

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA  
CENTRO DE TECNOLOGIA  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**Caroline Beatriz Fucks Darui**

**METODOLOGIA PARA MAXIMIZAÇÃO DA INSERÇÃO DA  
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE  
BAIXA TENSÃO**

Santa Maria, RS  
2020

**Caroline Beatriz Fucks Darui**

**METODOLOGIA PARA MAXIMIZAÇÃO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

Orientadora: Dra. Alzenira da Rosa Abaide

Santa Maria, RS  
2020

Darui, Caroline Beatriz Fucks  
METODOLOGIA PARA MAXIMIZAÇÃO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO  
FOTOVOLTAICA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO /  
Caroline Beatriz Fucks Darui.- 2020.  
89 p.; 30 cm

Orientadora: Alzenira da Rosa Abaide  
Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa  
Maria, Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, RS, 2020

1. Geração Distribuída Fotovoltaica 2. Maximização 3.  
Qualidade do produto I. da Rosa Abaide , Alzenira II.  
Título.

Sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFSM. Dados fornecidos pelo autor(a). Sob supervisão da Direção da Divisão de Processos Técnicos da Biblioteca Central. Bibliotecária responsável Paula Schoenfeldt Patta CRB 10/1728.

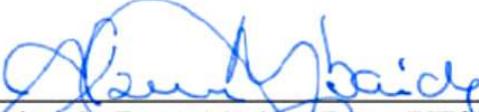
Declaro, CAROLINE BEATRIZ FUCKS DARUI, para os devidos fins e sob as penas da lei, que a pesquisa constante neste trabalho de conclusão de curso (Dissertação) foi por mim elaborada e que as informações necessárias objeto de consulta em literatura e outras fontes estão devidamente referenciadas. Declaro, ainda, que este trabalho ou parte dele não foi apresentado anteriormente para obtenção de qualquer outro grau acadêmico, estando ciente de que a inveracidade da presente declaração poderá resultar na anulação da titulação pela Universidade, entre outras consequências legais.

**Caroline Beatriz Fucks Darui**

**METODOLOGIA PARA MAXIMIZAÇÃO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO**

Dissertação de mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria (UFSM), como requisito parcial para a obtenção do título de **Mestre em Engenharia Elétrica**.

**Aprovado em 26 de junho de 2020:**

  
\_\_\_\_\_  
**Alzenira da Rosa Abaide, Dra. (UFSM)**  
(Presidente/Orientador)

  
\_\_\_\_\_  
**Daniel Pinheiro Bernardon, Dr. (UFSM)**  
(Examinador)

  
\_\_\_\_\_  
**Nelson Knak Neto, Dr. (URI – Santo Ângelo)**  
(Examinador)

## **DEDICATÓRIA**

Dedico este trabalho aos meus pais e ao meu irmão como forma de agradecimento pelo apoio e incentivo durante toda a minha caminhada.

## AGRADECIMENTOS

Me sinto muito grata pois sempre estou rodeada de pessoas que me ajudam, me incentivam e comemoram comigo as minhas conquistas. É muito bom poder compartilhar a alegria de mais uma etapa concluída com as pessoas que amo.

Tenho muita fé e agradeço a Deus por ter iluminado meu caminho até aqui.

Agradeço a minha família por estar sempre ao meu lado, acreditar em mim, e fazer de tudo por mim, inclusive ir a Santa Maria e voltar no mesmo dia só para me fazer companhia quando eu não tinha quem fosse comigo para as aulas e reuniões. Pai, mãe e Marco, vocês são nota 1.000!

Agradeço também ao Douglas, meu companheiro de jornada desde tão cedo, por estar comigo durante mais este trabalho, tendo paciência, me ajudando e torcendo por mim.

Sou grata também a minha orientadora, professora Alzenira, por ter feito parte do meu amadurecimento e por não ter dúvidas de que eu conseguiria, mesmo quando nem eu acreditava. Obrigada, profe, por me fazer ver a pesquisa com outros olhos e fazer desenvolver em mim o espírito pesquisador.

Não posso deixar de agradecer também ao meu professor e amigo Nelson. Sabes que tenho grande admiração por você e que foste essencial no desenvolvimento de mais este trabalho. Obrigada mais uma vez!

Agradeço também aos colegas do CEESP pelos conselhos, compartilhamento de informações e troca de conhecimento.

Agradeço também a todos meus amigos e amigas que sempre me incentivam e motivam para não deixar de seguir em frente, mesmo que as vezes tenha que abdicar de estar com eles para escrever artigos e a dissertação. Não posso deixar de lembrar da minha estrelinha Carol que está no céu, com quem eu gostaria muito de estar compartilhando a alegria da conclusão do mestrado, assim como ela estaria fazendo também.

Agradeço também a toda família Engeserv e Blue Engenharia que continuam comigo, possibilitando que eu fosse a Santa Maria todas as vezes necessárias durante o mestrado, e ainda mais pelo incentivo e por acreditarem em mim. Obrigada, de coração!

Por fim, agradeço a todos que de alguma forma participaram desta caminhada, acreditaram em mim, me ajudam a persistir na caminhada e ficam felizes com as minhas conquistas.

*A sorte é a recompensa de quem se empenha.*

*(Autor desconhecido)*

## RESUMO

### METODOLOGIA PARA MAXIMIZAÇÃO DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO

AUTORA: Caroline Beatriz Fucks Darui  
ORIENTADORA: Dra. Alzenira da Rosa Abaide

Há pouco tempo o sistema elétrico de potência era organizado em um sistema de geração, afastado dos centros de consumo e um sistema de transmissão que transportava energia por longos trechos até chegar ao sistema de distribuição, onde estão conectados os consumidores. Nesse formato, o fluxo de potência era sempre unidirecional, do sistema de geração para as cargas. Com a ascensão da geração distribuída (GD), principalmente por energia fotovoltaica (PV), o sistema de distribuição brasileiro está passando por um processo de transformação, em que passa a agregar estas fontes de geração, distribuídas ao longo de seu comprimento, injetando potência na rede, o que proporciona, fluxo de potência bidirecional. A GD a partir de fonte renovável possui uma série de benefícios, principalmente no que diz respeito à contribuição ao atendimento a demanda de energia, entretanto, a penetração excessiva pode causar fluxo de potência reverso e impactos negativos para qualidade da energia da rede. As concessionárias temem sofrer as consequências da redução da receita (devido à queda na venda de energia) somada à necessidade de manutenção da rede e novos investimentos. Para evitar que os limites de operação sejam violados e que as concessionárias percam a confiabilidade, é importante conhecer a capacidade que cada sistema tem de hospedar os novos agentes da rede (PV), para melhor aproveitar o potencial de geração. Nesse sentido, este trabalho propõe uma metodologia para maximização da inserção de geração fotovoltaica em redes de distribuição de baixa tensão, através da determinação do potencial de inserção de geração fotovoltaica (PI) da rede, considerando parâmetros técnicos para que a PV beneficie todos os agentes do sistema de distribuição. A metodologia é implementada através de uma interface entre os *softwares* MATLAB® e OpenDSS®. Considera-se que a potência instalada do sistema de geração para cada consumidor é proporcional a sua demanda máxima. Esse percentual é igual para todos os consumidores. Através do processo de busca exaustiva se encontra a melhor condição, a qual deve indicar a maior capacidade de geração pelos consumidores sem afetar os níveis de tensão, fator de potência ( $fp$ ) e carregamento da rede. O modelo proposto se demonstrou mais otimista na capacidade da rede em hospedar os sistemas PV em relação a métodos que consideram inserção aleatória de PV.

Palavras-chave: Geração distribuída fotovoltaica. Maximização. Qualidade do produto.

## **ABSTRACT**

### **METHODOLOGY FOR MAXIMIZATION OF INSERTION OF PHOTOVOLTAIC GENERATION IN LOW VOLTAGE DISTRIBUTION NETWORKS**

AUTHOR: Caroline Beatriz Fucks Darui  
ADVISOR: Dra. Alzenira da Rosa Abaide

Not long ago, the electricity system was organized into a generation system, away from consumption centers and a transmission system that carried energy for long periods until it reached the distribution system, where consumers are connected. In this format, the energy flow was always unidirectional, from the generation system to the loads. With the emergence of distributed generation (DG), mainly by photovoltaic energy (PV), the Brazilian distribution system goes through a transformation process, in which it starts to aggregate these generation sources, distributed along its extension, injecting energy into the network, which provides bidirectional energy flow. The GD of a renewable source has several benefits, mainly with regard to the contribution to meet the demand for energy; however, excessive penetration can cause reverse energy flow and negative impacts on the power quality of the network. Utilities are afraid of suffering the consequences of reduced revenues (due to the drop in energy sales), coupled with the need for network maintenance and new investments. In order to prevent operational limits from being violated and that utilities lose their reliability, it is important to know the capacity that each system has to host new network agents (PV). In this sense, this work proposes a methodology to maximize the insertion of photovoltaic generation in low voltage distribution networks, by determining the potential for insertion of photovoltaic generation (PI) of the network, technical parameters for the PV to benefit all agents of the distribution system. The methodology is implemented through an interface between MATLAB® and OpenDSS® software. The installed energy of the generation system for each consumer is considered to be proportional to its maximum demand. This percentage is the same for all consumers. Through the exhaustive search process, the best condition is found, which should indicate the greater generation capacity of consumers without affecting the voltage levels, power factor (*pf*) and network load. The proposed model proved to be more optimistic in the network's capacity to host PV systems in relation to methods that consider random PV insertion.

