



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA QUALIDADE DE  
ENERGIA EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

**RAFAEL BARRETO DE MEDEIROS**

**FORTALEZA**

**2014**

**RAFAEL BARRETO DE MEDEIROS**

**IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA QUALIDADE DE  
ENERGIA EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Monografia desenvolvida no âmbito da Qualidade e Distribuição de Energia Elétrica, e submetida à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como parte dos requisitos para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Orientadora: Profa. Ruth Pastôra Saraiva Leão, Ph.D.  
Coorientadora: Profa. Janaína Barbosa Almada, M.Sc.

**FORTALEZA**

**2014**

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação  
Universidade Federal do Ceará  
Biblioteca Universitária  
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

---

- M44i Medeiros, Rafael Barreto de.  
Impactos da geração distribuída fotovoltaica na qualidade de energia em rede de distribuição de energia elétrica / Rafael Barreto de Medeiros. – 2017.  
64 f. : il. color.
- Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2017.  
Orientação: Profa. Dra. Ruth Pastôra Saraiva Leão.  
Coorientação: Profa. Ma. Janaína Barbosa Almada.
1. Distribuição de energia elétrica. 2. Geração distribuída. 3. Geração solar fotovoltaica. 4. Qualidade de energia elétrica. I. Título.

CDD 621.3

---

**RAFAEL BARRETO DE MEDEIROS**

**IMPACTOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA QUALIDADE DE  
ENERGIA EM REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Monografia desenvolvida no âmbito da Qualidade e Distribuição de Energia Elétrica, e submetida à Coordenação do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como parte dos requisitos para obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

Monografia aprovada pelo Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará em 06/06/2014.

---

Rafael Barreto de Medeiros

**BANCA EXAMINADORA**

---

Profª. Ph.D. Ruth Pastôra Saraiva Leão (Orientadora)

Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Profª. M.Sc. Janaína Barbosa Almada (Coorientadora)

Universidade Federal do Ceará (UFC)

---

Eng. Francisco Amaury Rios Filho

Universidade Federal do Ceará (UFC)

Aos meus pais.

## **AGRADECIMENTOS**

À minha família, em primeiro lugar. Ao meu pai, Medeiros, pelo exemplo que ele sempre foi para mim; à minha mãe, Marcilia, por todo o carinho do mundo; aos meus irmãos, Mariana, César, Gustavo e Luis, pelos companheiros que eles representam.

À minha namorada, Sara, pelo incentivo e por estar lá para o que for preciso.

Aos amigos que fiz durante a faculdade, e que espero poder estar sempre perto. Sem eles essa conquista não teria sido possível.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica, por todo o conhecimento trabalhado durante esses anos, e especialmente às minhas orientadoras, a Prof<sup>a</sup> Ruth Leão e a Prof<sup>a</sup> Janaína Almada, pelos ensinamentos e pela enorme paciência. Agradeço ainda ao Eng. Lucas Gonçalves, precursor da pesquisa que levou a essa monografia, além de amigo sempre presente.

A todos os amigos que tornaram esses anos tão especiais.

## RESUMO

As concessionárias de distribuição de energia elétrica são responsáveis pela entrega da energia aos consumidores finais. No Ceará, a concessão para entrega desse produto é de responsabilidade da COELCE. A qualidade do produto energia elétrica é regulamentada e fiscalizada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Com a implantação da resolução N<sup>o</sup> 482/2012 da ANEEL, que estabelece condições para o acesso de micro e mini geração distribuída (GD) aos sistemas de distribuição de energia elétrica, é esperado um número crescente de fontes de geração de pequeno porte instaladas ao longo da rede de distribuição da concessionária. A conexão desses sistemas à rede pode causar impactos positivos e negativos ao funcionamento do sistema e à qualidade da energia elétrica. O objetivo deste trabalho é analisar e quantificar o impacto da penetração solar fotovoltaica de pequeno porte, tendo como referência o estabelecido na regulamentação da ANEEL. Com a ferramenta PSCAD, foram simulados diferentes cenários de operação de um alimentador real da concessionária local com característica predominantemente residencial. Foram estimados diferentes níveis de penetração de geração distribuída fotovoltaica (PV), e para cada cenário foram analisados os impactos dessa geração nos seguintes fatores: queda de tensão ao longo do alimentador, perdas elétricas, taxa de distorção harmônica, fator de desequilíbrio e carregamento do sistema. Os diferentes níveis de penetração PV permitem observar cenários de potência fluindo em sentido convencional (concessionária – cliente) e oposto (cliente – concessionária). A partir dos resultados obtidos, pode-se concluir que é possível injetar uma quantidade superior do que a estabelecida pela norma brasileira, sem que o sistema entre em sobrecarga. Foi necessária a injeção de 1,6 pu de potência PV para atingir a capacidade dos transformadores de distribuição e 2,06 pu para que o limite de condução do alimentador fosse atingido, tomando-se como potência de base a capacidade dos transformadores de distribuição. Quanto à qualidade da energia entregue, os limites estabelecidos pelo PRODIST foram respeitados mesmo nos cenários em que a carga foi inteiramente alimentada pela GD. Apesar disso, a injeção de potência PV causou impactos em relação ao desequilíbrio de tensão, com um aumento no fator de desequilíbrio de 1,44%, e à elevação de tensão, que chegou a 1,021 pu no ponto mais afastado da subestação.

**Palavras-chave:** Distribuição de energia elétrica, geração distribuída, geração solar fotovoltaica, qualidade de energia elétrica.

## ABSTRACT

The power utilities are responsible for delivering electricity to consumers. In the case of Ceará, this is under the responsibility of COELCE. The quality of the product that is delivered is supervised by the National Electric Energy Agency - ANEEL. With the implementation of the ANEEL Resolution 482/2012, establishing access conditions for micro and mini DG systems to the power grid, a growing number of these systems installed along the distribution network is expected to emerge. The connection of DG to the network may cause positive and negative impacts on the operation of the grid and power quality concerns. The goal of this study is to analyze and quantify these impacts, having the standards established by ANEEL as reference. Using PSCAD software as a simulation tool, a real feeder of the local utility, whose load profile is predominantly residential, is analyzed through different load scenarios. Different penetration levels of distributed photovoltaic generation for each scenario are proposed. Thus, the impacts of distributed generation were evaluated such as: voltage drop along the feeder, power losses, total harmonic distortion, unbalance rate and overload. The different levels of PV penetration make it possible to observe scenarios where the power flows in both directions, from substation to consumers and the opposite from consumers to substation. The work concludes from this analysis that it is possible to inject a larger level of PV power than that established by the Brazilian regulation, without overload. It required the injection of 1.6 pu of PV power to reach the capacity of the distribution transformers and 2.06 pu for the feeder capacity limit to be reached. Regarding the power quality, the limits set by PRODIST were respected even in scenarios where the load was entirely fed by DG. Nevertheless, injection of PV power caused some impacts regarding the voltage unbalance, with a 1.44% increase in unbalance factor, and the rise of voltage, which reached 1.021 pu at the farthest point from the substation.

**Keywords:** Electric power distribution, distributed generation, solar photovoltaic generation, electric power quality.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1.1 – Matriz de energia elétrica no Brasil. ....	13
Figura 1.2 – Sistemas de distribuição com fontes de geração centralizada e distribuída. ....	14
Figura 3.1 – Senóide de frequência fundamental na presença da terceira e quinta harmônica.	25
Figura 3.2 – Sinal resultante de uma onda fundamental e suas harmônicas. ....	25
Figura 3.3 – Limites de tensão em torno do valor de referência. ....	37
Figura 4.1 – Perfil de carregamento do alimentador ao longo de uma semana. ....	42
Figura 4.2 – Representação do sistema simulado. ....	43
Figura 4.3 - Distorção harmônica da corrente injetada pela fonte PV. ....	45
Figura 4.4 – Perfil de tensão do alimentador nos diferentes cenários. ....	48
Figura 4.5 – THD de tensão observado na MT em cada cenário com carga distribuída e concentrada. ....	50
Figura 4.6 - THD de tensão observado na BT em cada cenário com carga distribuída e concentrada. ....	50
Figura 4.7 – Perdas, em kW, de cada um dos cenários, com carga distribuída e concentrada	52

## LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Limites de penetração PV de acordo com concessionárias de diferentes países europeus.....	19
Tabela 3.1 – Temperaturas máximas de operação dos diferentes materiais. ....	27
Tabela 3.2 – Viscosidade, densidade e condutividade térmica do ar.....	30
Tabela 3.3 - Altitude solar e azimute solar para diferentes latitudes e horários.....	32
Tabela 3.4 - Total de energia recebida por superfície ao nível do mar.....	33
Tabela 3.5 – Fator de multiplicação para maiores altitudes .....	33
Tabela 3.6 – Limites de tensão estabelecidos pelo PRODIST. ....	36
Tabela 3.7 – Valores referência para a distorção harmônica total (em porcentagem da tensão fundamental). ....	37
Tabela 3.8 – Valores referência para distorções harmônicas individuais (em porcentagem da tensão fundamental). ....	37
Tabela 3.9 – Níveis de tensão para a conexão de micro e minigeração.....	39
Tabela 4.1 – Relação percentual entre amplitude das correntes harmônicas e da fundamental. ....	43
Tabela 4.2 – Cenários simulados .....	45
Tabela 4.3 – Valores extremos de tensão, em pu, com carga distribuída e concentrada. ....	48
Tabela 4.4 – Diferentes potências injetadas entre fases na simulação do cenário 1.....	52
Tabela 4.5 - Diferentes potências injetadas entre fases na simulação do cenário 5. ....	53
Tabela 4.6 – Medições realizadas para 1 pu de inserção PV. ....	54
Tabela 4.7 - Medições realizadas para 1,6 pu de inserção PV. ....	55
Tabela 4.8 - Medições realizadas para 2,06 pu de inserção PV. ....	55

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
COELCE	Companhia Energética do Ceará
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FD	Fator de Desequilíbrio
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
MCP	Mucuripe
MT	Média Tensão
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PV	Fotovoltaica
THD	Distorção Harmônica Total

## SUMÁRIO

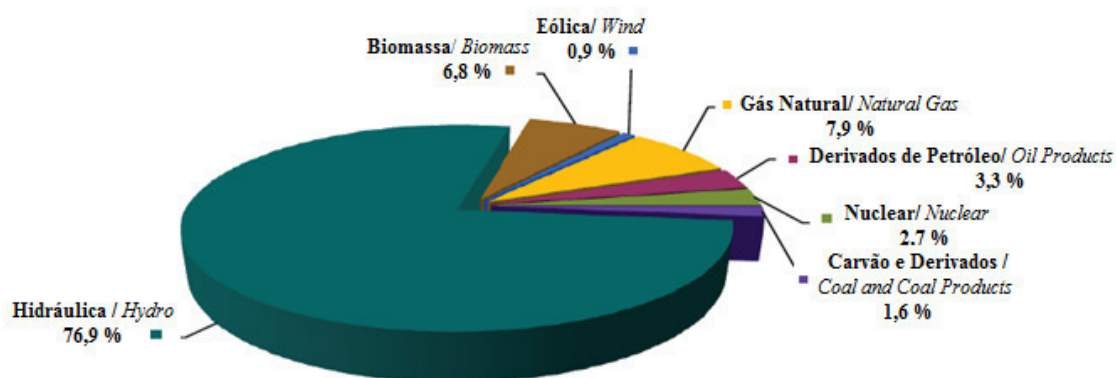
<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO</b>	13
1.1	Objetivo	15
1.2	Estrutura do Trabalho	16
<b>2.</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b>	17
2.1	Conclusões	21
<b>3.</b>	<b>TÓPICOS DE QUALIDADE DE ENERGIA</b>	22
3.1	Regulação de Tensão	22
3.2	Harmônicos de Tensão	24
3.3	Ampacidade	27
3.3.1	<i>Metodologia de Cálculo da Ampacidade</i>	29
3.3.2	<i>Cálculo da Energia Trocada por Convecção (QC)</i>	30
3.3.3	<i>Cálculo da Energia Trocada por Irradiação (QR)</i>	32
3.3.4	<i>Cálculo da Energia Absorvida da Radiação Solar (QS)</i>	32
3.3.5	<i>Cálculo da Resistência para Temperatura Máxima de Operação (RTR)</i>	34
3.4	Desequilíbrio de Tensão	35
3.5	Regulamentação da Qualidade da Energia Elétrica – Módulo 8 do PRODIST	36
3.5.1	<i>Tensão em Regime Permanente</i>	36
3.5.2	<i>Harmônicos</i>	38
3.5.3	<i>Desequilíbrio de Tensão</i>	39
3.6	Regulamentação do Acesso ao Sistema de Distribuição – Módulo 3 do PRODIST	39
<b>4.</b>	<b>SIMULAÇÕES E RESULTADOS</b>	41
4.1	Descrição do Sistema	41
4.1.1	<i>Alimentador de Distribuição</i>	41
4.1.2	<i>Geração Fotovoltaica</i>	44
4.2	Cenários Simulados	45
4.3	Investigação da Qualidade da Energia para Diferentes Cenários de Operação	47

<b>4.3.1</b>	<b><i>Perfil de Tensão</i></b>	47
<b>4.3.2</b>	<b><i>Harmônicos</i></b>	49
<b>4.3.3</b>	<b><i>Perdas Elétricas</i></b>	51
<b>4.3.4</b>	<b><i>Desequilíbrio de Tensão</i></b>	53
<b>4.3.5</b>	<b><i>Carregamento do Sistema</i></b>	55
<b>5.</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	58
<b>5.1</b>	<b>Conclusões</b>	58
<b>5.2</b>	<b>Trabalhos Futuros</b>	59
	<b>REFERÊNCIAS</b>	60
	<b>ANEXOS</b>	62

## 1. INTRODUÇÃO

A matriz de energia elétrica brasileira é composta principalmente por fontes de geração hidráulica e térmica, com ênfase especial à hidroeletricidade, que corresponde a 76,9% da oferta de energia elétrica nacional (EPE, 2013). A Empresa de Pesquisa Energética – EPE, vinculada ao Ministério de Minas e Energia, publica anualmente um documento chamado Balanço Energético Nacional, onde são detalhadas as participações das diferentes fontes de geração de energia elétrica, assim como o consumo dos diferentes setores da economia. No gráfico da figura 1.1, é mostrada a parcela da produção correspondente a cada fonte, de acordo com o balanço referente ao ano de 2012.

Figura 1.1 – Matriz de energia elétrica no Brasil.



Fonte: Balanço Energético Nacional – EPE (2013), modificado.

A conversão de energia solar fotovoltaica (geração PV) apresenta elevado potencial no Brasil, pois a irradiação média nacional anual situa-se entre 1200 e 2400 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Esse valor é bem superior ao de países que se utilizam mais plenamente dessa fonte de geração elétrica, como por exemplo, a Alemanha, cujos valores médios de irradiação ficam entre 900 e 1250 kWh/m<sup>2</sup>/ano. Por outro lado, os custos dessa tecnologia no Brasil ainda são elevados, dificultando sua competitividade, e justificando a baixa participação na matriz de energia elétrica.