Keywords: Distributed Generation. Photovoltaics. Power Quality. PV Insertion Potential.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Projeção de crescimento de unidades consumidoras que receberiam créditos de GD, segundo a ANEEL. ....	16
Figura 2 - Efeitos da elevada participação de painéis fotovoltaicos na curva de carga do sistema da Califórnia – curva do pato. ....	18
Figura 3 – Esquema cíclico do espiral da morte das concessionárias. ....	19
Figura 4 - Exemplo de curva de geração fotovoltaica. ....	24
Figura 5 - Curvas de cargas com e sem PV para determinado consumidor considerando autoconsumo. ....	25
Figura 6 - Diagrama de blocos geral da metodologia. ....	36
Figura 7 - Exemplo de curva de carga típica em pu pelo método dos quantis. ....	39
Figura 8 – Fluxograma geral do processo de maximização do PI. ....	44
Figura 9 - Configuração da rede típica com 29 postes. ....	46
Figura 10 – Configuração do cenário I com 40 consumidores. ....	48
Figura 11 - Diagrama de blocos do elemento <i>PVSystem</i> e exemplo de curva de geração fotovoltaica. ....	53
Figura 12 - Integração entre os <i>softwares</i> OpenDSS e MATLAB. ....	54
Figura 13 – Curva de carga característica do cenário I – condição inicial, sem PV. ....	56
Figura 14 – Tensões no trecho 24-27 (pu) na condição inicial. ....	57
Figura 15 – Tensões ao longo da rede conforme aumento do PI – cenário II. ....	58
Figura 16 – Potência no transformador do cenário I – $PI = 0,4$ . ....	59
Figura 17 – Fator de Potência no transformador do cenário I – $PI = 0,4$ . ....	59
Figura 18 – Fator de Potência no transformador ao longo do dia conforme o PI. ....	60
Figura 19 – Carregamento do transformador – $PI = 1,6$ . ....	62
Figura 20 – Curva de carga característica do cenário II – condição inicial, sem PV. ....	63
Figura 21 – Tensões ao longo da rede conforme aumento do PI – cenário II. ....	64
Figura 22 – Potência no transformador do cenário II – $PI = 0,4$ . ....	64
Figura 23 – Fator de Potência no transformador do cenário II – $PI = 0,4$ . ....	65
Figura 24 – Fator de Potência no transformador ao longo do dia conforme o PI – cenário II. ....	65
Figura 25 – Carregamento do transformador – $PI = 1,6$ . ....	66
Figura 26 – Curva de carga característica do cenário III – condição inicial, sem PV. ....	67
Figura 27 – Tensões ao longo da rede conforme aumento do PI – cenário III. ....	68
Figura 28 – Potência no transformador do cenário III – $PI = 0,4$ . ....	69

Figura 29 – Fator de Potência no transformador do cenário III – $PI = 0,4$ . .....	70
Figura 30 – Fator de Potência no transformador ao longo do dia conforme o PI – cenário III	70
Figura 31 – Carregamento do transformador – $PI = 2,1$ – cenário III. ....	71
Quadro 1 - Comparação entre os resultados obtidos. ....	73
Figura 32 – Relação entre $fp$ e o rendimento de um transformador. ....	75
Figura 33 – Potência no transformador do cenário I com $PI 0,7$ . ....	75
Quadro 2 - Comparação dos resultados para o cenário I com prática de inserção aleatória....	77
Figura 34 - Resultado do Cenário I com inserção aleatória de PV. ....	78
Figura 35 - Influência da distribuição entre as fases. ....	79

## **LISTA DE TABELAS**

Tabela 1 – Padrões de tensão adequados no ponto de conexão para tensão nominal 380/220V .....	30
Tabela 2 - Tipos de consumidores BT e faixas de consumo considerados .....	38
Tabela 3 - Dados dos consumidores da rede.....	47
Tabela 4 - Classificação, demanda máxima, tipo de conexão e fases conectadas de cada consumidor do cenário I. ....	49
Tabela 5 - Classificação, demanda máxima, tipo de conexão e fases conectadas de cada consumidor do cenário II.....	50
Tabela 6 - Classificação, demanda máxima, tipo de conexão e fases conectadas de cada consumidor do cenário III.....	51

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CAISO	Operador do Sistema da Califórnia
CPFL	Companhia Paulista de Força e Luz
$f_p$	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
INPE	Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais
kVA	Quilo Volt Ampere
kW	Quilowatt
kWp	Quilowatt pico
MT	Média Tensão
PI	Potencial de Inserção de geração fotovoltaica
pu	Por unidade
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PQ	<i>Power Quality</i>
PV	Geração Distribuída a partir de geração fotovoltaica
QEE	Qualidade de Energia Elétrica
UC	Unidade Consumidora
TR	Transformador de distribuição
VTCD	Variação de Tensão de Curta Duração

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO</b> .....	<b>15</b>
1.1	CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA.....	15
1.2	OBJETIVOS .....	20
<b>1.2.1</b>	<b>Objetivo geral</b> .....	<b>20</b>
<b>1.2.2</b>	<b>Objetivos específicos</b> .....	<b>21</b>
1.3	ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS .....	21
1.4	CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO .....	21
<b>2</b>	<b>REVISÃO BIBLIOGRÁFICA</b> .....	<b>23</b>
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA.....	23
<b>2.1.1</b>	<b>Características</b> .....	<b>23</b>
<b>2.1.2</b>	<b>Projeções de crescimento</b> .....	<b>25</b>
<b>2.1.3</b>	<b>Condições para conexão</b> .....	<b>26</b>
<b>2.1.4</b>	<b>Impactos na QEE</b> .....	<b>26</b>
2.2	QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA .....	28
<b>2.2.1</b>	<b>Fator de Potência</b> .....	<b>29</b>
<b>2.2.2</b>	<b>Níveis de tensão</b> .....	<b>30</b>
<b>2.2.3</b>	<b>Carregamento das linhas, do transformador e fluxo de potência reverso</b> .....	<b>30</b>
2.3	POTENCIAL DE INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....	31
2.4	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO .....	34
<b>3</b>	<b>METODOLOGIA</b> .....	<b>35</b>
3.1	ELABORAÇÃO DOS CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO .....	36
<b>3.1.1</b>	<b>Curvas de carga dos consumidores</b> .....	<b>37</b>
<b>3.1.2</b>	<b>Curvas de geração fotovoltaica</b> .....	<b>39</b>
3.2	MAXIMIZAÇÃO DO POTENCIAL DE INSERÇÃO .....	41
<b>3.2.1</b>	<b>Formulação do problema</b> .....	<b>41</b>
<b>3.2.2</b>	<b>Função objetivo</b> .....	<b>41</b>
<b>3.2.3</b>	<b>Restrições</b> .....	<b>41</b>
<b>3.2.4</b>	<b>Busca exaustiva</b> .....	<b>44</b>
3.3	CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO .....	45
<b>4</b>	<b>ESTUDO DE CASO</b> .....	<b>46</b>
<b>5</b>	<b>RESULTADOS E DISCUSSÕES</b> .....	<b>55</b>
5.1	CENÁRIO I.....	55
<b>5.1.1</b>	<b>Determinação do PI de acordo com os níveis de tensão</b> .....	<b>56</b>
<b>5.1.2</b>	<b>Determinação do PI conforme o <i>fp</i></b> .....	<b>58</b>

<b>5.1.3</b>	<b>Determinação do PI de acordo com o carregamento das linhas e do transformador</b>	<b>61</b>
<b>5.1.4</b>	<b>Análise final do cenário I</b>	<b>62</b>
<b>5.2</b>	<b>CENÁRIO II</b>	<b>62</b>
<b>5.2.1</b>	<b>Determinação do PI de acordo com os níveis de tensão</b>	<b>63</b>
<b>5.2.2</b>	<b>Determinação do PI conforme <i>fp</i></b>	<b>64</b>
<b>5.2.3</b>	<b>Determinação do PI de acordo com o carregamento das linhas e do transformador</b>	<b>66</b>
<b>5.2.4</b>	<b>Análise final do cenário II</b>	<b>67</b>
<b>5.3</b>	<b>CENÁRIO III</b>	<b>67</b>
<b>5.3.1</b>	<b>Determinação do PI de acordo com os níveis de tensão</b>	<b>68</b>
<b>5.3.2</b>	<b>Determinação do PI conforme <i>fp</i></b>	<b>69</b>
<b>5.3.3</b>	<b>Determinação do PI de acordo com o carregamento das linhas e do transformador</b>	<b>71</b>
<b>5.3.4</b>	<b>Análise final do cenário III</b>	<b>72</b>
<b>5.4</b>	<b>ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS CENÁRIOS SIMULADOS</b>	<b>72</b>
<b>5.5</b>	<b>IMPLICAÇÕES DO BAIXO <i>fp</i> EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO</b>	<b>74</b>
<b>5.6</b>	<b>COMPARAÇÃO DO MODELO COM PRÁTICAS DE INSERÇÃO ALEATÓRIAS</b>	<b>76</b>
<b>6</b>	<b>CONSIDERAÇÕES FINAIS</b>	<b>81</b>
<b>6.1</b>	<b>CONCLUSÕES</b>	<b>81</b>
<b>6.2</b>	<b>SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS</b>	<b>82</b>
<b>6.3</b>	<b>TRABALHOS PUBLICADOS</b>	<b>82</b>
	<b>REFERÊNCIAS</b>	<b>84</b>
	<b>APÊNDICE A</b>	<b>88</b>

## 1 INTRODUÇÃO

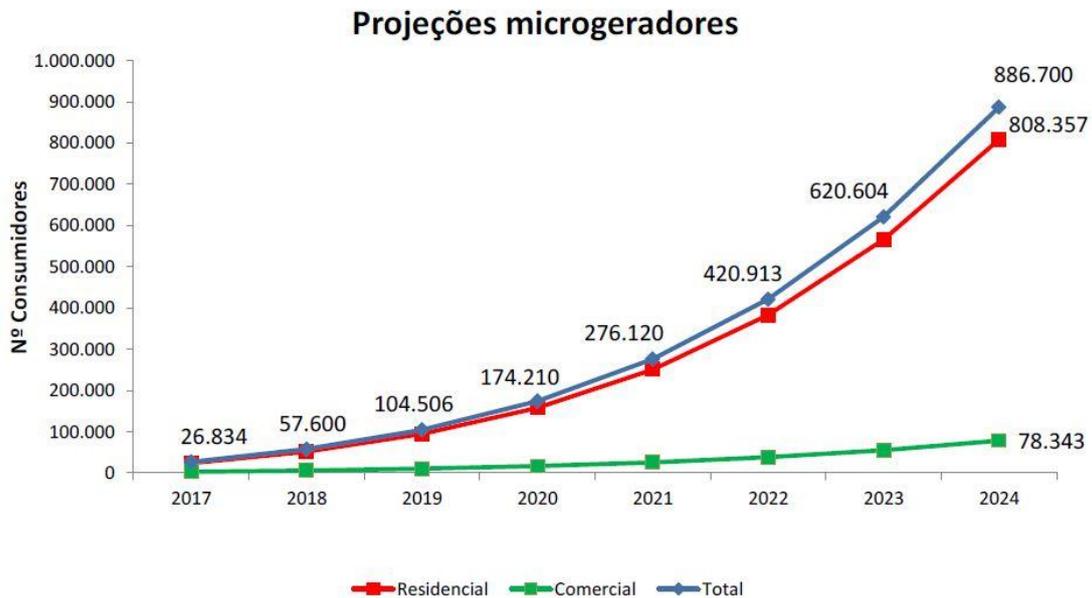
### 1.1 CARACTERIZAÇÃO E JUSTIFICATIVA

A geração distribuída (GD) a partir de fontes renováveis está em constante crescimento em muitos países, inclusive no Brasil. Devido às características geográficas brasileiras a fonte alternativa mais utilizada é a energia solar. O potencial de geração de energia elétrica a partir da luz do sol na região menos favorável do Brasil, segundo o Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE), é maior que o potencial da região mais favorável da Alemanha, país que possui maior capacidade instalada de geração solar por pessoa no mundo (MARTINS et al., 2017).

Devido ao grande potencial da geração solar, que é uma fonte alternativa limpa e renovável, associado à crescente demanda por energia elétrica, os consumidores brasileiros tem sido incentivados a gerar sua própria energia. Estes incentivos estão associados principalmente a fatores econômicos e tem surtido efeito no número de unidades com GD no Brasil. Desde 2012, ano do marco regulatório da GD no Brasil, até outubro de 2018, foram instaladas mais de 42.800 unidades de GD e 99% delas utilizam geração fotovoltaica conectada à rede de baixa tensão (BT) (ANEEL, 2018a).

Em meio ao cenário positivo da GD no Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), órgão responsável pela regulação dos sistemas de transmissão e distribuição de energia no Brasil, estabeleceu projeções de crescimento das unidades consumidoras que receberiam créditos de GD no Brasil até 2024. O resultado é mostrado na Figura 1. A expectativa da ANEEL é que em 2024 hajam mais de 880.000 unidades recebendo créditos de GD ao longo do território Brasileiro, sendo que 93% das conexões destinam-se ao atendimento de apenas uma unidade consumidora. Para desenvolver esta projeção de crescimento a ANEEL considera, entre outros fatores, os custos da tarifa de energia elétrica e da implantação dos sistemas de GD (ANEEL, 2017).

Figura 1 - Projeção de crescimento de unidades consumidoras que receberiam créditos de GD, segundo a ANEEL.



Fonte: (ANEEL, 2017)

Conforme a legislação brasileira, qualquer consumidor está apto a inserir sistema de geração própria conectado à rede de distribuição, desde que seja a partir de fonte renovável. Na rede de baixa tensão, podem ser conectadas unidades de microgeração distribuída de até 75 kW de potência instalada (ANEEL, 2012b). A normativa ainda estabelece que a potência instalada da microgeração de uma unidade consumidora fica limitada à potência disponibilizada para aquela unidade consumidora. Entretanto, a mesma resolução ainda prevê que caso o consumidor desejar instalar central geradora com potência maior àquela disponibilizada, isso será possível através de uma solicitação de aumento da potência disponibilizada.

A geração própria também é incentivada pelas modalidades de geração compartilhada e pelo consumo remoto. Na geração compartilhada, conforme incluído pela normativa 687 de 2015 (ANEEL, 2015), a compensação de excedentes ocorre em unidades consumidoras que ficam em locais diferentes de onde a GD está instalada. É necessário que os consumidores estejam dentro da mesma área de concessão e criem uma cooperativa. Já na modalidade de autoconsumo remoto, unidades consumidoras diferentes e inscritas no mesmo CPF ou CNPJ podem utilizar os créditos de energia gerados em uma dessas unidades consumidoras.

As unidades de mini e micro GD podem ser instaladas em qualquer ponto da rede, e exceto para os casos de geração compartilhada, eventuais custos associados a melhorias ou reforços do sistema para conexão de mini e micro GD são responsabilidade da distribuidora.

Atualmente, no Brasil, não há limite para o número de instalações de GD a partir de geração fotovoltaica, bem como para o local onde os sistemas serão instalados.

Juntamente com crescimento da GD, devem surgir os desafios associados à operação dos sistemas de distribuição sob influência desses novos agentes. Uma série de estudos vem sendo desenvolvidos ao redor do mundo demonstrando que a integração dos sistemas de geração distribuída fotovoltaica pode causar impactos nos níveis de tensão, fator de potência ( $fp$ ) da rede, distorções harmônicas, desequilíbrio de tensão, por exemplo, e até mesmo comprometer a capacidade de transformadores e condutores (COHEN; CALLAWAY, 2016). Esses resultados são obtidos a partir de simulações que consideram diferentes níveis de integração de geração fotovoltaica (PV). Observa-se ainda que os impactos são variáveis para locais, características de consumo, horários do dia e topologia das redes.

Além das simulações, estudos reais em locais e países com elevados níveis de penetração de PV também demonstram os desafios associados a isso. Assim como nas simulações, apontam-se problemas de tensão, harmônicas,  $fp$ , sobrecarga de transformadores e condutores, intensificados pela característica intermitente da fonte (BAYER et al., 2018; RICCIARDI et al., 2018).

Tanto nas simulações, quanto nas medições reais, dá-se destaque especial ao fluxo de potência reverso que circula nas redes com elevados níveis de integração de PV. A ocorrência de fluxo bidirecional é uma condição que não foi considerada para o projeto e execução das redes e todos equipamentos conectados. A condição de fluxo reverso acontece quando há maior quantidade de geração de energia do que consumo em determinados pontos da rede. Em alguns casos, sob níveis elevados de penetração, quando a geração é maior que toda demanda da rede de baixa tensão, pode haver fluxo reverso para média tensão e o principal afetado é o transformador (BAYER et al., 2018).

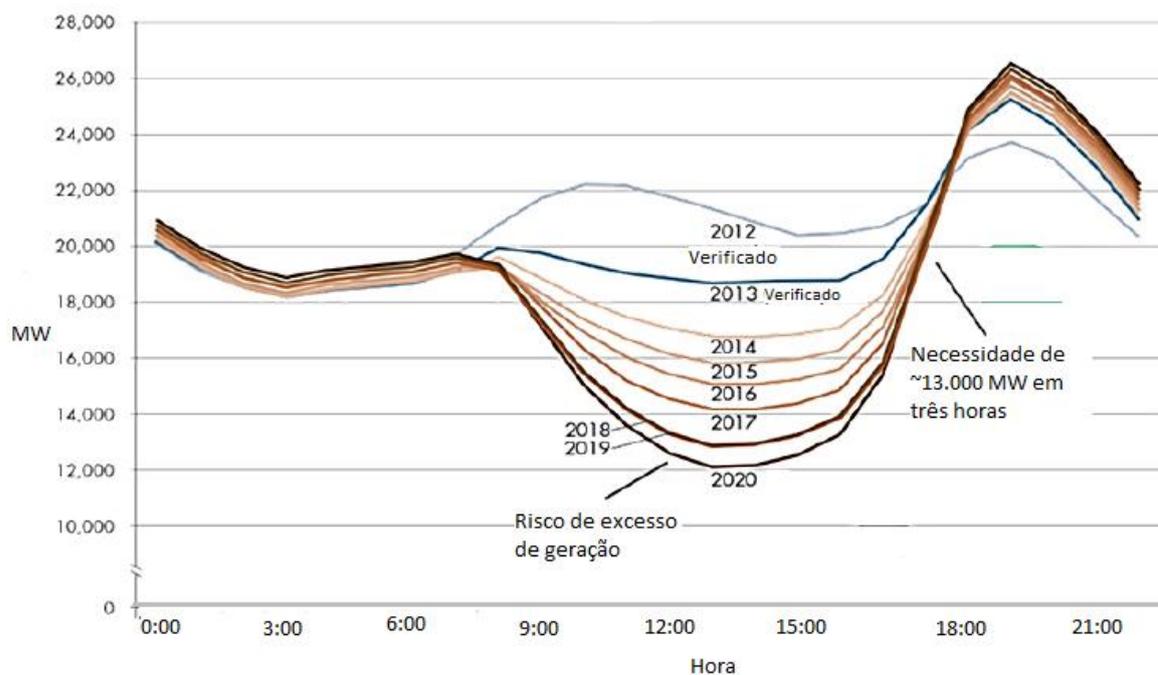
Quanto mais elevada a participação de painéis fotovoltaicos no atendimento à demanda de energia elétrica, mais visíveis as alterações na curva de carga diária (CASTRO et al., 2018). Em países com maior participação, verifica-se o fenômeno da curva do pato (*duck curve*) que demonstra a queda acentuada do saldo de potência em períodos de máxima geração dos sistemas fotovoltaicos, ou seja, redução de uma grande parcela de carga anteriormente atendida pelas fontes convencionais do sistema elétrico, que será retomada em poucas horas, quando reduzir