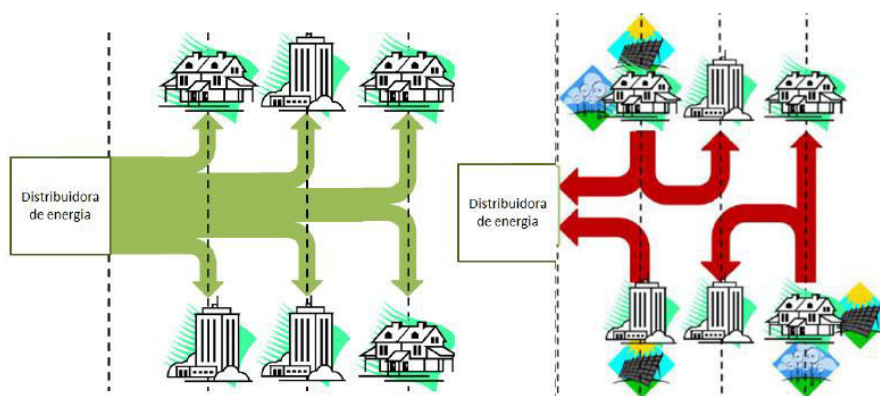
Como resultado de esforços de pesquisa e desenvolvimento, a tecnologia de geração PV vem atingindo resultados cada vez melhor em termos de rendimento na conversão da energia solar em energia elétrica. Segundo uma junta alemã de

laboratórios de pesquisa em tecnologia de geração PV, foi possível atingir um valor de 47,7% de eficiência na conversão (Fraunhofer, 2013), o que contribui para tornar o custo de geração por kWh mais atraente. Com a concretização dessa tendência, associada a incentivos políticos, a energia solar pode contribuir de maneira considerável na matriz de energia elétrica através de duas formas: as centrais solares e a geração distribuída (EPE, 2013).

As centrais solares são usinas de geração de energia elétrica de maior porte. Inicialmente, as usinas foram baseadas na geração de energia térmica solar, em que um fluido é aquecido para que posteriormente seja recuperada sua energia térmica. Em tempos mais recentes, a tecnologia tem sido aplicada ao fotovoltaico tradicional, seja pela conexão de uma grande quantidade de módulos fotovoltaicos, tendo como exemplo a usina portuguesa de Amareleja, seja pela utilização de espelhos concentradores dos raios solares incidindo em uma torre receptora, tendo como exemplo a usina marroquina de Ouarzazate.

A geração distribuída é caracterizada pela instalação de plantas de geração conectadas diretamente ao sistema de distribuição. Na filosofia mais tradicional de fornecimento de energia elétrica, as fontes de geração são localizadas longe dos grandes centros consumidores, o que leva a maiores perdas elétricas e maiores investimentos em sistemas de transmissão. No cenário de geração distribuída, as fontes seriam instaladas próximas às cargas, de forma a evitar as perdas da transmissão, melhorar a qualidade da energia fornecida, e aumentar a confiabilidade do suprimento (SHORT, 2004). A figura 1.2 ilustra dois sistemas de distribuição, sendo um apenas com fonte de geração concentrada, e outro tendo também presença de fontes de geração distribuída.

Figura 1.2 – Sistemas de distribuição com fontes de geração centralizada e distribuída.



Fonte: (SHAYANI, 2013), modificado.

No sistema ilustrado à esquerda da figura, uma fonte de geração centralizada envia, através da distribuidora de energia, potência aos clientes. O fluxo de potência é, portanto, unidirecional. Já na figura da direita, característico de um sistema com geração distribuída, as cargas também recebem alimentação local, levando a um menor carregamento do sistema de distribuição. O fluxo de potência nessa situação possui diferentes direções, como é ilustrado pelas setas da figura.

Em Pearce (2009), é feita uma analogia entre essa possibilidade de geração distribuída e o compartilhamento de arquivos em formato torrent através da internet. Assim como no cenário de geração distribuída, o fornecimento do arquivo a partir de várias fontes, característica do compartilhamento via torrent, torna a indisponibilidade bem menos provável, ao contrário de um cenário mais tradicional, com informação ou fontes de geração centralizadas.

Assim, em um cenário onde as unidades consumidoras passam a ter a possibilidade de produzir energia para consumo próprio e/ou para injetá-la na rede de distribuição, o fluxo de energia pode originar-se em locais em que originalmente apenas consumia-se eletricidade e fluir em sentido oposto ao da concepção da rede (SHAYANI, 2010). Essa mudança de paradigma dá origem à denominação de ‘prosumidor’, figura que não apenas consome, mas também produz eletricidade.

Na resolução 482/2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece as condições para o acesso da microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição, e cria o sistema de compensação de energia elétrica, em que o cliente que gera energia pode ganhar “créditos” nos intervalos onde sua produção for superior à sua demanda. Com a publicação desse documento, a geração distribuída no Brasil passa a ser uma realidade, e a questão do impacto da inserção de fontes na rede de distribuição se torna uma preocupação das concessionárias de energia.

## 1.1 Objetivo

O objetivo desse estudo é analisar a influência da penetração da geração solar fotovoltaica distribuída na qualidade da energia elétrica de um alimentador de distribuição de energia elétrica. Mais especificamente, será estudado o efeito da geração solar fotovoltaica em um alimentador tipicamente residencial, no que diz respeito ao carregamento do alimentador e a diferentes aspectos da qualidade da energia fornecida, como regulação de tensão, harmônicos, desequilíbrio de tensão e perdas.



São propostos cenários com diferentes níveis de carregamento, assim como diferentes níveis de penetração da geração PV, de forma que os resultados possam embasar as conclusões que os seguem.

## 1.2 Estrutura do Trabalho

O trabalho é dividido em cinco capítulos, organizados da seguinte maneira:

O Capítulo 1 aborda a questão da geração distribuída, esclarecendo sua relação com a geração PV e com o desempenho do sistema de distribuição. Fica definido o objetivo da análise realizada nesse trabalho, assim como sua estrutura.

O capítulo 2 faz uma revisão bibliográfica sobre estudos realizados a respeito dos impactos trazidos pela penetração das fontes PV nos sistemas de distribuição. São mostradas as conclusões tiradas por esses estudos, além da contribuição que esse trabalho traz às pesquisas já realizadas.

O Capítulo 3 apresenta algumas definições teóricas necessárias para o entendimento dos resultados obtidos por esse estudo. São mostrados os conceitos, e a relação deles com a geração distribuída.

O Capítulo 4 apresenta o sistema estudado e os diferentes cenários propostos, e descreve detalhes da simulação. Em seguida, são mostrados os resultados obtidos.

O Capítulo 5 apresenta as conclusões do trabalho e sugestões de trabalhos futuros.

## 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo, discutem-se as contribuições de autores acerca dos impactos da geração distribuída, em especial a geração fotovoltaica, no desempenho do sistema de distribuição de energia elétrica.

Em Mitra (2012), é realizado o estudo de um alimentador urbano residencial do Estado do Arizona, nos Estados Unidos. O circuito alimenta duas zonas residenciais e possui geração distribuída fotovoltaica residencial monofásica, além de duas fontes concentradas.

Através de simulações no software CYMDIST, são analisados cenários de carga leve (2,1 MW) e carga pesada (5,5 MW). Os diferentes níveis de penetração da geração fotovoltaica considerados são: (i) sem contribuição, (ii) com contribuição moderada de 1,2 MW (correspondendo a 57,14% e 21,82% de cada cenário, carga leve e pesada, respectivamente), e (iii) com alta contribuição, de 2 MW (correspondendo a 95,2% do cenário de carga leve).

No que diz respeito ao perfil de tensão do alimentador, foram observados em Mitra (2012) os seguintes extremos: no cenário de carga pesada sem inserção PV foi necessário o ajuste de elevação do tap da subestação de forma a garantir que a tensão fornecida estaria dentro do nível aceitável. No cenário de carga leve e com alta inserção PV foi observado que a tensão no ponto mais distante da subestação esteve próxima de atingir seu limite máximo, devido à mudança do sentido do fluxo de corrente. Além disso, ramais secundários das zonas residenciais menos carregadas chegaram a apresentar sobretensão. Todos os outros casos apresentaram elevação do perfil de tensão à medida que foi inserida geração PV distribuída, sem, no entanto, sair dos limites normatizados.

Quanto ao desequilíbrio de tensão, foi observado em Mitra (2012), no cenário de carga leve, um aumento do fator de desequilíbrio (FD), principalmente na situação de alta contribuição PV. Isso ocorre porque a diferença de potência injetada entre as fases é significativa em relação à potência total que circula no alimentador. Por outro lado, no caso de carga pesada, a injeção de potência próxima às cargas reduz a corrente do alimentador e, leva a um efeito contrário, reduzindo o FD.

Será proposta neste trabalho uma análise de injeção de potência mais distinta entre fases, de maneira a observar se os resultados encontrados nos diferentes

cenários de penetração PV por fase continuam a ser opostos, como observado por Mitra (2012), ou seja, maior FD para o caso de carga leve e menor FD para o caso de carga pesada.

Em Gonçalves (2013), foi feita uma análise do perfil de tensão do mesmo alimentador abordado no presente trabalho, através de simulações de dois dos seus transformadores de distribuição. Nessas simulações, foi considerada a possibilidade de ajuste do tap dos transformadores da subestação, de forma a observar a capacidade do sistema de se ajustar, visando manter a tensão dentro dos valores estabelecidos pelo PRODIST.

Foi concluído em Gonçalves (2013) que a inserção da geração distribuída PV pode trazer impactos positivos e negativos, dependendo da sua proporção com relação à carga. Para cenários de inserção moderada, os níveis de carregamento do alimentador devem ser reduzidos, diminuindo perdas e postergando a necessidade de investimentos em recondução. No caso de inserção alta, o sistema pode enfrentar problemas de regulação de tensão.

As análises feitas por Gonçalves (2013) não consideram um cenário de carga leve com injeção PV superior à potência demandada pelas cargas. Nesse cenário, onde haveria potência fluindo de volta à subestação, a geração distribuída poderia não somente minimizar a queda de tensão no alimentador, mas também provocar sua excessiva elevação de tensão, levando o sistema a alterar o tap da subestação de maneira a reduzir a tensão da subestação. Neste trabalho, a análise do perfil de tensão será expandida, levando em consideração esse tipo de cenário. Além disso, serão realizadas análises de outros fatores relevantes à operação do alimentador de distribuição, que não foram abordadas por Gonçalves (2013), como o aumento do fator de desequilíbrio, a inserção de harmônicos, e a variação da potência elétrica perdida pelo alimentador.

Em Arif (2012) é apresentado um estudo de caso de um alimentador residencial da cidade de Rockhampton, Austrália. Foram feitas simulações usando o software PSS<sup>®</sup>SINCAL, concentrando as cargas desse alimentador em 7 ramos. O autor busca estudar os resultados do uso de armazenadores de energia junto ao sistema de geração distribuída PV.

Foi observado em Arif (2012) que na situação onde há somente geração distribuída PV, houve uma elevação de tensão na rede de baixa tensão (BT) superior ao permitido pelas normas australianas. No momento em que foram utilizados armazenadores, essa elevação de tensão foi atenuada, já que em momentos onde é

produzida uma maior quantidade de potência do que é demandado, esse excedente é armazenado, em vez de ser transportado rumo à subestação. Sendo assim, os armazenadores apresentam uma função reguladora, além de permitirem uma maior confiabilidade, já que tornam o sistema de geração mais estável.

Shayani (2010) realiza simulações em Matlab<sup>®</sup> de um alimentador de distribuição genérico, buscando quantificar o limite de inserção de potência PV, considerando dois critérios limitadores: o limite máximo de tensão, e a capacidade de condução do alimentador. A carga foi definida como estando concentrada, e a subestação teve tensão definida em 1,05 pu, já que a corrente nominal do sistema provoca uma queda de 0,05 pu de tensão. Assim, em carga nominal, o ponto mais distante do alimentador estaria em tensão nominal.

No cenário de carga nominal, foi observado que é possível injetar valores de potência superiores à potência nominal (1,47 pu). Com a redução da tensão da subestação, o limite de injeção foi estendido ainda mais. O valor máximo ficou no intervalo entre 1,81 pu e 1,89 pu. Foi necessário o correto ajuste da tensão da subestação, já que para valores muito altos de penetração, o limite de tensão na carga era atingido para valores menores de injeção PV. O mesmo acontecia com o limite de carregamento do alimentador quando a tensão da subestação era definida muito baixa.

O trabalho de Shayani (2010) também analisa a influência da condição de carga no limite máximo de injeção de potência PV. Foi concluído que a potência instalada PV máxima cai quando o valor de carga é menor, já que o sistema PV deve, no máximo, ser capaz de alimentar a carga localmente, e “devolver” à subestação uma quantidade de potência que não leve o alimentador a uma situação de sobrecarga. No entanto, é possível a instalação de 1 pu de potência PV mesmo considerando uma situação extrema de carga nula, já que o sistema seria capaz de transportar essa potência de volta à subestação.

Por fim, Shayani (2010) chega a uma expressão da potência máxima PV a ser instalada no sistema, em *por unidade* (pu), levando em consideração os diferentes fatores analisados. Essa relação é mostrada a seguir:

$$P_{PV} = 2 \times P_{LOAD} + (1 - S_{LOAD}) \quad (2.1)$$

Sendo:

$P_{PV}$ : Máxima potência PV injetada

$P_{LOAD}$ : Potência ativa demandada pela carga

$S_{LOAD}$ : Potência aparente demandada pela carga

Essa expressão toma como pressuposto que a tensão da subestação seja estabelecida em um valor médio entre os limites superior e inferior, de forma que a injeção de potência PV possa ser limitada somente pela capacidade de condução do alimentador, e não pelos limites de tensão na carga.

Será feita neste trabalho, uma análise similar à realizada por Shayani (2010), aplicada ao caso real de um alimentador, considerando a limitação de um terceiro fator: a capacidade dos transformadores de distribuição.

Existem diferentes interpretações a respeito do quanto a geração distribuída pode ser significativa em um sistema de distribuição. Em Caamaño et al. (2007), é feita uma pesquisa com diversas concessionárias de energia europeias. Na Europa, a realidade da geração distribuída já é trabalhada há mais tempo e, portanto, as concessionárias já possuem resultados práticos, a partir dos quais podem tirar suas diretrizes nessa questão. As concessionárias se posicionam diferentemente, indo desde aquelas mais conservadoras, como as austríacas, que estabelecem um terço da capacidade da linha ou do transformador como limite de penetração PV, até as mais ousadas, como as holandesas, que estabelecem esse limite em 75% para redes de BT, e 50% para redes de Média Tensão (MT). Os valores estabelecidos servem apenas de estimativa, já que deve ser analisado o perfil de carregamento de cada área. A tabela 2.1 resume os limites de penetração PV nos diferentes países apresentados por Caamaño et al. (2007).

Tabela 2.1 – Limites de penetração PV de acordo com concessionárias de diferentes países europeus.