a produção de energia oriunda dos painéis fotovoltaicos. Este fenômeno foi verificado em curvas de operação em tempo real do Operador do Sistema da Califórnia (CAISO), conforme demonstrado na Figura 2.

O fenômeno da curva do pato apresenta dois principais riscos. O primeiro se refere a possibilidade de excesso de geração no período entre 12:00 e 15:00 horas, podendo haver necessidade de desligamento de algumas usinas. Outro problema ocorre próximo às 18:00 horas, em que o período de geração fotovoltaica termina (coincidentemente) quando a demanda por energia tipicamente aumenta. As usinas do sistema convencional rapidamente devem aumentar a produção de energia para atender o consumo, entretanto a infraestrutura atual não possui esta flexibilidade, não sendo possível interromper nem reestabelecer a geração tão rapidamente.

O Brasil poderá passar por situação semelhante se a geração distribuída fotovoltaica continuar crescendo como esperado, principalmente se não houver controle da geração instalada pelos consumidores.

Figura 2 - Efeitos da elevada participação de painéis fotovoltaicos na curva de carga do sistema da Califórnia – curva do pato.

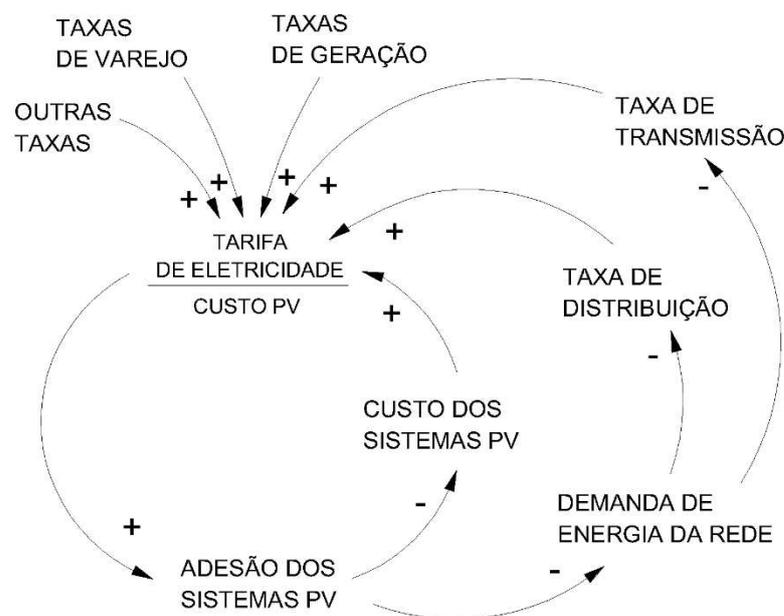


Fonte: Adaptado de (CAISO, 2016)

De acordo com o levantamento bibliográfico realizado, em condições de intensa penetração de PV, ao absorver toda a potência gerada a rede de distribuição pode sofrer as

consequências das alterações dos parâmetros de qualidade de energia. Até então, no Brasil, as concessionárias de energia continuam sendo as responsáveis por entregar um produto de qualidade e um serviço confiável para os consumidores, ao mesmo tempo que a potência gerada pelos consumidores deixa de ser vendida pela concessionária, diminuindo sua receita (CASTANEDA et al., 2017; FELDER; ATHAWALE, 2014; LAWS et al., 2017). Inicia-se o chamado processo de “espiral da morte” do modelo de negócios da concessionária. O termo tem sido aplicado para descrever situações de ciclos viciosos de aumento de custos e queda de demanda. No caso das concessionárias, com o aumento da adesão dos sistemas PV, há queda no nível de consumo de energia, o que força as distribuidoras a repassar seus custos a uma quantidade menor de energia consumida, tornando as tarifas mais caras. A situação é demonstrada na Figura 3. A elevação da razão entre tarifa de eletricidade e custo do PV torna mais atrativa a adesão aos sistemas PV. A popularidade dos sistemas de PV faz com que o custo de instalação se torne cada vez menor, incentivando mais consumidores a aderir aos sistemas. A concessionária eleva a tarifa para tentar manter os custos, que incluem diversas taxas, inclusive de transmissão e distribuição, enquanto a receita diminui devido à redução da venda de energia. Com a tarifa mais cara, mais vantajoso aderir os sistemas de geração próprios. Cabe observar que nessas condições o consumidor que não aderir aos sistemas de PV pagará a conta, o que demonstra que o modelo atual não é viável (LAWS et al., 2017).

Figura 3 – Esquema cíclico do espiral da morte das concessionárias.



Fonte: Adaptado de (CASTANEDA, 2017)

Cabe destacar que embora os consumidores com PV possam produzir sua própria energia, eles dependem da rede para os períodos sem geração (devido a característica intermitente da fonte), ou quando se esgotam os sistemas de armazenamento, assim como para despachar a energia excedente gerada. Assim, a fonte convencional de energia é chamada de fonte firme e deve ser garantida a sua confiabilidade.

Visto que o modelo atual não estabelece limite para o número de instalações, bem como da capacidade instalada por sistema de mini e micro GD e que isso pode impactar negativamente na qualidade de energia da rede, além de implicar em operações de reforço e melhorias custosas para a concessionária, ao mesmo tempo que pode haver uma redução de receita, torna-se necessário otimizar a instalação dos sistema de PV para melhor usufruir dos benefícios associados. Para isso, pode ser determinado um potencial de inserção da geração fotovoltaica, levando em consideração os parâmetros de qualidade do produto energia elétrica e os limites de operação de equipamentos da rede. Assim, pode-se maximizar o aproveitamento do potencial fotovoltaico do Brasil, sem prejudicar o consumidor, o sistema e as concessionárias, evitando situações de impactos técnicos negativos.

Considerando essas premissas, este trabalho propõem uma metodologia para maximização da inserção da geração fotovoltaica nas redes de baixa tensão, através da determinação do potencial de inserção de PV nas redes. A metodologia deve auxiliar no planejamento das concessionárias, controlando a quantidade de potência instalada de geração por consumidor de forma que seja aproveitado ao máximo o potencial de geração fotovoltaica, sem que sejam causados impactos técnicos negativos nas redes, como vêm ocorrendo com métodos de inserção aleatórios.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo geral

O objetivo geral deste trabalho é desenvolver uma metodologia para determinação do potencial de inserção de geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição de baixa tensão, considerando a maximização da potência instalada de geração por consumidor e a não violação de limites de parâmetros técnicos que garantem a qualidade e a confiabilidade da operação do sistema de distribuição secundário.

### 1.2.2 Objetivos específicos

Para atingir o objetivo geral é necessário desenvolver os seguintes objetivos específicos:

- a) Criar cenários de simulação para diferentes condições de carregamento da rede.
- b) Modelar curvas de carga e de geração fotovoltaica para simulação do fluxo de potência trifásico desequilibrado;
- c) Criar restrições técnicas para evitar que a inserção de PV cause impactos negativos na rede.
- d) Utilizar um algoritmo de maximização para identificar a melhor potência instalada de PV por consumidor em relação a sua demanda, conforme as restrições criadas;
- e) Comparar resultados de pesquisas que consideram o modelo atual – com inserção aleatória – e o modelo criado.

### 1.3 ORGANIZAÇÃO DOS CAPÍTULOS

Além deste capítulo introdutório, este trabalho é composto por mais seis capítulos que tratam da revisão bibliográfica, da metodologia e dos resultados encontrados para atingir os objetivos anteriormente citados.

O segundo capítulo trata da revisão bibliográfica, onde é levantado todo conhecimento necessário para o desenvolvimento da metodologia, obtido em artigos e referências normativas. Os principais assuntos abordados são Qualidade de Energia Elétrica (QEE) e PV.

O capítulo três reúne as equações e métodos utilizados para alcançar os objetivos propostos. Parte-se da elaboração dos cenários de simulação e em seguida o processo de maximização.

No capítulo 4 é apresentado o estudo de caso utilizado para aplicação da metodologia e no capítulo 5 os resultados e análises, inclusive comparação entre os resultados encontrados nas simulações e os resultados encontrados através de outra metodologia.

Por fim, no capítulo 6 são apresentadas as conclusões, sugestões de trabalhos futuros e exposição dos artigos publicados durante o período de elaboração deste trabalho.

### 1.4 CONTRIBUIÇÕES DO TRABALHO

Entre as contribuições deste trabalho destaca-se a elaboração de uma metodologia de pouca complexidade, cujas simulações exigem baixo esforço computacional, capaz de

maximizar a inserção de PV em redes de distribuição de BT. Além disso, abaixo estão algumas contribuições específicas:

- A metodologia garante o direito de todos os consumidores da rede BT gerar sua própria energia a partir de sistema fotovoltaico;
- São utilizados modelos de curvas de carga variáveis ao longo do dia, aplicáveis à demanda máxima do consumidor;
- É possível observar a condição de desequilíbrio de carga e a influência que exerce no resultado;
- Inclui a análise do  $fp$  da rede em condições de inserção de PV.
- A metodologia é aplicada a cenários de estudo de caso com diferentes condições de carregamento e são demonstradas as diferenças nos resultados.

## 2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo apresenta uma revisão sobre os conceitos de PV, expectativas de crescimento da penetração destes agentes no sistema, além da maneira como podem influenciar no comportamento das redes de distribuição BT e como pode afetar os parâmetros de QEE, além de técnicas de estimativa da capacidade de inserção de PV nas redes.

### 2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

Considera-se geração distribuída aquela provinda de sistemas geradores de pequeno porte localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica. Esses sistemas podem ser micro ou minigeração e diferem entre si pela capacidade instalada de geração (em kW). Tem-se um sistema de microgeração quando a potência instalada é menor ou igual a 75kW. Para minigeração, centrais geradoras com potência instalada maior que 75kW e menor que 3MW (fonte hídrica) ou 5MW (demais fontes) (ANEEL, 2016a).

A fonte mais utilizada para geração de energia distribuída no Brasil é a fotovoltaica (ANEEL, 2019). Representando mais de 99 % do total do número de usinas de GD instaladas ao longo do território brasileiro.

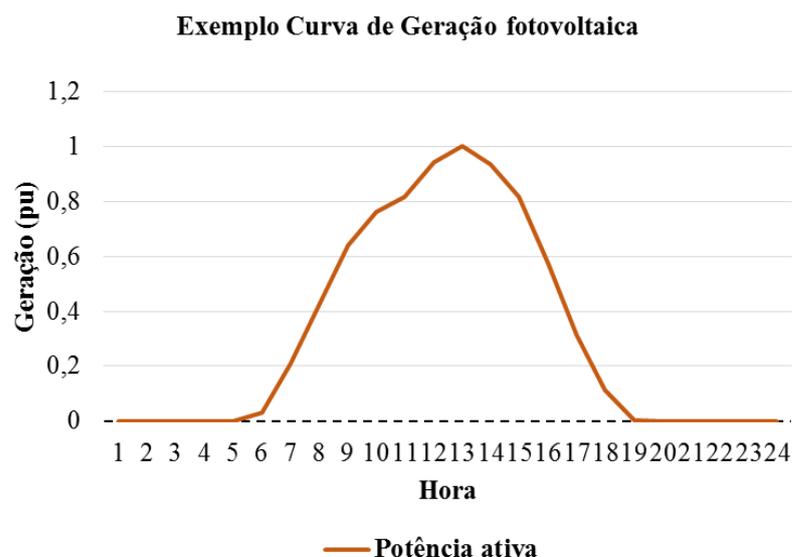
#### 2.1.1 Características

A geração de energia é uma das formas de aproveitamento da luz produzida pelo sol. É uma fonte renovável e abundante no território brasileiro. A geração fotovoltaica se dá a partir da conversão direta de energia solar em energia elétrica, através de células fotovoltaicas. Um dos aspectos fundamentais para estudos de sistemas de geração fotovoltaicas, é o conhecimento das características de radiação solar do local onde se pretende instalá-lo. Além da qualidade dos materiais semicondutores e equipamentos utilizados, a radiação solar é a principal variável que afeta a potência gerada pelo sistema. A temperatura nas células fotovoltaicas também exerce influência na potência gerada (BERNARDON et al., 2016).

A característica intermitente e não despachável da fonte dificulta a operação do sistema em termos de previsões e planejamento (IANNARELLI; BOCCALETTI, 2018). A intensidade da geração é variável ao longo das estações do ano. Além disso, a quantidade de energia gerada também é variável ao longo do dia. Geralmente a curva típica de consumo não coincide com a curva de geração fotovoltaica (YAN et al., 2016).

Uma curva típica de geração fotovoltaica tem o formato demonstrado Figura 4, em que há geração apenas no horário solar, com pico no período de maior radiação entre 11 e 13 horas, dependendo do local de instalação do sistema.

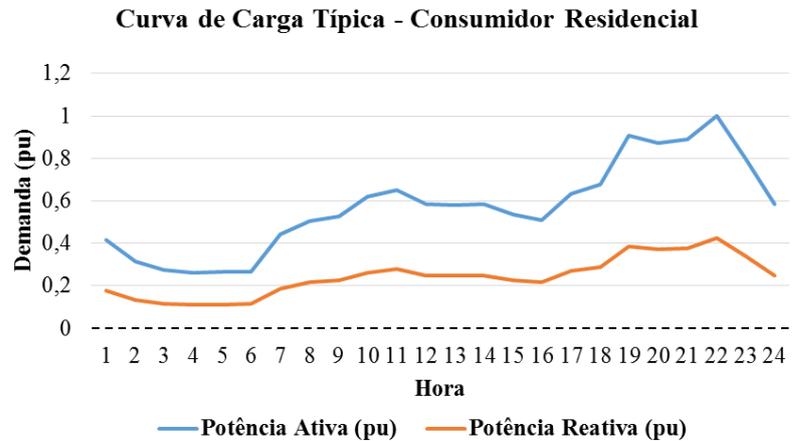
Figura 4 - Exemplo de curva de geração fotovoltaica.



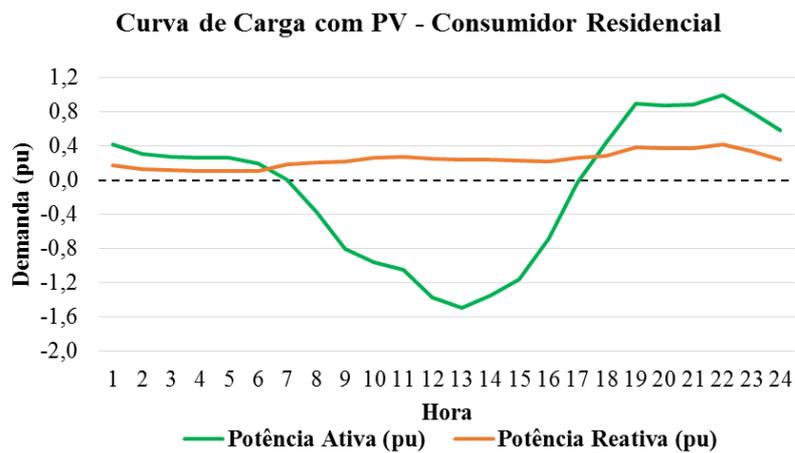
Fonte: Adaptado de (KNAK NETO, 2017)

É importante destacar que ainda devido à característica não linear da geração, e normalmente não concomitante à curva de consumo, os sistemas de geração dimensionados para atender todo o consumo mensal dos consumidores chega a picos de geração maiores que a demanda máxima deste mesmo consumidor, nos períodos de máxima geração. Tem-se como exemplo as curvas de carga da Figura 5, para um determinado consumidor de até 500 kWh/mês.

Figura 5 - Curvas de cargas com e sem PV para determinado consumidor considerando autoconsumo.



(a)



(b)

Fonte: Adaptado de (KNAK NETO, 2017)

Na Figura 5a tem-se a curva de carga do consumidor ao longo de um dia em que a demanda máxima ocorre às 22 horas e corresponde a 1 pu. Na curva de carga para o mesmo consumidor, agora com PV, dimensionado para promover autoconsumo, demonstrada na Figura 5b, observa-se que a potência injetada na rede (menor que 0) chega até 1,5 pu no período de máxima geração, às 13 horas.

### 2.1.2 Projeções de crescimento

Com a elevação das tarifas de energia elétrica desde 2015 a instalação de sistemas de geração fotovoltaica pelos consumidores tem se tornado mais viável economicamente. A

redução dos custos dos painéis também contribui nesse sentido e além disso, há diversas linhas de financiamento para instalação de PV. É por conta disso que a expectativa da Agência Brasileira de Energia Solar – ABSOLAR – é de crescimento acelerado do número de unidades consumidoras com PV. O número de UC's que recebem créditos de energia fotovoltaica no primeiro semestre de 2020 já é maior do que o previsto pela ANEEL em 2017 (Figura 1) para o final do mesmo ano. As unidades de PV são mais concentradas na região sul e sudeste.

### **2.1.3 Condições para conexão**

O processo de conexão dos sistemas de PV na rede é simples, qualquer consumidor tem direito de produzir sua própria energia e conectar o sistema à rede (desde que a fonte de geração seja renovável) (ANEEL, 2015).

As condições para acesso à rede de distribuição são estabelecidas pelo módulo 3 do PRODIST (ANEEL, 2016b). Para conexão de mini ou microgeração o consumidor deve realizar as etapas de solicitação e parecer de acesso. Na etapa de solicitação, serão enviados à distribuidora os dados de conexão e capacidade de geração do sistema. No parecer de acesso, a acessada dará as condições para conexão.