<b>País</b>	<b>Limites de penetração da Geração Distribuída fotovoltaica</b>
Áustria	1/3 da capacidade de transporte da linha/ capacidade do transformador.
França	O limite de penetração é tido como função da possível elevação de tensão e da potência nominal dos transformadores de distribuição. No entanto, não são pré-estabelecidos valores limite.
Alemanha	A elevação de tensão provocada pela GD deve ser inferior a 2% da tensão nominal. Isso corresponde tipicamente a um limite de 30 e 40% da capacidade do transformador.
Espanha	50% da capacidade de transporte da linha/ capacidade do transformador.

Holanda	O limite de penetração em relação à capacidade de condução da linha/ capacidade do transformador é de 75% para sistemas conectados na BT ou 50% para sistemas conectados na MT.
Inglaterra	A concessionária deve ser acionada para determinar se existe necessidade de estudos de impacto.

Fonte: Caamaño et al. (2007).

Segundo o trabalho de Caamaño et al. (2007), algo que a maioria das concessionárias estabelece em comum é que as linhas rurais têm limite de penetração PV reduzido, já que se trata de linhas mais fracas, com menos recursos de controle de tensão.

## 2.1 Conclusões

É nesse contexto que o presente trabalho visa fazer uma contribuição, aplicando análises realizadas por outros autores, em um contexto local de um real alimentador da concessionária do estado do Ceará. Serão buscadas conclusões quantitativas a respeito dos impactos sofridos pelo alimentador, e da definição de limites aceitáveis de penetração PV distribuída.

Tomando como referência as metodologias utilizadas pelos autores dos trabalhos mostrados nesse capítulo, foram definidos cinco fatores a serem monitorados no desempenho do alimentador estudado. São eles o perfil de tensão ao longo do alimentador, a distorção harmônica de tensão, as perdas elétricas, o fator de desequilíbrio de tensão, e o nível de carregamento do alimentador. Esses fatores são estudados em detalhe no capítulo 3 desse trabalho, e os resultados referentes a cada um deles são apresentados no tópico 4.3.

### 3. TÓPICOS DE QUALIDADE DE ENERGIA

Nesse trabalho é realizado o estudo de um alimentador de distribuição através de simulações de diferentes cenários de operação. Essas simulações foram realizadas buscando tirar conclusões sobre como a penetração da geração distribuída solar fotovoltaica afeta diferentes aspectos da linha. Cada um desses aspectos é apresentado em detalhe nesse capítulo, visando um melhor entendimento da análise realizada no capítulo seguinte.

#### 3.1 Regulação de Tensão

A entrega de energia em tensão dentro dos limites determinados pela ANEEL é de importância chave no trabalho da concessionária. A excursão da tensão para além da faixa de regulação permitida remete a sobretensões ou subtensões, podendo provocar os seguintes efeitos nas cargas (SHORT, 2004):

- Operação imprópria, ou ineficiente, dos equipamentos
- Desligamento de cargas sensíveis
- Superaquecimento de motores de indução
- Falha ou dano dos equipamentos
- Maiores perdas nos transformadores

A corrente circulando nos alimentadores de distribuição provoca queda de tensão. Os consumidores ligados em pontos mais distantes das subestações podem, portanto, ser alimentados por tensões muito baixas. A equação abaixo expressa o cálculo da queda de tensão em um alimentador.

$$\Delta V = V_S - V_R = I \times \cos \theta \times R + I \times \sin \theta \times X \quad (3.1)$$

Sendo:

$V_S$ : Tensão na barra da subestação

$V_R$ : Tensão no ponto mais afastado da subestação

$I$ : Magnitude da corrente da linha

$\theta$ : Ângulo entre os fasores de tensão e corrente

$R$ : Resistência da linha

$X$ : Reatância da linha

Tendo em vista que as cargas de um alimentador não são concentradas, a tensão cai de forma mais rápida no trecho mais próximo da subestação, onde circula a corrente de alimentação de todas as cargas, e de forma mais suave no trecho mais afastado à medida que a corrente diminui.

Diferentes fatores influenciam na queda de tensão de um alimentador. Primeiro, as características físicas da linha, como comprimento e seção do cabo, definem sua impedância e, como consequência, a queda de tensão. Segundo, o fator de potência médio das cargas. A otimização do fator de potência resulta em redução da potência aparente que a linha deve fornecer, levando a uma menor corrente eficaz. Além disso, segundo Short (2004), circuitos trifásicos e equilibrados apresentam menor queda de tensão se comparados a circuitos monofásicos ou desequilibrados.

As concessionárias de energia elétrica possuem diferentes formas de controle da tensão de fornecimento, dentre as mais comuns estão:

1. **Mudança de tap dos transformadores da subestação e dos transformadores de distribuição.** Nesse caso, a tensão no secundário dos transformadores é monitorada por um relé e, de acordo com o carregamento do alimentador, sinaliza a operação de motores que comutam o tap do transformador, ajustando a tensão em até  $\pm 10\%$  (GONÇALVES, 2013).

2. **Reguladores de tensão ao longo do alimentador.** São autotransformadores de tap ajustável automaticamente. Podem ser monofásicos ou trifásicos, sendo a utilização de reguladores monofásicos mais comuns por parte das concessionárias, mesmo em alimentadores trifásicos (SHORT, 2004).

3. **Bancos de capacitores fixos ou chaveados.** Contribui para atenuação da queda de tensão no alimentador injetando potência reativa. Podem ser controlados automaticamente através de sensores de tensão ou de tempo.

A presença de fontes de geração distribuída pode contribuir para regular a tensão em casos onde a queda de tensão é preocupante, já que com parte da carga sendo alimentada por uma fonte geradora mais próxima, a demanda por energia vinda da subestação será menor, assim como a corrente do alimentador. No entanto, existe a



preocupação com relação à ultrapassagem do nível máximo de tensão, principalmente em cenários de carga leve, e onde haja uma contribuição alta de geração distribuída. Essa preocupação é devida ao fato de os geradores distribuídos injetarem energia ativa em sentido contrário, rumo à subestação, diminuindo a corrente que flui no alimentador e, por conseguinte, a queda de tensão, de forma a elevar a tensão da carga.

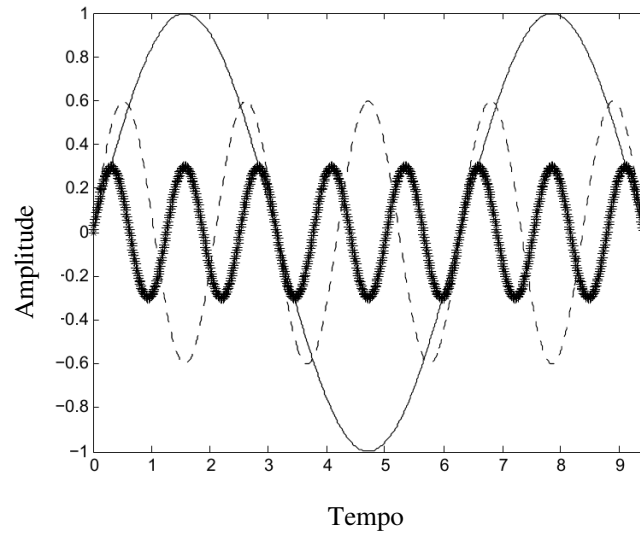
As possíveis medidas tomadas para evitar problemas de sobretensão na carga são semelhantes às aquelas apresentadas anteriormente. Quanto ao planejamento da inserção de geração distribuída em um alimentador, é necessária análise da relação entre potência de geração e demanda das cargas do alimentador. Uma análise nesse sentido é realizada no próximo capítulo.

### 3.2 Harmônicos de Tensão

Atualmente, com a maior presença de dispositivos de eletrônica de potência nos sistemas de distribuição, é observada uma maior distorção na tensão dos alimentadores. Ou seja, o sinal de tensão se torna menos semelhante ao ideal de uma onda senoidal.

O teorema de Fourier mostra que toda função periódica pode ser decomposta na soma de sinais senoidais: uma onda senoidal em frequência fundamental e uma série de ondas senoidais cujas frequências sejam múltiplos inteiros da fundamental. Essas últimas são as chamadas harmônicas do sinal fundamental (SCHNEIDER, 2012). A figura 3.1 ilustra um sinal senoidal, na presença de duas harmônicas. Observe que as senóides pontilhada e em asterisco apresentam frequências 3 e 5 vezes maiores que a senóide em traço contínuo. Sendo assim, elas são chamadas de terceira harmônica e quinta harmônica, respectivamente.

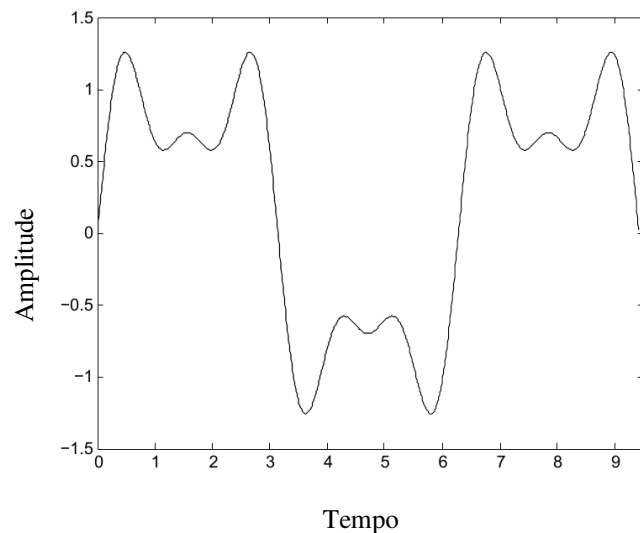
Figura 3.1 – Senóide de frequência fundamental na presença da terceira e quinta harmônica.



Fonte: Autoria própria.

Na figura 3.2 pode-se observar o sinal resultante da soma das três senóides da figura 3.1. Observe que esse sinal diverge bastante da onda senoidal ideal fundamental

Figura 3.2 – Sinal resultante de uma onda fundamental e suas harmônicas.



Fonte: Autoria própria.

Sabendo que as linhas do sistema de distribuição têm característica de reatância indutiva, a impedância das linhas se torna maior para a passagem de sinais de corrente de maior frequência. Portanto, as componentes harmônicas enfrentam maior impedância e, como consequência, a circulação dessas correntes gera quedas consideráveis de tensão, causando deformação no sinal de tensão da linha.

As componentes harmônicas de corrente são geradas pela conexão de cargas não-lineares na rede elétrica. Cargas não lineares são aquelas que produzem correntes distorcidas, mesmo quando alimentadas por uma fonte não distorcida (senoidal), podendo ser classificadas como convencionais ou chaveadas (LEÃO, SAMPAIO, ANTUNES, 2014). No segundo caso, as cargas apresentam componentes eletrônicos funcionando em modo interrupção, ou seja, abrem e fecham o circuito em determinados momentos, de forma a controlar a corrente fornecida à carga. Essas interrupções na alimentação fazem com que a corrente fornecida à carga deixe de ser senoidal, caracterizando a não-linearidade da carga e a distorção harmônica.

Tendo em vista que os sistemas de geração solar fotovoltaica são conectados à rede de distribuição através de equipamentos chaveados como conversores elevadores e inversores de tensão, fica previsto que a inserção dessa fonte de geração no sistema traz a presença de componentes harmônicas.

Na prática, a demanda das cargas não lineares por componentes harmônicas de corrente afeta tanto o próprio alimentador de distribuição quanto as cargas alimentadas por ele, e acarreta as seguintes consequências:

1. **Sobrecarga da rede de distribuição por conta do aumento da corrente eficaz.** Isso acarreta maior perda elétrica na rede de distribuição, ou necessidade do sobredimensionamento dos condutores, significando maiores gastos. Além disso, os equipamentos integrantes do sistema de distribuição, como disjuntores e transformadores, têm vida útil diminuída por esse maior esforço (SCHNEIDER, 2012).

2. **Disparos inapropriados dos dispositivos de proteção.** Os dispositivos de proteção estão dimensionados para atuar considerando apenas a corrente eficaz gerada pela corrente fundamental. Com a entrada das componentes de corrente harmônicas, esses dispositivos podem atuar abrindo o circuito em momentos indevidos, gerando prejuízos sociais e econômicos, como a perda de produção fabril.

3. **Sobrecarga de bancos de capacitores.** Os bancos de capacitores, inseridos na rede de distribuição com o objetivo de compensar o fator de potência predominantemente indutivo das cargas industriais, representam um caminho de baixa impedância para a passagem de componentes de corrente de alta frequência. Logo, podem ser danificados por uma alta contribuição de correntes harmônicas.

4. **Fenômeno de ressonância.** Pelas alterações nas frequências das harmônicas de corrente e tensão, as impedâncias indutiva e capacitiva do alimentador

são alteradas. Isso pode levar ao fenômeno de ressonância, onde as reatâncias indutiva e capacitiva se igualam, levando a um valor mínimo de impedância, e um valor máximo de corrente (EDMINISTER, 1991).

A influência da presença das componentes harmônicas no sistema é medida através de alguns indicadores. Entre eles estão a taxa individual de harmônica e a taxa de distorção harmônica. A primeira indica a contribuição de uma única componente harmônica, seja de corrente ou tensão, e a segunda indica a importância total do conteúdo harmônico do sinal. As expressões de cálculo desses indicadores são mostradas abaixo.

$$U_h \% = \frac{U_h}{U_1} \times 100 \quad (3.2)$$

Sendo:

$U_h$  %: Distorção harmônica individual de tensão

$U_h$ : Componente harmônica de ordem h

$U_1$ : Tensão de frequência fundamental

$$DTT_u = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{\infty} u_h^2}}{U_1} \quad (3.3)$$

Sendo:

$DTT_u$ : Distorção harmônica total da tensão

Observe que as equações acima tratam de distorção de tensão, já que nesse trabalho a análise será feita acerca da tensão, e não da corrente. No entanto, o cálculo da distorção harmônica de corrente, tanto individual quanto total, é feita de maneira análoga.

### 3.3 Ampacidade

O estudo da capacidade máxima de carregamento de uma linha de distribuição é importante para o melhor aproveitamento do sistema elétrico por parte da concessionária. A partir desse conhecimento, é possível prever se um alimentador será capaz de suportar uma determinada situação, seja essa de operação normal, levando em conta fatores meteorológicos e geográficos como temperatura ambiente, velocidade do

vento e insolação, ou de recurso emergencial, como a tomada das cargas de outro alimentador em caso de defeito.

É definida como Ampacidade a corrente que coloca o alimentador em estado de carregamento máximo, ou seja, faz com que a temperatura da linha se eleve ao valor limite. A tabela 3.1 estabelece os valores máximos para condutores de distribuição, em operação normal, de acordo com o material. Os dados mostrados são retirados dos catálogos dos cabos de distribuição aérea do fabricante Nexans.

Tabela 3.1 – Temperaturas máximas de operação dos diferentes materiais.

<b>Material</b>	<b>Temperatura Máxima em Condição de Operação</b>
Cobre - Cabo Fipex BF	90°C
Alumínio (CA)	75°C
Alumínio com Alma de Aço (CAA)	75°C
Alumínio Termorresistente	150°C

Fonte: Autoria própria.

A temperatura estabelecida como máxima para os alimentadores de distribuição está bem abaixo daquela de fusão do material das linhas. No entanto, a elevação da temperatura da linha além dos valores máximos pode provocar a perda de resistência à tração e acelerada oxidação, assim como o aumento do comprimento da linha devido à dilatação térmica, podendo levar à ultrapassagem dos valores limites de flecha.

O aumento da corrente não costuma ser fator limitador do aumento de cargas do alimentador. Antes que a corrente possa se aproximar de valores máximos, é comum ocorrerem perturbações como a elevada queda de tensão ao longo da linha. No entanto, a entrada da geração PV distribuída contribui para a atenuação desse problema, já que eleva a tensão nos pontos mais afastados da subestação. Sendo assim, se torna necessária a análise das situações em que a queda de tensão deixa de ser um fator limitador, e é substituída pela capacidade máxima de condução da linha. Essa análise é realizada no capítulo 4 deste trabalho.

A norma IEEE 738/2006 apresenta uma metodologia de cálculo da relação entre temperatura e corrente em condutores de linhas aéreas. Essa abordagem pode ser utilizada de duas formas: primeiro, pode ser prevista a temperatura da linha em determinada corrente de operação. Segundo, pode ser calculada a corrente que leva à

temperatura máxima do condutor, ou seja, a corrente de Ampacidade. A metodologia de cálculo da corrente de Ampacidade apresentada nesse tópico é, portanto, baseada nessa norma.

### 3.3.1 Metodologia de Cálculo da Ampacidade

As equações de descrição da relação entre corrente e temperatura do alimentador são obtidas pela equivalência entre as quantidades de energia absorvida e dissipada pela linha. A primeira é dada pela soma entre a energia gerada pelo efeito Joule e a energia absorvida da radiação solar. A segunda é dada pela soma entre o calor trocado pela linha por convecção e irradiação. A parcela de energia trocada por condução é irrelevante já que só ocorre nos pontos de contato entre o alimentador e as estruturas de suporte, podendo ser desprezado. Sendo assim, a equação abaixo traduz essa equivalência. A título de simplificação das equações, é considerado o estado permanente da linha.

$$Q_J + Q_S = Q_C + Q_R \quad (3.4)$$

Sendo:

$Q_J$ : Energia absorvida através do efeito Joule

$Q_S$ : Energia absorvida da radiação solar

$Q_C$ : Energia trocada por convecção

$Q_R$ : Energia trocada por irradiação

O calor gerado por efeito Joule é dado pelo produto entre a corrente e a resistência da linha. No momento em que a linha se encontra em máximo carregamento, essa corrente possui valor de Ampacidade. Logo,  $Q_J$  pode ser reescrito como:

$$Q_J = I_{Máx}^2 \times R_{TR} \quad (3.5)$$

Sendo:

$I_{Máx}$ : Corrente de Ampacidade da linha

$R_{TR}$ : Resistência da linha para a temperatura máxima de operação

Sendo assim, associando as duas equações anteriores, tem-se a expressão da corrente de ampacidade, mostrada a seguir. Cada um dos fatores de energia da equação é detalhado individualmente ao longo desse tópico, de forma a possibilitar o cálculo da corrente máxima.

$$I_{Máx} = \sqrt{\frac{Q_C + Q_R - Q_S}{R_{TR}}} \quad (3.6)$$

### 3.3.2 Cálculo da Energia Trocada por Convecção ( $Q_C$ )

Duas expressões são apresentadas para o cálculo de  $Q_C$ . A primeira delas é aplicável para baixas velocidades de vento. A segunda é aplicável para altas velocidades de vento. As equações são mostradas abaixo.

$$Q_{C1} = \left[ 1,01 + 0,0372 \left( \frac{D \times \rho_f \times V_W}{\mu_f} \right)^{0,52} \right] K_f \times K_{angulo} \times (T_c - T_a) \quad (3.7)$$

$$Q_{C2} = \left[ 0,0119 \left( \frac{D \times \rho_f \times V_W}{\mu_f} \right)^{0,6} \right] K_f \times K_{angulo} \times (T_c - T_a) \quad (3.8)$$

Sendo:

$D$ : Diâmetro externo do condutor (mm)

$\rho_f$ : Densidade do ar ( $\text{kg/m}^3$ )

$V_W$ : Velocidade do vento (m/s)

$\mu_f$ : Viscosidade dinâmica (Pa.s)

$K_f$ : Condutividade térmica do ar ( $\text{W}/(\text{m} \cdot ^\circ\text{C})$ )

$K_{angulo}$ : Fator de direção do vento

$T_c$ : Temperatura máxima do condutor ( $^\circ\text{C}$ )

$T_a$ : Temperatura ambiente ( $^\circ\text{C}$ )

Os valores de  $\rho_f$ ,  $\mu_f$  e  $K_f$  são mostrados na tabela 3.2. O valor de temperatura de consulta na tabela,  $T_{film}$ , é a média entre a temperatura máxima da linha e a temperatura ambiente.

Tabela 3.2 – Viscosidade, densidade e condutividade térmica do ar.

Temperatura $T_{film}$	Viscosidade Dinâmica $\mu_f$	Densidade do Ar $\rho_f$ (kg/m <sup>3</sup> )				Condutividade Térmica do Ar $K_f$
		0 m	1000 m	2000 m	4000 m	
°C	(Pa.s)					W/(m.°C)
0	0,0000172	1,293	1,147	1,014	0,785	0,0242
5	0,0000174	1,270	1,126	0,995	0,771	0,0246
10	0,0000176	1,247	1,106	0,978	0,757	0,0250
15	0,0000179	1,226	1,087	0,961	0,744	0,0254
20	0,0000181	1,205	1,068	0,944	0,731	0,0257
25	0,0000184	1,184	1,051	0,928	0,719	0,0261
30	0,0000186	1,165	1,033	0,913	0,707	0,0265
35	0,0000188	1,146	1,016	0,898	0,696	0,0269
40	0,0000191	1,127	1,000	0,884	0,685	0,0272
45	0,0000193	1,110	0,984	0,870	0,674	0,0276
50	0,0000195	1,093	0,969	0,856	0,663	0,0280
55	0,0000198	1,076	0,954	0,843	0,653	0,0283
60	0,0000200	1,060	0,940	0,831	0,643	0,0287
65	0,0000202	1,044	0,926	0,818	0,634	0,0291
70	0,0000204	1,029	0,912	0,806	0,625	0,0295
75	0,0000207	1,014	0,899	0,795	0,616	0,0298
70	0,0000209	1,000	0,887	0,783	0,607	0,0302
85	0,0000211	0,986	0,874	0,773	0,598	0,0306
90	0,0000213	0,972	0,862	0,762	0,590	0,0309
95	0,0000215	0,959	0,850	0,752	0,582	0,0313
100	0,0000217	0,946	0,839	0,741	0,574	0,0317

Fonte: IEEE (2006).

Nos casos de vento de baixa velocidade, deve ser calculada ainda a troca natural de energia por convecção, dada pela equação a seguir. O valor utilizado para o cálculo da corrente de ampacidade é tomado como o maior valor entre  $Q_{C1}$  e  $Q_{Cn}$ .

$$Q_{Cn} = 0,0205 \times \rho_f^{0,5} \times D^{0,75} \times (T_c - T_a) \quad (3.9)$$



### 3.3.3 Cálculo da Energia Trocada por Irradiação ( $Q_R$ )

A dissipação de calor por radiação segue a lei de Stefan-Boltzmann, como mostrado na equação abaixo. A energia irradiada pela linha é diretamente proporcional ao coeficiente de emissividade térmica da linha ( $\varepsilon$ ), que traduz seu estado de desgaste. Superfícies mais velhas e oxidadas aproximam-se do conceito de corpo negro e possuem valores mais altos de  $\varepsilon$ .

$$Q_R = 0,0178 \times D \times \varepsilon \times \left[ \left( \frac{T_C + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] \quad (3.10)$$

Sendo:

$\varepsilon$ : Coeficiente de emissividade térmica

### 3.3.4 Cálculo da Energia Absorvida da Radiação Solar ( $Q_S$ )

O calor que o cabo absorve da radiação solar depende da região onde a linha se encontra, do tipo de superfície, do clima e da época do ano. Seu valor é estimado pela seguinte equação.

$$Q_S = \alpha \times Q_{SE} \times \sin \theta \times \frac{D}{1000} \quad (3.11)$$

Sendo:

$\alpha$ : Coeficiente de absorção solar

$\theta$ : Ângulo de incidência entre os raios do sol e a superfície da linha

$Q_{SE}$ : Fluxo de energia recebido por superfície ( $W/m^2$ )

O ângulo  $\theta$  é dado pela seguinte expressão:

$$\theta = \cos^{-1}[\cos H_C \times \cos(Z_C - Z_L)] \quad (3.12)$$

Sendo:

$H_C$ : Altitude solar (graus)

$Z_C$ : Azimute do sol (graus)

$Z_L$ : Azimute da linha (graus)

É definido como o azimute de uma direção o “ângulo formado entre a meridiana de origem que contém os pólos, magnéticos ou geográficos, e a direção considerada. É medido a partir do norte, no sentido horário, e varia de  $0^\circ$  a  $360^\circ$ ” (VEIGA, 2012).

Os valores da altitude e do azimute do sol variam de acordo com a latitude do local, assim como ao longo do dia, como mostrado na tabela 3.3. Para obtenção de um valor mais aproximado, é realizada interpolação entre os valores mostrados na tabela.

Tabela 3.3 - Altitude solar e azimute solar para diferentes latitudes e horários.

Latitude (Graus Norte)	Horário local						
	10:00		12:00		14:00		
	$H_C$	$Z_C$	$H_C$	$Z_C$	$H_C$	$Z_C$	$N$
-80	32	33	33	180	32	327	350
-70	40	37	43	180	40	323	350
-60	48	43	53	180	48	317	350
-50	55	52	63	180	55	308	350
-40	60	66	73	180	60	294	350
-30	62	83	83	180	62	277	350
-20	62	96	90	180	62	264	20
-10	61	97	88	180	61	263	50
0	60	91	90	180	60	269	80
10	61	85	89	180	61	275	110
20	62	85	90	180	62	275	140
30	62	97	83	180	62	263	170
40	60	114	73	180	60	245	170
50	55	128	63	180	55	232	170
60	48	137	53	180	48	223	170
70	40	143	43	180	40	217	170
80	32	147	33	180	32	213	170

Fonte: IEEE (2006).

Para determinação de  $Q_{SE}$ , é consultada a tabela 3.4, onde é estabelecido o valor de energia absorvido por uma superfície perpendicular aos raios solares, localizada ao nível do mar. Sendo assim, para análise em maiores altitudes, é necessária ainda a multiplicação por um fator de altitude, apresentado na tabela 3.5. Na obtenção

do fator de multiplicação, é realizada mais uma interpolação para altitudes não mostradas na tabela.

Tabela 3.4 - Total de energia recebida por superfície ao nível do mar.

<b>Altitude Solar</b>	<b>Atmosfera Clara</b>	<b>Atmosfera Industrial</b>
$H_C$ (graus)	$q_s$ (W/m <sup>2</sup> )	$q_s$ (W/m <sup>2</sup> )
5	234	136
10	433	240
15	583	328
20	693	422
25	770	502
30	829	571
35	877	619
40	913	662
45	941	694
50	969	727
60	1000	771
70	1020	809
80	1030	833
90	1040	849

Fonte: IEEE (2006).

Tabela 3.5 – Fator de multiplicação para maiores altitudes

<b>Elevação acima do nível do mar</b> $H_e$ (m)	<b>Fator multiplicador</b>
0	1
1000	1,1
2000	1,19
4000	1,28

Fonte: IEEE (2006).

### 3.3.5 Cálculo da Resistência para Temperatura Máxima de Operação ( $R_{TR}$ )

A determinação da resistência no ponto de máximo carregamento da linha pode ser feita de maneira aproximada através de interpolação linear, sabendo-se dois valores tabelados. Sendo assim, a expressão da resistência é mostrada na seguinte equação.

$$R_{TR} = \left[ \frac{R_{THigh} - R_{TLow}}{T_{High} - T_{Low}} \right] (T_C - T_{Low}) + R_{TLow} \quad (3.13)$$

Sendo  $R_{THigh}$  e  $R_{TLow}$  os valores conhecidos de resistência, e  $T_{High}$  e  $T_{Low}$  são as respectivas temperaturas associadas a elas.

### 3.4 Desequilíbrio de Tensão

Um alimentador é dito equilibrado quando ele é capaz de fornecer tensões de mesma amplitude em cada uma das fases, e quando os fasores dessas tensões estão igualmente espaçados de  $120^\circ$ . Cargas elétricas trifásicas devem ser alimentadas por tensões equilibradas, caso contrário podem ter seu correto funcionamento comprometido, ou mesmo serem danificadas.

Os motores elétricos são um exemplo de carga sensível ao desequilíbrio de tensão, especialmente o motor de indução trifásico. A tensão desequilibrada nos terminais do estator pode levar a correntes desequilibradas, resultando em superaquecimento, pulsações de torque, maior estresse mecânico, maiores perdas, e redução na vida útil da isolação dos enrolamentos (MITRA, 2012). Além dos motores elétricos, os sistemas de acionamento de velocidade variável podem ter operação comprometida. Esses equipamentos realizam uma retificação do sinal trifásico recebido, e as tensões de cada uma das fases se alterna para carregar o capacitor interno do acionador. Com uma das fases desbalanceada injetando mais corrente do que as outras, dispositivos de proteção contra sobrecarga são disparados indesejavelmente (SHORT, 2004).

Como mostrado por Mitra (2012), existem diferentes definições de desequilíbrio de fase na literatura, de forma que seu cálculo pode ser feito seguindo mais de uma expressão. A forma como a legislação brasileira aborda esse fator é mostrada no tópico 3.5 deste capítulo.

Dentre as possíveis causas de desequilíbrio de tensão em um alimentador, algumas podem ser citadas como as mais comuns. Primeiro, o desequilíbrio na distribuição de cargas pode, tanto na média quanto na baixa tensão, levar a um desequilíbrio de corrente e tensão. Quando as cargas estão mais concentradas em uma das fases, esta apresenta maior queda de tensão do que as fases com carga mais leve. Segundo, bancos de capacitores em estado precário ao longo do alimentador podem injetar quantidades diferentes de reativos em cada fase, levando a diferentes quedas de

tensão em cada uma delas. Terceiro, como já comentado, os reguladores de tensão utilizados no sistema de distribuição são normalmente monofásicos. Quando ocorre um mau funcionamento de um desses equipamentos, a tensão na sua respectiva linha fica comprometida e o sistema tende a ficar desequilibrado.

As fontes de geração distribuída podem ser trifásicas, como por exemplo, as turbinas eólicas e os geradores a diesel; ou monofásicas, como é o caso da maioria dos sistemas PV e das células a combustível. Na conexão de fontes de geração monofásica ao sistema de distribuição, é necessário cautela com relação à divisão da potência injetada em cada fase do alimentador. A potência injetada ao longo do alimentador traz uma elevação de tensão podendo comprometer o equilíbrio entre as fases.