Quando a unidade consumidora possuidora de sistema de microgeração fornece energia para a rede que não obedeça aos padrões de qualidade exigidos, a distribuidora poderá desconectar a unidade da rede (ANEEL, 2016b). A ANEEL também exige a instalação de alguns equipamentos no ponto de conexão para sistemas de geração com potência instalada menor ou igual a 75kW, são eles: elementos de desconexão e interrupção, proteção para sub ou sobre tensão e frequência, relé de sincronismo e anti-ilhamento (ANEEL, 2016b).

### **2.1.4 Impactos na QEE**

A PV está se desenvolvendo rapidamente ao redor do mundo devido aos incentivos econômicos e ambientais. Os principais benefícios associados são da utilização de fonte não poluente, a contribuição para atendimento da demanda e diversificação da matriz energética. Por outro lado, a integração excessiva e sem planejamento destes sistemas nas redes de distribuição, podem alavancar problemas técnicos como violação dos limites de tensão, problemas com *fp*, além de risco de geração excessiva, fluxo reverso e sobrecarga das linhas e transformadores (BAYER et al., 2018; CASTRO et al., 2018).

Em países onde há elevados níveis de integração de PV, os responsáveis pela operação/manutenção da rede de distribuição afirmam que sob intensa penetração de energia fotovoltaica a operação da rede se torna mais complexa, podendo haver sobrecarga nas redes, no transformador e fluxo reverso, inclusive da rede de BT para rede de MT (BAYER et al., 2018; COHEN; CALLAWAY, 2016; IANNARELLI; BOCCALETTI, 2018).

Na Itália, um levantamento do plano anual de desenvolvimento de uma distribuidora demonstrou que um terço das subestações média/alta tensão sofrem com o fenômeno do fluxo reverso (IANNARELLI; BOCCALETTI, 2018). Nessas condições o perfil de carga se torna misto, devido à variabilidade da geração influenciada pelas condições meteorológicas, dificultando o planejamento e controle da rede no que diz respeito aos parâmetros de QEE.

As alterações de fluxo de potência causadas pela integração excessiva de PV também impactam nos níveis de tensão das redes. Este é o principal problema destacado pelos autores (BAYER et al., 2018; COHEN; CALLAWAY, 2016). Simulações demonstram que até certo ponto, o auxílio no atendimento à demanda da rede realizado pela PV, proporciona controle nos níveis de tensão em redes sobrecarregadas, elevando a tensão em pontos de fim de rede - e aliviando a tensão nos pontos próximos ao transformador. Quando o excedente injetado na rede se eleva, devido ao maior índice de penetração da PV, o nível de tensão é elevado ainda mais, podendo exceder os limites considerados adequados pela ANEEL. O problema é mais expressivo em períodos de maior geração, que normalmente não coincidem com os períodos de maior demanda por energia elétrica (DARUI et al., 2019).

Assim como a tensão, o  $fp$  da rede de distribuição também sofre alteração com a inserção dos sistemas de PV (DARUI et al., 2019). Em uma comparação realizada para diferentes níveis de integração de PV em uma mesma rede de distribuição, observa-se que a medida que se inserem os geradores fotovoltaicos, a potência ativa vai sendo suprida pelos geradores, enquanto que a potência reativa continua sendo demandada da fonte convencional, já que os inversores no Brasil atualmente trabalham com  $fp$  igual a um (ABNT, 2013). Enquanto o saldo de potência ativa na rede (e no transformador) vai sendo reduzido devido a contribuição da PV, a potência reativa se mantém inalterada. Assim, a relação entre potência ativa e reativa no transformador vai sendo estreitada e em consequência disso, conforme Equação (1), o  $fp$  vai sendo reduzido. Assim como para os níveis de tensão, o  $fp$  é variável ao longo do dia em redes com elevada inserção de PV.

Como um todo, os possíveis impactos à QEE da rede sob elevados níveis de integração da PV, são bastante variáveis devido à característica intermitente da fonte, e podem ser bastante

prejudiciais. Este cenário de incertezas também inviabiliza investimentos em reformas ou reforços nas redes. Já que os resultados dependem do nível de integração, da quantidade de injeção de potência e da intermitência da fonte. Os impactos ainda não são sentidos no Brasil porque os sistemas de PV estão distribuídos ao longo do Sistema Interligado Nacional – SIN. Entretanto é necessário prever os impactos a fim de preveni-los ou mitiga-los. A liberdade em relação a capacidade instalada do sistema de geração por consumidor pode acelerar o processo até a ocorrência de impactos negativos. Sendo assim, programas controlados de adesão ao PV podem afastar o cenário de impactos negativos. Para aproveitar ao máximo o potencial desta fonte renovável, usufruir de todos seus benefícios e evitar impactos negativos, é necessário otimizar o processo de adesão dos sistemas de geração, garantindo o direito de geração própria para todos os consumidores, porém limitando a potência instalada.

## 2.2 QUALIDADE DE ENERGIA ELÉTRICA

O termo QEE, ou *PQ* (do inglês *Power Quality*), tem sido amplamente utilizado ao redor do mundo para tratar das condições em que a energia elétrica é entregue aos consumidores. São analisadas a continuidade do fornecimento e a conformidade com determinados parâmetros considerados desejáveis para operação segura de equipamentos do sistema supridor, bem como dos consumidores (MARTINHO, 2013). Quem estabelece os critérios que mensuram a QEE no Brasil é a ANEEL, e as concessionárias são as responsáveis por tomar providências para atender as exigências normativas.

Quanto à continuidade do fornecimento de energia elétrica, espera-se que seja plena, contudo, há limites aceitáveis de interrupções que são toleráveis. Estes limites são encontrados no módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018b). No mesmo módulo também são estabelecidos os parâmetros que definem a qualidade do produto energia elétrica. São eles: tensão em regime permanente, desequilíbrio e flutuação de tensão; harmônicos; *fp* e variação de frequência. Além disso, Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) que é um fenômeno transitório.

As concessionárias estão preocupadas em atender os níveis de QEE porque são penalizadas caso isso não ocorra. Entretanto, manter os níveis de QEE tem se tornado um desafio ainda maior desde que o uso de fontes renováveis de GD começou crescer (GANDOMAN et al., 2018). Pesquisadores concluíram que os principais problemas encontrados com o aumento da integração de PV são sobretensão e sobrecarga térmica (dos transformadores e condutores) (ISMAEL et al., 2019). Destaca-se também a redução do *fp* das

redes com intensa penetração de PV. Esses fatores, são de extrema importância para determinação da capacidade que o sistema possui de comportar a geração oriunda dos sistemas fotovoltaicos, por isso serão considerados neste trabalho como restrições para determinação da quantidade de potência instalada de geração nas redes de distribuição de baixa tensão. A seguir são descritos os indicadores de qualidade do produto avaliados, demonstrando os limites estabelecidos pela ANEEL.

### 2.2.1 Fator de Potência

O  $fp$  de um equipamento elétrico, de uma instalação ou da rede de distribuição representa a relação entre a potência ativa, que efetivamente produz trabalho, e a reativa, trocada entre gerador e carga devido aos elementos indutivos e capacitivos. A fim de limitar o consumo de potência reativa (que não produz trabalho efetivo), a ANEEL estabelece um valor mínimo para esta relação (KAGAN et al., 2013). De acordo com o PRODIST (ANEEL, 2018b), para unidades consumidoras ou conexão entre distribuidoras com tensão inferior a 230 kV, o  $fp$  no ponto de conexão deve estar compreendido entre 0,92 e 1,00 indutivo ou 1,00 e 0,92 capacitivo. O cálculo do  $fp$  pode ser realizado a partir das potências ativa ( $P$ ) e reativa ( $Q$ ) pela Equação (1). Quanto maior for  $P$  em relação a  $Q$ , melhor será o resultado do  $fp$ .

$$fp = \cos \left[ \text{atang} \left( \frac{Q}{P} \right) \right] \quad (1)$$

Controlar o  $fp$  é uma medida para garantir uma boa utilização da rede, pois baixos valores de  $fp$  podem causar transtornos como: perdas técnicas; aquecimento e limitação de condutores e equipamentos de rede; flutuação e queda de tensão e necessidade de maior capacidade do transformador (ANEEL, 2012a; CODI, 2004).

Transformadores operando a vazio ou com pouca carga e conexão de Unidades Consumidoras (UC) com baixo  $fp$  reduzem o  $fp$  da rede. A fim de manter a conformidade do parâmetro na rede, a distribuidora verifica o  $fp$  das UC do grupo A, aquelas cujo fornecimento é em tensão igual ou superior a 2,3 kV, por meio de medição permanente. Estas serão tarifadas se apresentarem consumo excedente de reativos. De acordo com a resolução normativa 414 da ANEEL, as UC do grupo B, cujo fornecimento é em tensão inferior a 2,3 kV, não podem ser cobradas pelo excedente de reativos devido ao baixo  $fp$  (ANEEL, 2010).

Os critérios de faturamento também são estabelecidos pela normativa 414 da ANEEL. É estabelecido que quando houver consumo de energia reativa excedente, o valor incrementado

na conta de energia elétrica será calculado a partir do  $fp$  medido, do montante de energia elétrica ativa medida e do valor da tarifa aplicável ao subgrupo B1, residencial (ANEEL, 2010).