### 3.5 Regulamentação da Qualidade da Energia Elétrica – Módulo 8 do PRODIST

A ANEEL elabora um conjunto de documentos para normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Esses documentos compõem o PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

De forma a tornar possível a avaliação do desempenho das concessionárias e monitorar o produto entregue por elas aos consumidores, são estabelecidos diferentes índices de qualidade de energia. Esses índices são mostrados no capítulo 8 – Qualidade de Energia, do PRODIST (2012), onde seus valores de referência são estabelecidos. Embora tais valores devam ser buscados como meta pelas concessionárias, margens de tolerância são definidas dentro das quais o serviço da concessionária é considerado satisfatório.

Os diferentes índices de qualidade de energia, apresentados no módulo 8 do PRODIST e que são analisados nesse trabalho estão detalhados a seguir. O PRODIST possui ainda outros índices de qualidade de energia elétrica que não foram aplicados nesse estudo e que, portanto, não são abordados nesse tópico.

#### 3.5.1 Tensão em Regime Permanente

A tensão em regime permanente do alimentador de distribuição deve ser analisada nos pontos de conexão com as unidades consumidoras. Nesses pontos, é

estabelecida a conformidade da tensão elétrica pela comparação da tensão medida com o valor de referência.

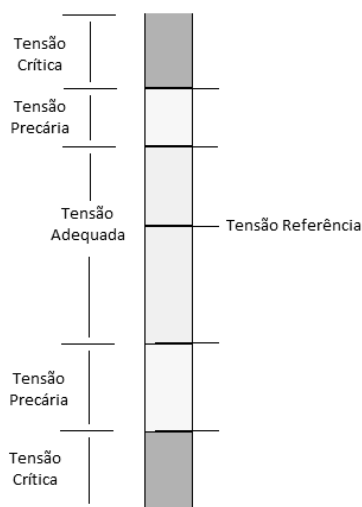
Para um alimentador de tensão entre 1 kV e 69 kV, o PRODIST (2012) estabelece como limite adequado, precário e crítico as faixas de tensão mostradas na tabela 3.6. Essas faixas de tensão estão ilustradas na figura 3.3, adiante.

Tabela 3.6 – Limites de tensão estabelecidos pelo PRODIST.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação de Leitura (TL) em Relação à Tensão de referência (TR)
Adequada	$0,95TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90TR \leq TL \leq 0,93TR$ ou $1,05TR \leq TL \leq 1,07TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,07TR$

Fonte: PRODIST (2012)

Figura 3.3 – Limites de tensão em torno do valor de referência.



Fonte: PRODIST (2012), modificado.

A concessionária de energia deve enviar trimestralmente para a ANEEL indicadores de transgressão individuais. Esses indicadores quantificam o afastamento entre a tensão fornecida e a tensão de referência. Dessa forma, é possível monitorar a qualidade da energia no que tange à tensão em regime permanente. Cabe à ANEEL observar os casos em que os indicadores de transgressão ultrapassam o máximo permitido e, nesses casos, determinar o pagamento de compensação aos consumidores prejudicados.

### 3.5.2 Harmônicos

Fica estabelecido no módulo 8 do PRODIST (2012) que as medições de distorção harmônica devem ser feitas através das tensões fase-neutro para sistemas estrela aterrada e fase-fase para as demais configurações. Para o cálculo da distorção harmônica total, deve ser considerado desde a componente fundamental até, no mínimo, a 25ª ordem.

O valor referência para a distorção harmônica total é dado na tabela 3.7 para a faixa de tensão em estudo. Ficam também definidos os valores limite de distorções harmônicas individuais, que são mostrados na tabela 3.8.

Tabela 3.7 – Valores referência para a distorção harmônica total (em porcentagem da tensão fundamental).

Tensão Nominal do Barramento	Distorção Harmônica Total de Tensão (THD) [%]
$1\text{ kV} < V_N \leq 13,8\text{ kV}$	8
$13,8\text{ kV} < V_N \leq 69\text{ kV}$	6

Fonte: PRODIST (2012), modificado.

Tabela 3.8 – Valores referência para distorções harmônicas individuais (em porcentagem da tensão fundamental).

Ordem Harmônica	$1\text{ kV} < V_N \leq 13,8\text{ kV}$	$13,8\text{ kV} < V_N \leq 69\text{ kV}$	
Ímpares não múltiplas de 3	5	6	4,5
	7	5	4
	11	3,5	3
	13	3	2,5
	17	2	1,5
	19	1,5	1,5
	23	1,5	1,5
	25	1,5	1,5
	>25	1	1
Ímpares múltiplas de 3	3	5	4
	9	1,5	1,5
	15	0,5	0,5
	21	0,5	0,5
	>21	0,5	0,5
Pares	2	2	1,5
	4	1	1
	6	0,5	0,5
	8	0,5	0,5
	10	0,5	0,5
	12	0,5	0,5
	>12	0,5	0,5

Fonte: PRODIST (2012), modificado.

### 3.5.3 Desequilíbrio de Tensão

O PRODIST (2012) estabelece que as medições de tensão para o cálculo do desequilíbrio sejam realizadas para as tensões fase-fase, de forma a aferir sistema sem neutro disponível. A expressão do desequilíbrio de tensão é dada por:

$$FD_{\%} = \frac{V_{-}}{V_{+}} 100 \quad (3.14)$$

Sendo:

$V_{-}$ : Magnitude da tensão de sequencia negativa (RMS)

$V_{+}$ : Magnitude da tensão de sequencia positiva (RMS)

Existe ainda uma forma alternativa de cálculo, em função das tensões eficazes entres fases do sistema, que leva a um mesmo valor de fator de desequilíbrio.

$$FD_{\%} = 100 \sqrt{\frac{1-\sqrt{3-6\beta}}{1+\sqrt{3-6\beta}}} \quad (3.15)$$

Sendo:

$$\beta = \frac{V_{ab}^4 + V_{bc}^4 + V_{ca}^4}{(V_{ab}^2 + V_{bc}^2 + V_{ca}^2)^2} \quad (3.16)$$

O valor de referência nos barramentos de distribuição é de 2%, ou seja, esse é o desequilíbrio máximo aceito no alimentador.

### 3.6 Regulamentação do Acesso ao Sistema de Distribuição – Módulo 3 do PRODIST

O módulo 3 do PRODIST (2012) estabelece as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição. Na seção 3.7 desse documento, são apresentados os níveis de tensão para as centrais geradoras que são consideradas micro e minigeração, sendo considerada microgeração fontes com potência de até 100 kW e minigeração fontes com potência entre 101 kW e 1 MW (PRODIST, 2012). Tais níveis de tensão são mostrados na tabela 3.9.



Tabela 3.9 – Níveis de tensão para a conexão de micro e minigeração.

<b>Potência Instalada</b>	<b>Nível de Tensão de Conexão</b>
< 10 kW	Baixa Tensão (monofásico, bifásico ou trifásico)
10 a 100 kW	Baixa Tensão (trifásico)
101 a 500 kW	Baixa Tensão (trifásico) / Média Tensão
501 kW a 1 MW	Média Tensão

Fonte: PRODIST (2012).

As fontes de geração consideradas na simulação do alimentador deste trabalho são todas de microgeração e monofásicas, supondo que há uma uniformidade de clientes residenciais, conectados na BT, e cujas instalações são de pequeno porte.

## 4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

De acordo com o Guia de Estudo de Impactos na Distribuição aplicado à Geração Distribuída (IEEE, 2013), é possível utilizar ferramentas de simulação para realizar análises de estado permanente em sistemas de potência. Segundo o Guia, a ferramenta deve ser capaz de simular sistemas com mais de uma fonte de potência, o que é característico de sistemas com GD. O software escolhido foi o PSCAD, desenvolvido pela Manitoba HVDC Research Centre (HVDC, 2014).

Esse capítulo traz os resultados encontrados na análise por simulação computacional do sistema de distribuição, feita através do simulador PSCAD. Inicialmente, será descrito o sistema real, e quais considerações foram feitas ao simulá-lo. Em seguida, os diferentes cenários simulados serão apresentados. Por fim, serão mostrados os resultados de cada uma das simulações cujas conclusões são apresentadas no capítulo seguinte.

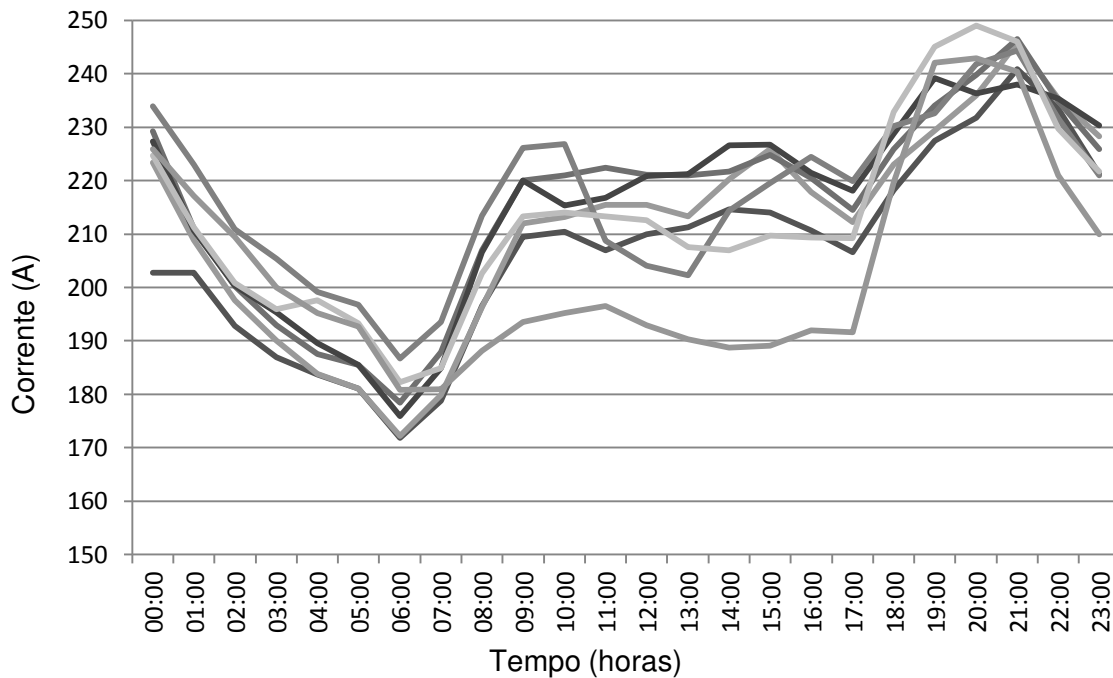
### 4.1 Descrição do Sistema

#### 4.1.1 Alimentador de Distribuição

O alimentador de média tensão escolhido para análise foi o 01M1 da subestação do Mucuripe – MCP 01M1. Esse alimentador possui perfil de carregamento predominantemente residencial, e é situado no bairro do Mucuripe em Fortaleza (CE). Trata-se do mesmo alimentador cujo perfil de tensão foi estudado em Gonçalves (2013). A análise da qualidade de tensão desse trabalho amplia, portanto, a realizada nessa referência.

A curva de carga do alimentador MCP 01M1 referente a uma semana típica é mostrada na figura 4.1. Cada uma das curvas representa a corrente demandada em um dia da semana.

Figura 4.1 – Perfil de carregamento do alimentador ao longo de uma semana.



Fonte: GONÇALVES (2013), modificado.

É possível observar na curva de carga que a demanda mínima ocorre por volta das 06:00 (171 A), enquanto que a demanda máxima ocorre por volta das 20:30 (249 A). Portanto, os valores de carga leve e pesada podem ser calculados por:

$$S_{3\phi} = \sqrt{3} \times V_L \times I_L \quad (4.1)$$

Sendo:

$V_L$ : Tensão de linha

$I_L$ : Corrente de linha

Dessa forma, considerando a tensão nominal da barra, os valores de potência demandada nas situações de carga leve e pesada são 4,09 MVA e 5,95 MVA, respectivamente. Foi considerado um fator de potência médio de 0,9 indutivo para as cargas.

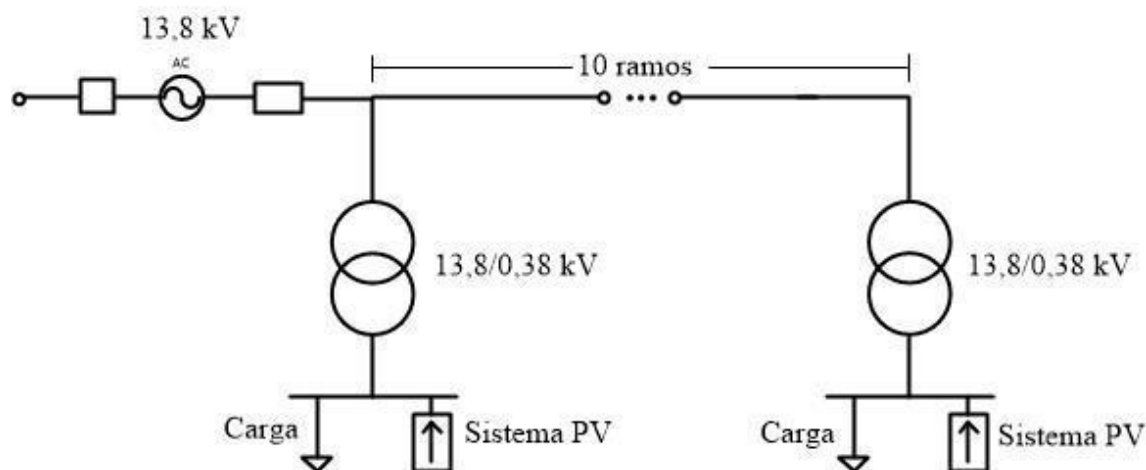
O cabo do alimentador MCP 01M1 é de cobre, com seção de 95 mm<sup>2</sup>, e resistência linear de 0,000198 Ω/m. O comprimento total do alimentador é de cerca de 4000 metros, de forma que a reatância indutiva total foi estimada em 0,00040 Ω, considerando cabos com características elétricas similares às apresentadas em

(GONÇALVES, 2013). Em relação aos circuitos de BT, foram tomados valores de resistência de  $1 \text{ m}\Omega$ , admitindo que os cabos utilizados nesse nível de tensão possuem maiores seções, já que devem suportar níveis maiores de corrente. Os valores de reatância dos cabos para esse nível de tensão foram considerados insignificantes.

Na representação do sistema, foi utilizada uma fonte de tensão alternada, com valor rms de  $13,8 \text{ kV}$ , associada em série com as impedâncias que representam o sistema à montante do alimentador em estudo. De maneira simplificada, considerou-se que a potência de curto circuito trifásica no ponto da subestação de onde parte o alimentador MCP 01M1 é constante, independente da variação de carregamento. Assim, os valores de impedância de sequência positiva e zero também são constantes. Esses valores são fornecidos pela OAP da COELCE, sendo a potência de curto circuito trifásica considerada igual  $163,5 \text{ MVA}$  e  $X/R$  igual a  $5,55$ , o que resulta em uma impedância equivalente no lado de alta tensão igual a  $0,21+j1,146 \Omega$ .

A carga é uniformemente distribuída ao longo do alimentador, e suprida por transformadores abaixadores como ilustrado na figura 4.2.

Figura 4.2 – Representação do sistema simulado.



Fonte: Autoria própria.

Os transformadores de cada ramo atingem carregamento máximo de 85% durante condição de carga máxima ( $5,95 \text{ MVA}$ ). Assim, a potência nominal do transformador de cada ramo é calculada por:

$$S = \frac{5,95 \text{ MVA}}{10 \text{ ramos} \times 0,85} = 700 \text{ kVA/ramo} \quad (4.2)$$

As características elétricas dos transformadores de distribuição foram fornecidas pela fabricante CEMEC, e introduzidas no PSCAD para simulação.

#### 4.1.2 Geração Fotovoltaica

Sabendo que a geração PV apresenta uma saída de tensão contínua, é utilizado um conversor CC-CA para sua conexão à rede de distribuição. Na simulação, esse conjunto PV-conversor é simplificado através de uma fonte de corrente alternada, e a variação de potência PV injetada na rede é obtida pela variação dessa corrente.

Tendo em vista o uso de dispositivos chaveados na conexão de sistemas baseados em geração PV, é considerada uma distorção na onda de corrente injetada por cada conjunto de módulos, de forma a analisar o impacto da injeção de uma onda de corrente não senoidal na Taxa de Distorção Harmônica (THD) de tensão do alimentador.

Em Latheef (2006), é trazido um exemplo de um sistema PV de 2 kW, conectado à rede através de inversor. As componentes harmônicas da corrente injetada por esse sistema são apresentadas como fruto de estudos experimentais. É fornecida, em Latheef (2006), uma tabela com as amplitudes de cada uma dessas componentes. Assim, foi possível obter uma relação percentual entre a amplitude de cada uma das correntes harmônicas e a amplitude da corrente fundamental. Essa proporção é mostrada na tabela 4.1. Foi considerada até a vigésima quinta ordem harmônica, como indicado pelo PRODIST.

Tabela 4.1 – Relação percentual entre amplitude das correntes harmônicas e da fundamental.

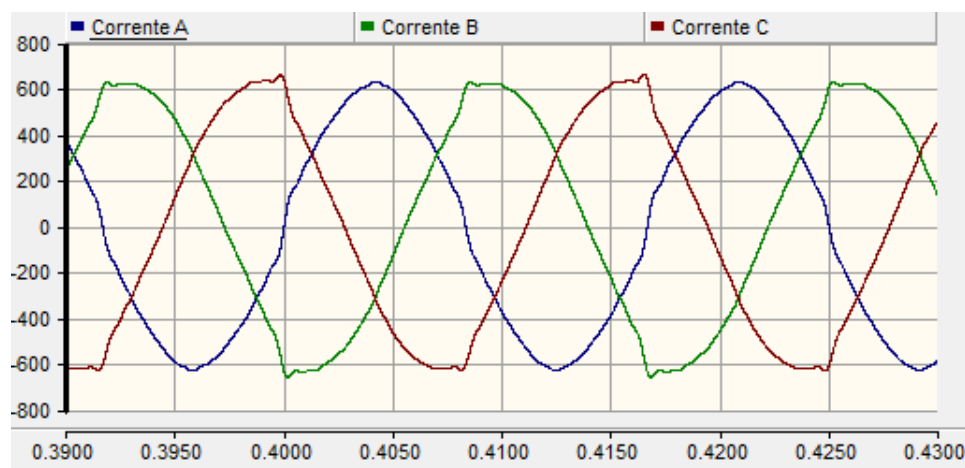
Harmônica $h$	$\frac{I_h}{I_n}$ [%]	Harmônica $h$	$\frac{I_h}{I_n}$ [%]	Harmônica $h$	$\frac{I_h}{I_n}$ [%]
2	0,732	10	0,096	18	0,144
3	2,940	11	1,056	19	0,468
4	0,732	12	0,204	20	0,156
5	2,940	13	1,092	21	0,600
6	0,156	14	0,096	22	0,108
7	1,452	15	0,576	23	0,444
8	0,276	16	0,072	24	0,108
9	1,272	17	0,696	25	0,396

Fonte: Latheef (2006), adaptado.

O perfil dos clientes do alimentador MCP 01M1 é predominantemente residencial. Assim, é possível assumir que os sistemas PV conectados serão microfones monofásicas, de ordem de potência semelhante à modelada em Latheef (2006), e conectadas individualmente às fases do alimentador através de inversores monofásicos. Portanto, foi considerada a mesma proporção entre amplitude de corrente fundamental e de suas harmônicas, mostrada na tabela 4.1, para a composição da corrente injetada em cada fase dos transformadores de distribuição.

A figura 4.3 mostra o impacto da distorção harmônica nessas correntes. O espectro de injeção de corrente harmônica é considerado uniforme em todos os transformadores do alimentador.

Figura 4.3 - Distorção harmônica da corrente injetada pela fonte PV.



Fonte: Autoria própria.

Como adotado por Caamaño et al. (2007), a penetração PV é medida em relação à capacidade nominal do transformador. Sendo assim, o valor de capacidade nominal do transformador foi tomado como base para determinar os valores de carga e os valores de potência injetada pelos módulos PV, expressos em *por unidade* (pu).

#### 4.2 Cenários Simulados

Como foi dito anteriormente, as potências demandadas nas situações de carga leve e pesada são relacionadas à capacidade dos transformadores de distribuição.

$$Carga\ Leve = \frac{4,09MVA}{10 \times 700kVA} = 0,58\ pu \quad (4.3)$$

$$Carga\ Pesada = \frac{5,95MVA}{10 \times 700kVA} = 0,85\ pu \quad (4.4)$$

De maneira semelhante, a potência PV injetada é colocada em relação à capacidade dos transformadores de distribuição. Ficam definidos três diferentes níveis de penetração PV: Penetração Nula, quando a carga do alimentador é inteiramente alimentada pelo sistema de distribuição; Penetração Moderada (0,58 pu), e Penetração Alta (0,85 pu).

A tabela 4.2 resume os diferentes níveis de penetração e de carregamento do sistema, indicando quais cenários foram simulados.

Tabela 4.2 – Cenários simulados

	<b>Penetração Alta (0,85 pu)</b>	<b>Penetração Moderada (0,58 pu)</b>	<b>Penetração Nula</b>
<b>Carga Pesada (0,85 pu)</b>	X	Cenário 1	Cenário 2
<b>Carga Leve (0,58 pu)</b>	Cenário 5	Cenário 4	Cenário 3

Fonte: Autoria própria.

O cenário 1 representa o final da tarde, quando há uma forte demanda e ainda há participação PV, tendo em vista que ainda há irradiação solar. O cenário 2 representa o início da noite, quando já não é injetada potência PV, porém, como foi visto na curva de carga do alimentador, a demanda é máxima. O cenário 3 representa o período após o horário de ponta, em que a demanda cai consideravelmente, e não há geração PV. O cenário 4 representa o período da manhã, de pouca demanda, e geração PV considerável. Finalmente, o cenário 5 representa o período por volta do meio dia, quando a geração PV atinge seu máximo.

A combinação de carga pesada e alta penetração PV, por ser um cenário não factível, não foi simulado, uma vez que o período do dia com maior injeção PV não coincide com o horário de carga pesada.

Foram feitas, em cada um dos cenários, simulações comparativas entre a condição de carga distribuída em 10 ramos, e uma condição extrema em que toda a carga é localizada ao fim do alimentador.

### 4.3 Investigação da Qualidade da Energia para Diferentes Cenários de Operação

Durante as simulações, diferentes grandezas foram monitoradas, como perfil de tensão, harmônicos de tensão, perdas elétricas, desequilíbrio de tensão e carregamento para os cenários definidos.

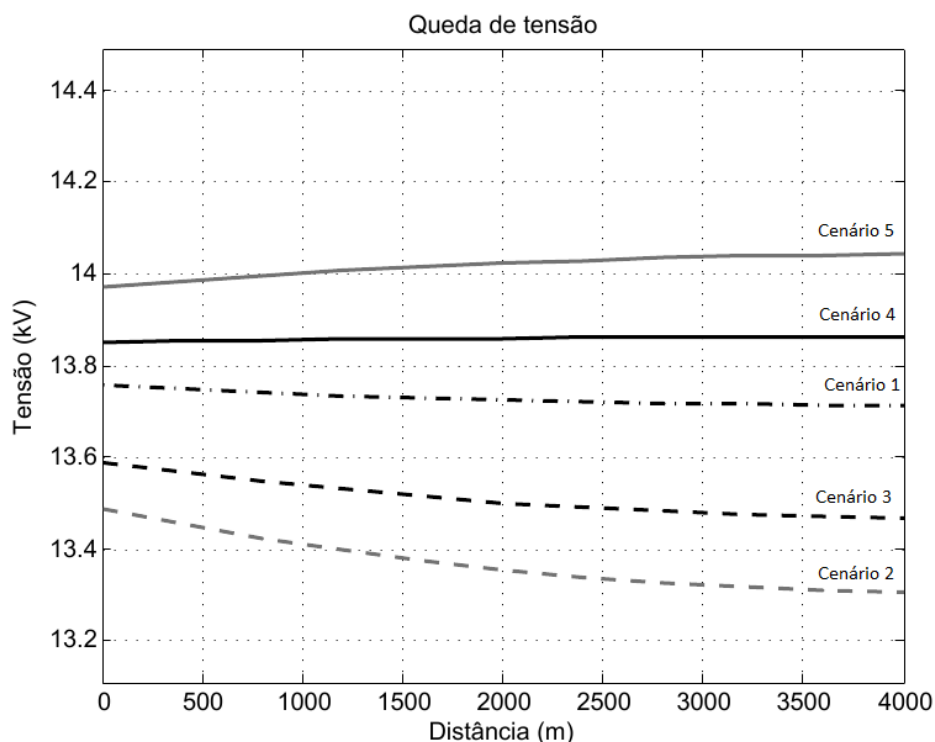
#### 4.3.1 Perfil de Tensão

Em cada um dos cenários simulados houve um diferente balanço de potência entre o que era demandado pelas cargas e o que era injetado pelos sistemas PV distribuídos. Assim, em alguns dos cenários observou-se potência fluindo no sentido convencional, da subestação em direção às cargas, enquanto em outros, observou-se o oposto. Essa diferença no fluxo de potência tem como consequência a queda ou elevação de tensão ao longo do alimentador.

A figura 4.4 mostra as curvas de tensão ao longo do alimentador para cada um dos cenários. A curva inferior, em cinza tracejado, representa a situação de maior queda de tensão, ou seja, o cenário 2, com carga pesada, e sem participação PV. Nesse cenário, a tensão chegou a um valor mínimo de 13.307 V (0,96 pu) no ponto mais distante da subestação. No outro extremo, a curva superior, em linha cinza contínua, representa o cenário 5, com carga leve e alta penetração PV. Uma grande quantidade de potência flui em direção à subestação, e neste cenário, a tensão atinge um valor máximo de 14.043 V (1,02 pu) no ponto mais distante do alimentador.



Figura 4.4 – Perfil de tensão do alimentador nos diferentes cenários



Fonte: Autoria própria.

Além das duas curvas extremas, observam-se três outras curvas na figura 4.4. A curva em cor preta tracejada representa o cenário 3, em que, assim como no cenário 2, não há participação PV. No entanto, como a carga do cenário 3 é leve, a queda de tensão é menor, e atinge um valor mínimo de 13.469 V (0,98 pu) no final do alimentador. A curva preta de linha tracejada e pontilhada representa o cenário 1 (carga pesada x penetração moderada), no qual a carga é alimentada por ambos, subestação e PV. Assim, a potência que circula no alimentador é bem reduzida, de forma que a queda de tensão é mínima, chegando a um valor de 13.713 V (0,99 pu). Finalmente, a curva preta contínua representa o cenário 4, em que a quantidade de potência demandada aproxima-se da potência PV injetada. O alimentador opera praticamente a vazio, com a carga sendo suprida localmente pela geração PV. Nesta condição é observada uma pequena elevação de tensão no alimentador, atingindo o valor máximo de 13.864 V ( $\approx 1,0$  pu).

É interessante ressaltar que no cenário 4, em que ambas as potências demandada e injetada tem valores equivalentes (0,58 pu), foi observada potência fluindo em direção à subestação, tendo em vista que a potência ativa demandada pela carga é

inferior a esse valor ( $fp = 0,9$ ) e, portanto, a potência PV injetada será mais do que suficiente para supri-la.

Os valores extremos do eixo de tensão da figura 4.4 foram estabelecidos de forma a representar os limites de tensão aceitos pelo PRODIST. Pode-se observar que em nenhum dos cenários os limites de nível rms de tensão foram ultrapassados. No caso do cenário 5, condição com maior desvio da tensão nominal, é importante considerar a queda de tensão na BT (inclui a impedância do transformador abaixador), de modo a garantir que o fornecimento esteja dentro dos limites no ponto de entrega ao consumidor final. Em caso de subtensão, podem ser realizados ajustes de mudança de tap no transformador da subestação.

O cenário extremo de carga concentrada foi também avaliado com toda a carga e toda a geração PV concentradas ao fim do alimentador. Dessa forma, a corrente de alimentação circula por toda a impedância do alimentador, fazendo com que os efeitos observados sejam destacados. A tabela 4.3 compara os valores limites de tensão observados nos 5 cenários, em pu, entre as simulações de carga distribuída e de carga concentrada.

Tabela 4.3 – Valores extremos de tensão, em pu, com carga distribuída e concentrada.

	Cenário 1	Cenário 2	Cenário 3	Cenário 4	Cenário 5
<b>Carga distribuída</b>	0,994	0,964	0,976	1,005	1,018
<b>Carga concentrada</b>	0,991	0,952	0,968	1,005	1,021

Fonte: Autoria própria.

Nas simulações de carga concentrada, tanto os efeitos de queda de tensão quanto de elevação de tensão foram ligeiramente intensificados. No caso do cenário 2, a tensão no ramo mais afastado da subestação fica extremamente próxima do valor mínimo. Portanto, espera-se que haja problemas de subtensão na BT, a não ser que medidas corretivas para regulação de tensão sejam tomadas na subestação.