### 2.2.2 Níveis de tensão

A qualidade da tensão é o parâmetro de QEE que mais tem sido abordado em pesquisas (DUGAN et al., 2004). É também uma das maiores preocupações das distribuidoras em redes de BT (HAQUE; WOLFS, 2016). Sendo a potência definida pelo produto entre tensão e corrente, o principal alvo de controle se torna a tensão.

Conforme disposto no módulo 8 do PRODIST (ANEEL, 2018b) a tensão em regime permanente deve ser acompanhada em todo o sistema de distribuição. A medição é responsabilidade da distribuidora que deve atuar de forma preventiva para que a tensão em regime permanente se mantenha dentro dos padrões adequados. Tais padrões são definidos de acordo com os níveis de tensão especificados como adequados, precários e críticos que têm como referência o valor de tensão nominal.

As medições devem ser realizadas, quando solicitadas, nos pontos de conexão à rede de distribuição, nos pontos de conexão entre distribuidoras e nos pontos de conexão com as UC seguindo a metodologia descrita no mesmo módulo (ANEEL, 2018b).

Os padrões adequados de tensão no ponto de conexão para tensão nominal 380/220V estão descritos na Tabela 1.

Tabela 1 – Padrões de tensão adequados no ponto de conexão para tensão nominal 380/220V

<b>Tensão de Atendimento</b>	<b>Faixa de variação da Tensão Lida (TL) em Volts</b>	
<b>Adequada</b>	$350 \leq TL \leq 399$	$202 \leq TL \leq 231$
<b>Precária</b>	$331 \leq TL < 350$ ou $399 < TL \leq 403$	$191 \leq TL < 202$ ou $231 < TL \leq 233$
<b>Crítica</b>	$TL < 331$ ou $TL > 403$	$TL < 191$ ou $TL > 233$

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018b)

### 2.2.3 Carregamento das linhas, do transformador e fluxo de potência reverso

Apesar de não serem considerados indicadores de QEE, como os níveis de tensão, o carregamento das linhas e do transformador, bem como o sentido do fluxo de potência exercem

influência direta na tensão das redes (DARUI et al., 2017), uma das principais preocupações das concessionárias, como já foi citado.

Os transformadores a óleo são amplamente utilizados nos sistemas de distribuição e são eles os principais responsáveis pela conversão de energia para a rede de BT. O óleo mantém a isolamento e refrigeração do equipamento e quando suas propriedades químicas são alteradas se corre o risco do equipamento falhar (ZILLES; MANITO, 2016). As propriedades químicas do óleo dos transformadores podem ser alteradas de acordo com a temperatura de operação, a umidade e o teor de oxigênio sob qual o equipamento é submetido, afetando diretamente em sua vida útil. Assim, a temperatura de operação é determinante para o envelhecimento do transformador, e está diretamente associada ao nível de carregamento destes transformadores. Transformadores sobrecarregados, operando sob elevadas temperaturas, terão sua vida útil reduzida, assim como transformadores operando com carga leve terão sua vida útil prolongada (ZILLES; MANITO, 2016).

Assim como os transformadores, os condutores e demais equipamentos das redes também são afetados em situações de sobrecarga. São nessa condição em que as redes são mais propícias a falhas que podem até mesmo causar a interrupção do fornecimento (HENNEAUX, 2015). Exemplos de falhas causadas por sobrecargas são os *blackouts* nos quais alimentadores podem ser desligados devido a atuação da proteção por sobrecarga.

Quando há elevada penetração de PV nas redes, estes se tornam responsáveis não somente pela compensação da carga consumida, mas também por injetar energia excedente na rede podendo causar fluxo de potência reverso (KARIMI et al., 2016). Níveis elevados de fluxo de potência reverso podem causar dificuldade na operação do sistema ameaçando a sincronização da proteção e promovendo elevação ou redução de tensão nas redes e transformadores, necessitando a aplicação alternativas de controle para manter os níveis de qualidade de tensão (IIOKA et al., 2019; KARIMI et al., 2016).

### 2.3 POTENCIAL DE INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Observa-se que o sistema elétrico de potência tem seguido a tendência da descentralização de geração de energia. De um lado se tem a busca por um sistema mais sustentável e descarbonizado, com maior participação do consumidor. Porém, por outro lado, observa-se a preocupação com as consequências técnicas e econômicas da inserção destas novas tecnologias na rede (CASTRO; DANTAS, 2018). Assim sendo, se torna importante avaliar a

capacidade que cada sistema tem de receber estas novas tecnologias, sem que os limites operacionais sejam excedidos. Nesse sentido, começaram ser desenvolvidas técnicas para estimar até que ponto os sistemas PV são bem vindos nas redes. Surgiu então o conceito de “capacidade de hospedagem” dos sistemas nas redes, para representar a máxima capacidade de geração que pode ser instalada na rede sem haver necessidade de reforços ou reformas (ISMAEL et al., 2019).

O cálculo de capacidade de hospedagem não é fixo, e pode ser adaptado às condições particulares de cada rede, entretanto, pode ser generalizado com o seguinte passo a passo:

- a. Escolha dos indicadores de desempenho do sistema;
- b. Determinação dos limites destes índices (de acordo com as normas e regulamentos do local de interesse);
- c. Cálculo dos indicadores de desempenho em função de uma determinada quantidade de PV;
- d. Obtenção do nível de penetração máxima para o qual o nível de desempenho do sistema seja adequado;
- e. Escolher técnicas para aprimoramento da capacidade de hospedagem da rede.

Mulenga, Bollen & Etherden elaboraram uma revisão dos métodos de quantificação da capacidade de hospedagem dos sistemas de PV nas redes BT, e observam que o principal fenômeno que determina a capacidade de inserção dos sistemas PV na rede é a sobretensão, e além disso são analisados desequilíbrio de tensão, perdas, harmônicos e carregamento das linhas (MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020).

Nos Estados Unidos foi desenvolvida a regra dos 15%, a qual considera que níveis de penetração de PV acima de 15% da capacidade do transformador devem ser evitados porque podem causar impactos negativos ao sistema (CODDINGTON et al., 2012). Um estudo desenvolvido pelo EPRI – *Electric Power Research Institute* – defende que a capacidade de hospedagem da rede depende de outros fatores além de um percentual da carga do transformador (EPRI, 2015). Comumente os autores consideram nas simulações a inserção de PV em pontos específicos, buscando a maximização da potência instalada de geração em cada nó do sistema (FAN et al., 2017) ou então buscando a maximização da potência instalada ao longo da rede, distribuindo aleatoriamente os sistemas PV e suas potências ao longo da rede (SADEGHIAN; WANG, 2020).

Portanto, cada método para determinação da capacidade de hospedagem ou potencial de inserção é constituído de decisões que influenciam diretamente no resultado obtido. Antes de qualquer coisa é necessário estabelecer (de acordo com as normativas vigentes) quais são parâmetros a serem considerados e os limites aceitáveis associados a cada um deles. Depois, deve ser definido a metodologia utilizada, podendo ser um método determinístico, estocástico ou então uma série temporal (MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020).

Entre os métodos analisados o que considera a variação das cargas e da geração fotovoltaica ao longo do tempo leva vantagem por se aproximar da realidade, assim se pode verificar quando e como a capacidade de hospedagem foi quantificada. A desvantagem seria o tempo de execução do algoritmo, quando se tratam de problemas de operação e não de planejamento (MULENGA; BOLLEN; ETHERDEN, 2020).

Os autores destacam a dificuldade de prever quantidade de unidades com PV a serem instaladas em uma rede, assim como sua potência instalada e a localização. É por isso que muitas pesquisas vêm sendo realizadas considerando a distribuição aleatória dos sistemas PV, variando cenários de geração (LUO et al., 2018; KOMIYAMA; FUJII, 2019).

Uma vez determinada a capacidade de hospedagem das redes, são aplicadas técnicas para melhorar/aumentar essa capacidade de adesão aos sistemas PV. Estas técnicas utilizam de controladores de tensão e/ou de reativos, adesão de banco de baterias, corte de injeção de potência ativa, reforços na rede, entre outras coisas que envolvem – e dependem – de investimentos elevados e tecnologia (ISMAEL et al., 2019). SANTOS et al., 2017 utilizaram métodos matemáticos para maximizar a capacidade de rede incluindo o controle de reativos e sistema de armazenamento de energia. Os autores destacam que o modelo proposto pode ser utilizado para melhorar o aproveitamento do PV na rede desde que se trate de uma *smart grid* (SANTOS et al., 2017a; SANTOS et al. 2017b).

Revisando estes trabalhos realizados a respeito de capacidade de hospedagem de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de baixa tensão, tanto na determinação deste índice bem como nas técnicas de aprimoramento, foi encontrada a necessidade de abordagem de uma metodologia que possibilite melhorar/maximizar a capacidade de hospedagem da rede, bem como a potência instalada de geração, antes da inserção dos sistemas PV (análise *a priori*), de maneira a evitar os impactos, bem como a necessidade de investimentos para corrigi-los. Essa abordagem será realizada neste trabalho considerando os seguintes diferenciais:

- Considera-se a inserção dos sistemas PV em todos os pontos da rede, juntos a cada consumidor, não em pontos específicos como na maioria dos trabalhos revisados;

- A potência instalada de cada sistema de geração está associada a demanda máxima do consumidor junto ao qual está instalado o sistema PV, não é aleatória como adotado pelos demais autores;
- Considera-se como um dos limitadores da potência instalada de PV na rede o  $fp$ , que normalmente não é considerado nos demais trabalhos.
- A potência instalada de geração dos sistemas PV vai sendo maximizada pelo método de busca exaustiva, testando todas as possíveis soluções no range de simulação, sem tendências.
- A metodologia prevê técnica de controle da capacidade instalada de geração a fim de auxiliar no planejamento do sistema.