#### 4.3.2 Harmônicos

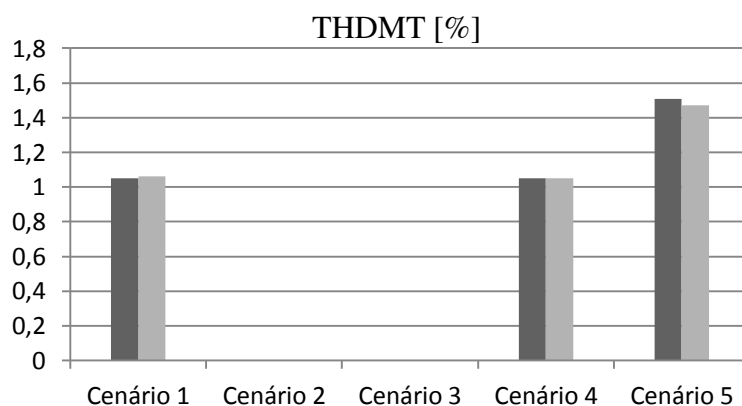
Os maiores índices de distorção harmônica foram observados nas tensões dos ramos mais afastados da subestação, nos cenários onde o balanço de potência do

alimentador flui no sentido convencional. Já para os cenários onde há potência fluindo para a subestação, observou-se o contrário: os maiores índices de THD foram medidos próximos da subestação. Assim, quatro pontos tiveram seus THDs monitorados: o ponto de entrada (13,8 kV), e uma das fases de BT (220V) dos ramos 1 e 10.

Os valores máximos de THD em cada um desses níveis de tensão são diferentes. De acordo com o Módulo 8 do PRODIST, esses valores máximos são de 6% e 8% para a MT e a BT, respectivamente.

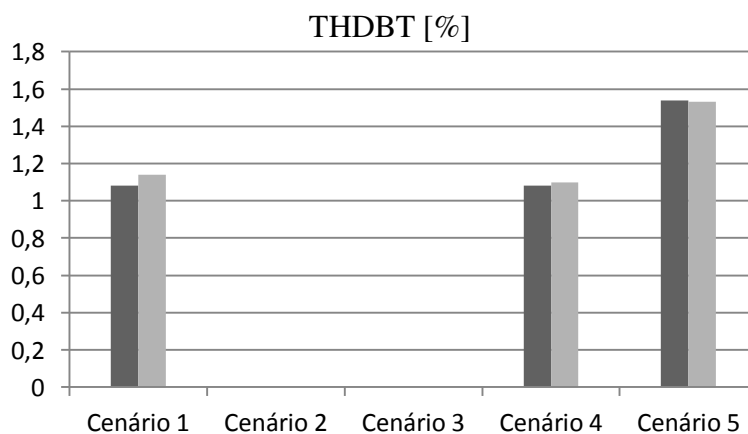
Os gráficos das figuras 4.5 e 4.6 resumem os resultados obtidos na simulação, onde THDMT representa o máximo THD observado na MT, e THDBT representa o máximo THD dos terminais de BT. São comparados os THDs de cada um dos cenários, entre as simulações de carga distribuída, representada pelas barras escuras, e concentrada, representada pelas barras mais claras.

Figura 4.5 – THD de tensão observado na MT em cada cenário com carga distribuída e concentrada.



Fonte: Autoria própria.

Figura 4.6 - THD de tensão observado na BT em cada cenário com carga distribuída e concentrada.



Fonte: Autoria própria

Nos cenários 2 e 3, o THD observado foi nulo, já que no sistema simulado não há injeção de potência PV e não há distorção harmônica na corrente. Em relação aos demais casos, os cenários 1 e 4 apresentam níveis de distorção semelhantes: na simulação com carga distribuída, o THD foi de 1,05 % para a MT, e de 1,08 % para a BT em ambos os cenários. Já para a simulação com carga concentrada, o THD foi de 1,06 % e 1,05 % na MT, e de 1,14 % e 1,10 % na BT, para os cenários 1 e 4, respectivamente. O cenário 5 se destaca com distorção superior, tendo em vista que a quantidade de potência PV injetada nessa situação é maior. O THD máximo observado nesse cenário foi de 1,51 % na MT e 1,54 % na BT, para a simulação com carga distribuída, e de 1,47 % na MT e 1,53 % na BT, para a simulação com carga concentrada.

Nos cenários 1 e 4, há uma pequena elevação de THD na simulação de carga concentrada, já que a potência de toda a carga do sistema circula pela impedância equivalente ao comprimento total do alimentador. Já no cenário 5, é observado o contrário, com uma pequena redução de THD com carga concentrada. Em todos os casos, o THD da BT é ligeiramente superior, mas não chega a se aproximar do limite estabelecido pelo PRODIST.

As simulações realizadas consideram as cargas do alimentador como sendo lineares. Em um caso real, com a presença de cargas não lineares no alimentador, haveria um THD de tensão inerente ao sistema de distribuição. A contribuição das fontes distribuídas PV poderia ter impacto mais preocupante em um alimentador cujo THD de tensão já fosse elevado.

#### 4.3.3 Perdas Elétricas

Em um alimentador de distribuição, as perdas elétricas são proporcionais ao quadrado da corrente eficaz que ele conduz. Com a inserção da geração distribuída, e a alimentação total ou parcial das cargas localmente, a potência que circula no alimentador tende a diminuir, o que acontece igualmente com as perdas elétricas.

De maneira a quantificar as perdas do alimentador, foram realizadas medições da potência total injetada pela subestação, e do balanço entre a potência requerida pelas cargas e injetada pelos sistemas PV. A expressão abaixo traduz essa metodologia de cálculo.

$$Perdas = P_{inj} - \sum(P_{carga} - P_{PV}) \quad (4.5)$$

Sendo:

$P_{inj}$ : Potência total injetada pela subestação

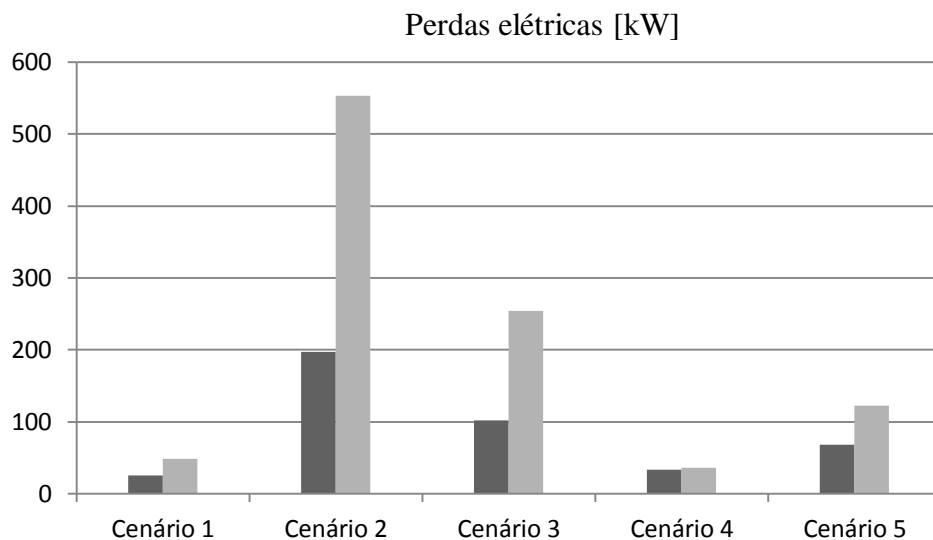
$P_{carga}$ : Potência ativa requerida pela carga

$P_{PV}$ : Potência ativa injetada pelo sistema PV

O somatório da expressão acima representa o balanço de potência realizado em cada uma das fases dos 10 ramos secundários do alimentador. Existe uma pequena diferença de potência injetada em cada um dos ramos secundários, devido à variação de tensão entre eles.

A figura 4.7 mostra a quantidade de potência ativa, em kW, perdida no alimentador, em cada um dos cenários, mais uma vez comparando as simulações de carga distribuída, representada pelas barras escuras, e carga concentrada, representada pelas barras mais claras.

Figura 4.7 – Perdas, em kW, de cada um dos cenários, com carga distribuída e concentrada



Fonte: Autoria própria.

Pode-se observar que o aumento de perdas é bastante significativo quando simulada a situação de carga concentrada. Quando comparados os diferentes cenários, observam-se maiores perdas nos cenários 2 e 3, nos quais uma maior quantidade de potência flui da subestação em direção à carga, uma vez que os sistemas PV não injetam nenhuma potência. Nesses cenários, as respectivas perdas foram de 197 kW e 102 kW

para a simulação de carga distribuída, e de 553 kW e 254 kW para a situação de carga concentrada. No caso do cenário 1, uma penetração moderada de injeção PV, e a consequente redução no carregamento do alimentador, provoca uma grande diminuição da potência perdida, tendo sido medido 25 kW e 49 kW de potência perdida para as simulações de carga distribuída e concentrada, respectivamente.

No caso dos cenários 4 e 5, nos quais há potência ativa fluindo em sentido contrário ao convencional, as perdas indicadas na figura 4.7 são dadas pela diferença entre a potência que os ramos de distribuição devolvem ao alimentador, e a potência que chega à subestação. Essa expressão é dada abaixo:

$$Perdas = \sum(P_{PV} - P_{carga}) - P_{sub} \quad (4.5)$$

Sendo:

$P_{sub}$ : Potência ativa devolvida à subestação

As perdas elétricas observadas no cenário 4 foram de 33 kW e 36 kW para as situações de carga distribuída e concentrada, respectivamente. Como a quantidade de potência requerida pelas cargas é igual à potência injetada pelas fontes PV (0,58 pu), o carregamento do alimentador nesse cenário é mínimo e, conseqüentemente, a diferença das perdas entre as simulações com carga distribuída e concentrada não é tão evidente quanto nos outros cenários. Finalmente, a potência elétrica perdida no cenário 5, para as simulações de carga distribuída e concentrada foi, respectivamente, de 68 kW e 122 kW.

#### 4.3.4 Desequilíbrio de Tensão

Como indicado em IEEE (2013), a instalação de fontes de GD monofásicas em um sistema de distribuição pode trazer um impacto negativo no sentido de aumentar o desequilíbrio entre as tensões de cada fase do alimentador. Nas simulações realizadas, foi monitorado o fator de desequilíbrio (FD) nos terminais de MT do alimentador, já que o PRODIST somente estabelece valores limites de FD para esse nível de tensão.

Sabendo que o sistema modelado é equilibrado, não faz sentido simular os cenários onde não há injeção de potência PV, já que a diferença de injeção de potência

entre as fases é o único motivo para causar desequilíbrio de tensão no alimentador simulado. Isso elimina as simulações dos cenários 2 e 3.

Pelo mesmo motivo, é descartada a simulação do cenário 4, tendo em vista que a penetração PV é inferior à do cenário 5, sendo ambos de mesmo nível de carregamento. Em resumo, apenas os cenários 1 (carga pesada com penetração PV moderada) e 5 (carga leve com penetração alta) foram simulados.

Foi provocado um desequilíbrio de tensão entre as fases do alimentador através da injeção de diferentes níveis de potência em cada uma das fases. À medida que a diferença de potência aumenta, espera-se que o FD também aumente.

Na simulação do cenário 1, em que a potência PV injetada total é de 406 kW (0,58 pu), tem-se que, em situação de equilíbrio, é injetada em cada fase uma potência de aproximadamente 135 kW. Tendo em vista que a injeção total de potência não pode ultrapassar a capacidade dos transformadores de distribuição, o limite máximo de injeção de potência PV por fase é de um terço dessa capacidade, ou 233 kW, aproximadamente.

A potência injetada é variada entre as fases, de modo que o valor total permanece constante. Assim, é possível observar, através da simulação, duas situações limites de desequilíbrio: na primeira, a fase C tem potência nula, enquanto a potência total (406 kW) é dividida igualmente entre as fases A e B. Na segunda, a fase C ainda tem potência nula, a potência injetada na fase A é máxima, e o restante da potência total é injetada na fase B. A tabela 4.4 resume a quantidade de potência injetada por fase em cada uma dessas situações, e os respectivos FD medidos na MT.

Tabela 4.4 – Diferentes potências injetadas entre fases na simulação do cenário 1.

	Fase A	Fase B	Fase C	FD [%]
<b>Potência injetada [kW]</b>	203	203	0	1,40
	233	173	0	1,44

Fonte: Autoria própria.

O mesmo procedimento foi aplicado para a análise do FD no cenário 5, cuja injeção de potência PV total é de 595 kW (0,85 pu). Em situação de equilíbrio, é injetado aproximadamente 198 kW de potência PV em cada fase. Neste caso, sabendo que a potência total deve ser mantida constante, não é possível que uma das fases tenha potência nula, sem que outra fase ultrapasse o limite de 233 kW de potência injetada.

Sendo assim, a potência das fases A e B foi estabelecida em valor limite, de forma a minimizar a potência injetada na fase C em 129 kW. Em seguida, a quantidade de potência injetada total foi dividida entre as fases A, B e C, com diferença de 35 kW entre cada uma. A tabela 4.5 resume a quantidade de potência injetada por fase em cada uma dessas situações, e os respectivos FD medidos na MT.

Tabela 4.5 - Diferentes potências injetadas entre fases na simulação do cenário 5.

	<b>Fase A</b>	<b>Fase B</b>	<b>Fase C</b>	<b>FD [%]</b>
<b>Potência injetada [kW]</b>	233	233	129	0,70
	233	198	163	0,38

Fonte: Autoria própria.

Em ambos os cenários, o maior FD observado foi sempre o do ramo mais distante da subestação (ramo 10), independente de o balanço de potência circular em sentido convencional ou contrário. Sendo assim, o valor de FD tomado como máximo foi o observado na MT do ramo 10.

A elevação do FD é significativa em ambos os cenários, considerando que o caso tomado como base possuía desequilíbrio nulo. Apesar de os valores medidos ainda estarem dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST, é necessário ter em mente que em um sistema real, as cargas não são perfeitamente divididas entre as fases, de modo que há um desequilíbrio inerente do sistema de distribuição. Logo, seria possível que uma grande diferença de potência PV injetada entre fases do alimentador levasse o FD além dos limites estabelecidos pela norma.

#### 4.3.5 Carregamento do Sistema

Nesse tópico, é proposto um estudo semelhante ao realizado por Shayani (2010), onde foi feita a análise do limite teórico de penetração PV distribuída, sem que os limites de carregamento do sistema fossem ultrapassados. No presente caso, será considerado o limite imposto pelo carregamento máximo dos transformadores de distribuição, além dos limites considerados por Shayani (2010) de máxima corrente suportada pelo alimentador e máxima tensão permitida pelo PRODIST.



De acordo com a resolução 482/2012 da ANEEL, a potência instalada da microgeração e minigeração distribuídas fica limitada à carga instalada, no caso das unidades consumidoras do grupo B, que representam a maior parte dos consumidores do alimentador MCP 01M1. A soma da carga instalada de todos os consumidores é desconhecida. No entanto, para a simulação, a soma das cargas de um ramo secundário de distribuição foi considerada igual à capacidade do seu respectivo transformador. Dessa forma, temos que a potência máxima injetada pelos sistemas PV é, de acordo com a norma brasileira, igual a 1 pu.

O cenário simulado é de extrema injeção de potência PV. Durante o dia, o horário com maior incidência de radiação solar e, portanto, maior geração PV é em torno do meio dia. Observa-se que nesse horário o carregamento do transformador é baixo. Logo, será considerado um valor de carga leve (0,58 pu) assim como foi feito no cenário 4.

A tabela 4.6 mostra os efeitos da injeção de 1 pu de potência PV em cada ramo secundário. São medidas a corrente máxima do alimentador, sua máxima tensão, e o carregamento dos transformadores.

Tabela 4.6 – Medições realizadas para 1 pu de inserção PV.

<b>Corrente Máxima [A]</b>	158,6
<b>Tensão Máxima [pu]</b>	1,000
<b>Carregamento dos Transformadores [pu]</b>	0,534

Fonte: Autoria própria.

O cálculo da corrente de ampacidade do alimentador determina o limite máximo de corrente. A planilha de cálculo utilizada, assim como os parâmetros da linha, é apresentada no Anexo A desse trabalho. O limite estabelecido de corrente foi de 445 A.

Dentre os resultados encontrados, é interessante ressaltar que o carregamento dos transformadores foi superior à diferença, em pu, entre potência injetada e carga. Isso se deu devido ao fator de potência da carga não ser unitário, de forma que sua potência ativa é inferior à potência total. Assim, essa potência é suprida pelo sistema PV (puramente ativo), e o restante da potência PV é enviado à subestação. Ao mesmo tempo, o sistema ainda é responsável por enviar a parcela de potência reativa da carga. Esse fluxo de potência ativa e reativa nas duas direções eleva a potência aparente processada pelo transformador.

Finalmente, é possível observar que mesmo para uma inserção máxima de potência PV, nenhum dos limites foi ultrapassado. Assim, com objetivo didático, a quantidade de potência injetada foi incrementada até que o sistema fosse colocado em uma situação limite.

A tabela 4.7 mostra o resultado da simulação, na qual a potência PV injetada foi de 1,6 pu.

Tabela 4.7 - Medições realizadas para 1,6 pu de inserção PV.

<b>Corrente Máxima [A]</b>	320
<b>Tensão Máxima [pu]</b>	1,014
<b>Carregamento dos Transformadores [pu]</b>	1,086

Fonte: A autoria própria.

Portanto, apenas para uma inserção bem superior ao limitado pela resolução 482/2012, o limite de carregamento dos transformadores de distribuição foi atingido. O valor de carregamento superior a 1 pu já considera a capacidade do transformador de operar ligeiramente acima da sua capacidade nominal.

No último caso analisado, apenas os limites de corrente e tensão máxima do sistema foram considerados, assim como feito por Shayani (2010). Considerando que os transformadores de distribuição estejam dimensionados para suportá-lo, a potência PV foi incrementada mais uma vez, até que os limites de corrente ou tensão fossem atingidos. A tabela 4.8 mostra o resultado dessa simulação, em que a potência injetada chegou a 2,06 pu.

Tabela 4.8 - Medições realizadas para 2,06 pu de inserção PV.

<b>Corrente Máxima [A]</b>	445
<b>Tensão Máxima [pu]</b>	1,024

Fonte: A autoria própria.

Observou-se que o limite de corrente do alimentador foi atingido enquanto a tensão ainda estava longe do valor máximo. Portanto, foi tirada a conclusão de que a capacidade de condução de corrente impõe limite para a penetração PV em um valor inferior ao feito pela tensão.

## 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

### 5.1 Conclusões

O presente trabalho teve como objetivo quantificar os efeitos da inserção de GD fotovoltaica nos fatores de qualidade de energia de um alimentador de distribuição. Foram propostos, na simulação, dois níveis extremos de carregamento, além de três níveis de penetração das fontes distribuídas PV: penetração alta, moderada e nula. A análise foi realizada através de um estudo de caso de um alimentador de distribuição da concessionária de energia elétrica cearense, a COELCE, e a metodologia do trabalho foi baseada nas metodologias adotadas em estudos semelhantes. No entanto, o trabalho buscou realizar uma contribuição, considerando variáveis que não haviam sido abordadas pelos autores da literatura referenciada.

No que diz respeito ao perfil de tensão, observou-se que a inserção de GD provocou elevação da tensão, especialmente nos ramos mais afastados da subestação, tendo sido atingido 1,02 pu de tensão no cenário com carga moderada e penetração PV alta. Porém, o cenário cuja tensão mais se aproximou do limite estabelecido pelo PRODIST foi ainda o cenário 2, com carga pesada e sem participação PV, atingindo 0,96 pu de tensão. Nesse caso, há a possibilidade de subtensão na carga.

Quanto à presença de harmônicos de tensão no alimentador, foi observado que a injeção de corrente pelos sistemas PV, cuja forma de onda não é perfeitamente senoidal, provocou um aumento do THD do alimentador. No entanto, os valores observados não são preocupantes, tendo atingido um valor máximo de 1,54 %, pois estão longe dos valores limites estabelecidos pelo PRODIST. Por outro lado, o valor máximo do FD, observado em 1,44 %, esteve próximo do limite máximo, devido às diferentes quantidades de potência PV injetada entre fases. Considerando que essas análises fossem feitas em um alimentador cujas cargas não fossem totalmente lineares e que também não estivessem perfeitamente distribuídas entre fases, seria possível que os indicadores de THD e FD se mostrassem críticos.

As perdas elétricas foram reduzidas com a injeção de potência PV. A alimentação local das cargas fez com que as perdas fossem reduzidas em cerca de 170 kW na situação de carga distribuída e 500 kW para a carga concentrada.

A última simulação realizada buscou explorar os limites de injeção de potência PV. O carregamento dos transformadores de distribuição se mostrou como limitador da penetração PV, tendo permitido uma inserção de 1,6 pu de potência por parte das fontes distribuídas. Para o caso de o transformador ter uma alta capacidade de potência, e não representar limitação, a capacidade de condução do alimentador se mostrou um limite mais imediato do que a sobretensão na carga, tendo permitido uma injeção de 2,06 pu de potência PV.

## 5.2 Trabalhos Futuros

Embora o estudo realizado no presente trabalho permita um melhor entendimento dos efeitos da geração distribuída no sistema de distribuição, ele é específico ao caso do alimentador MCP 01M1. Diferentes resultados podem ser observados na análise de alimentadores cujas características físicas e de carregamento sejam diferentes. Dessa forma, seria interessante realizar uma análise em um alimentador rural, já que, assim como indicado por Caamaño et al. (2007), eles são mais longos e de maior impedância e não suportariam injeções tão significativas de potência.

Na modelagem do sistema simulado, a impedância da fonte que representa o sistema à montante do alimentador de distribuição foi considerada constante. Porém, nos diferentes cenários de carga, devido à mudança da potência de curto circuito fornecida pelo sistema, esses valores de impedância devem sofrer variação. Sugere-se que os próximos estudos realizados considerem essa variação na modelagem.

Foram consideradas cargas lineares na simulação. Dessa forma foi possível observar o quanto as fontes PV distribuídas aumentaram o THD de tensão do alimentador, partindo de um cenário de THD nulo. No entanto, seria interessante realizar uma simulação em que o alimentador já possuísse sua própria distorção de tensão, causada pela presença de cargas não lineares.

Finalmente, a injeção de potência através de fontes de GD tem impactos nos dispositivos de proteção do sistema. A consequência desses impactos não foi estudada nesse trabalho. É necessário avaliar se é possível uma participação tão alta de GD sem que seja feito um redimensionamento dos dispositivos de proteção, além de novos estudos de sincronismo.

## REFERÊNCIAS

ANEEL. **Resolução normativa nº 482, de 17 de Abril de 2012**. Revisão 4. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em 15 Abr. 2014.

ANEEL. **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - PRODIST**. Revisão 4. Disponível em < <http://www.aneel.gov.br/>>. Acesso em 19 Mar. 2014.

ARIF, M. T. **Impacts of storage and solar photovoltaic on the distribution network**. Power Engineering Research Group, Faculty of Sciences, Engineering and Health, CQUniversity, Australia.

CAAMANO, E., SUNA, D., THORNYCROFT, J., COBBEN, S., ELSWIJK, M., GAIDDON, B., ERGE, T., LAUKAMP, H. **Utilities experience and perception of PV distributed generation**. PV Upscale, 2007.

CEMEC. **Catálogo de transformadores**.

Disponível em: <[http://www.cemec.com.br/produtos\\_interna.php?cat=6&id=8](http://www.cemec.com.br/produtos_interna.php?cat=6&id=8)>. Acesso em 06/03/2014

EDMINISTER, J. A. **Circuitos Elétricos**. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 1991.

Empresa de Planejamento Energético (EPE). **Balço Energético Brasileiro 2013**. Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2013.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2013.pdf)>. Acesso em: 05 mai. 2014.

FRAUHOFFER PRESS RELEASE. **World Record Solar Cell with 44.7% Efficiency**.

Disponível em: < <http://www.ise.fraunhofer.de/en/press-and-media/pdfs-zu-presseinfos-englisch/2013/press-release-world-record-solar-cell-with-44-7-efficiency.pdf>>.

Acesso em: 12 abr. 2014.

GONÇALVES, L. C. A. **Impactos da microgeração fotovoltaica em um cenário de distribuição residencial**. Universidade Federal do Ceará, 2013.

HVDC RESEARCH CENTRE. **PSCAD Free Versions and Support**. Disponível em: < <https://hvdc.ca/pscad/>>. Acesso em: 15 abr. 2014.

IEEE. **IEEE Guide for Conducting Distribution Impact Studies for Distributed Resource Interconnection**. IEEE Std. 1574.7-2013.

IEEE. **Norma IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature of Bare Overhead Conductors**. Std 738TM – 2006.

LATHEEF, A. A; GOSBELL, V. J; SMITH, V. **Harmonic Impact of Residential Type Photovoltaic Inverters on 11kV Distribution System**. University of Wollongong, 2006.

LEAO, R. P. S., SAMPAIO, R. F., ANTUNES, F. L. M. **Harmônicos em sistemas elétricos**. Elsevier, 2014.

MITRA, P. **The impact of distributed photovoltaic generation on residential distribution systems**. Arizona State University, submitted to IEEE, 2012.

NEXANS. **Catálogo de cabos aéreos nus: Cobre e Alumínio**. Disponível em:  
< [http://www.nexans.com.br/eservice/Brazil-pt\\_BR/navigate\\_210522/Energia.html](http://www.nexans.com.br/eservice/Brazil-pt_BR/navigate_210522/Energia.html).  
Acesso em 24 Fev. 2014.

PEARCE J. M. **Expanding Photovoltaic Penetration with Residential Distributed Generation from Hybrid Solar Photovoltaic + Combined Heat and Power Systems**, Queen's University, Ontario, Canada. 2009.

SHAYANI, R. A. **Método para determinação do limite de penetração da geração distribuída fotovoltaica em redes radiais de distribuição**. 2010. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília.

SCHNEIDER. **Workshop Instalações Elétricas de Baixa Tensão**. Disponível em  
<<http://www.schneider-electric.com.br/documents/cadernos-tecnicos/harmon.pdf>>.  
Acesso em 20 Fev. 2014.

SHORT, T. A. **Electric Power Distribution Handbook**. Chicago: Editora CRC Press, 2004.

VEIGA, L. A. K; ZANETTI, M. A Z; FAGGION, P. L. **Fundamentos de Topografia**. Departamento de Engenharia Cartográfica e de Agrimensura, Universidade Federal do Paraná, 2012.

# ANEXOS

# ANEXO A - CÁLCULO DA CORRENTE DE AMPACIDADE DO ALIMENTADOR

## 1. Objetivo

Determinar a máxima corrente que pode circular no alimentador em regime permanente.

## 2. Determinação dos parâmetros

$V_w := 2$	Velocidade do vento [m/s]
$\varepsilon_{ww} := 0.5$	Emissividade da linha
$\alpha := 0.5$	Coefficiente de absorção
$T_a := 50$	Temperatura ambiente [°C]
$T_c := 90$	Temperatura máxima do condutor [°C]
$D := 10.99$	Diâmetro do condutor [mm]
$R_{20} := 19.8 \cdot 10^{-5}$	Resistência do condutor a 20°C [Ω/m]
$Z_l := 90$	Azimute da linha [°]
$Lat := -0.3$	Latitude da linha, dada em graus ao norte do equador [°]
$Alt := 20$	Altitude da linha [m]

ATMOSFERA CLARA

ALTITUDE DO SOL PARA MEIO DIA NO DIA 10 DE JUNHO

## 3. ENERGIA TROCADA POR CONVECÇÃO

De acordo com a tabela 3.2, temos o valor de algumas grandezas.

$$T_{\text{film}} := \frac{T_a + T_c}{2} = 70$$

$$\mu_f := 0.0000204$$

$$\rho_f := 1.017$$

$$k_f := 0.0295$$

Contando com um ângulo entre o vento e o eixo da linha de 20 graus, temos o seguinte:

$$\phi := 30$$

$$k_{\text{ang}} := 1.194 - \cos(\phi) + 0.194 \cdot \cos(2\phi) + 0.368 \cdot \sin(2\phi) = 0.743$$

Como a velocidade do vento será considerada normalmente baixa, temos que considerar as duas seguintes fórmulas



$$Q_{c1} := \left[ 1.01 + 0.0372 \cdot \left( \frac{D \cdot \rho_f \cdot V_w}{\mu_f} \right)^{0.52} \right] \cdot k_f \cdot k_{ang} \cdot (T_c - T_a) = 45.962$$

$$Q_{cn} := 0.0205 \cdot \rho_f^{0.5} \cdot D^{0.75} \cdot (T_c - T_a) = 4.991$$

#### 4. ENERGIA TROCADA POR IRRADIAÇÃO

$$Q_r := 0.0178 \cdot D \cdot \epsilon \cdot \left[ \left( \frac{T_c + 273}{100} \right)^4 - \left( \frac{T_a + 273}{100} \right)^4 \right] = 6.337$$

#### 5. ENERGIA ABSORVIDA DA RADIAÇÃO SOLAR

Com a tabela 3.3, determinamos os valores de  $H_c$  e  $Z_c$ .

$$H_c := 89.6$$

$$Z_c := 180$$

Para determinar o valor de  $Q_{se}$ , que é a quantidade de energia recebida na superfície, na altitude da linha, é necessário consultar a tabela de irradiação solar ao nível do mar, e a tabela de fatores multiplicadores (tabelas 3.4 e 3.5, respectivamente).

$$Q_{s.mar} := 1039.6$$

$$Q_{se} := Q_{s.mar} \cdot 1.002 = 1.042 \times 10^3$$

$$\theta := \arccos(\cos(H_c) \cdot \cos(Z_c - Z_l)) \cdot \frac{360}{2\pi} = 88.342$$

$$Q_s := \alpha \cdot Q_{se} \cdot \sin(\theta) \cdot \frac{D}{1000} = 2.111$$

#### 6. RESISTÊNCIA ELÉTRICA

Fazendo uma proporção de resistência a partir da referência de 20 graus celcius. Consideramos o valor de  $T$  de 234.5, de acordo com o tipo de material (cobre recozido).

$$T := 234.5$$

$$R_{TC} := R_{20} \cdot \frac{T + T_c}{T + 20} = 2.525 \times 10^{-4}$$

## 6. CORRENTE MÁXIMA

$$I_{\max} := \sqrt{\frac{Q_{C1} + Q_r - Q_s}{R_{Tc}}} = 445.868$$

Esse valor é condizente com o documento D.210.01.7 da COELCE, onde fica definida uma corrente de 438 A para um cabo desse calibre.