## 2.4 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

Neste capítulo de revisão bibliográfica foram abordados todos conceitos sobre QEE necessários para elaboração da metodologia, inclusive equações para cálculo de indicadores e limites considerados como adequados para preservar o nível de QEE da rede.

Também foram levantadas as características da PV, importantes para representar esta fonte de geração de forma mais próxima do real possível na metodologia. Também foram estudadas as projeções de crescimento, demonstrando a importância de se preocupar com a integração destes sistemas a rede de distribuição. Além disso, foram expostos os possíveis impactos à QEE da rede causados pela elevada penetração de PV. Estas informações foram obtidas de um vasto acervo bem fundamentado por simulações e casos reais, através de trabalhos publicados em revistas e periódicos conceituados na área de engenharia elétrica.

O mesmo padrão de qualidade do acervo bibliográfico utilizado foi mantido para revisão de técnicas de estimativa da capacidade de inserção de PV em redes de BT, as quais ajudaram a fundamentar a elaboração da metodologia.

### 3 METODOLOGIA

Neste capítulo é detalhada a metodologia proposta para maximização da inserção de geração fotovoltaica nas redes de distribuição de baixa tensão, onde a grande maioria dos sistemas de PV está sendo conectada segundo dados da ANEEL (ANEEL, 2019). O objetivo é estimar o Potencial de Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes de Distribuição de Baixa Tensão (PI), maximizando a potência instalada de geração por consumidor, sujeito às restrições de parâmetros técnicos de níveis de tensão,  $fp$ , carregamento das linhas e do transformador. Considera-se que o PI está associado sempre a demanda máxima de cada consumidor, sendo este percentual (PI) igual para todos os consumidores. Por exemplo, se os resultados da maximização indicarem que a potência instalada ideal de geração fotovoltaica por consumidor é 50% de sua demanda máxima, todos os consumidores da rede poderão instalar um sistema de geração com potência instalada igual a metade da sua demanda máxima e os limites técnicos de tensão,  $fp$ , corrente nas linhas e capacidade do transformador não serão violados.

A Figura 6 contém o diagrama de blocos geral da metodologia proposta para encontrar o PI, onde  $PI$  é a relação em porcentagem entre a potência instalada de geração fotovoltaica de cada consumidor ( $P_{inst\ n}$ ) e a demanda máxima de cada consumidor ( $D_n$ ).

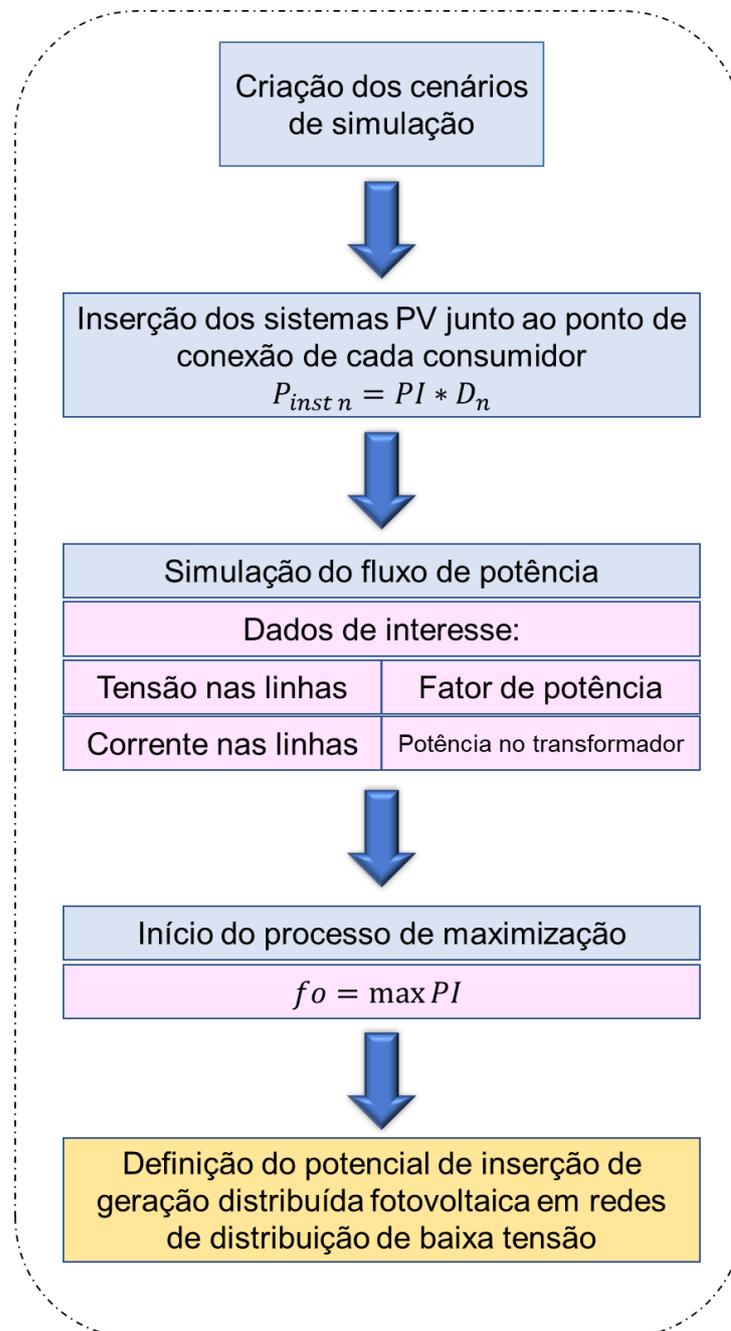
Os cenários de simulação são criados a partir de redes de BT, onde as curvas de carga dos consumidores são variáveis ao longo do dia. É necessário conhecer a configuração da rede, a demanda máxima de cada consumidor da rede e o tipo de conexão (monofásica, bifásica ou trifásica).

Para as simulações, junto ao ponto de conexão de cada consumidor será inserido um sistema PV, cuja potência instalada está associada à sua demanda máxima. A curva de carga de geração fotovoltaica também é variável ao longo do dia, de acordo com a característica da fonte.

Dados os cenários com os sistemas PV inseridos, pode ser dado início ao processo iterativo de maximização do PI. Utiliza-se busca exaustiva para percorrer os resultados de todas as linhas, verificando se nenhuma restrição foi excedida.

Os resultados são analisados e comparados ao modelo atual de inserção de PV nas redes de distribuição.

Figura 6 - Diagrama de blocos geral da metodologia



Fonte: Autor.

### 3.1 ELABORAÇÃO DOS CENÁRIOS DE SIMULAÇÃO

Para elaboração dos cenários de simulação é necessário conhecer a configuração da rede a ser estudada, como condutoramento, número de linhas, número de consumidores conectados, a potência do transformador e também as curvas de carga características dos consumidores e da geração fotovoltaica.

Para as configurações das redes, utiliza-se modelos desenvolvidos para fins de simulação que contém as informações necessárias e que se aproximam dos dados obtidos em redes reais. As curvas de carga dos consumidores são obtidas através de processo de modelagem de curvas de cargas para consumidores de baixa tensão. Já para as curvas de geração prefere-se utilizar os métodos determinísticos. Abaixo serão descritas a metodologia para obtenção das curvas de carga e de geração.

### 3.1.1 Curvas de carga dos consumidores

Em estudos envolvendo fluxo de potência é necessária a utilização de modelos de curvas de cargas que representem os consumidores de energia elétrica. Existem métodos convencionais, em que as curvas de carga são elaboradas através da normalização de valores a partir da demanda máxima. Estes modelos são simplificados e resultam em curvas de carga mais representativas, proporcionando um valor determinístico para cada horário do dia (BERNARDON et al., 2016). Entretanto, têm como principal característica a sua forma, sem considerar a amplitude, o que torna os dados insuficientes para verificar a influência de fontes de geração baseados em recursos estocásticos. Por outro lado, a metodologia desenvolvida por Knak Neto (2017) torna os modelos mais sensíveis a essas incertezas e, conseqüentemente, a análise mais robusta. Os novos modelos de carga elaborados por Knak Neto (2017) propõem a definição das curvas típicas a partir de quantis representativos.

As curvas típicas a partir de quantis representativos são capazes de demonstrar a influência de fontes de geração baseados em recursos estocásticos. Enquanto os métodos tradicionais para elaboração de curvas de carga típicas são elaborados através da normalização de valores, tendo como base a demanda ativa máxima ou média registrada nas medições e tendo como principal característica a sua forma sem considerar a amplitude, o método dos quantis é mais sensível às incertezas da carga e da geração e difere-se da metodologia típica na maneira como trata os dados das medições.

No método dos quantis, considera-se toda a série de medições normalizadas em função da demanda. Assim, cada quantil  $q$  representa a fração de tempo, dentro do período analisado, que a demanda horária ficou igual ou abaixo do valor da curva (KNAK NETO, 2017). Por exemplo, para o quantil 1, a demanda horária será menor ou igual ao valor da respectiva curva em 100% do tempo. Já para o quantil 0, a demanda horária será menor ou igual ao valor da respectiva curva em 0% do tempo.

Como no método tradicional, os quantis são normalizados pela demanda máxima.

A partir dos registros de medições, define-se:

$$P_t(t)_j = \frac{\sum_i^n P(t)_i}{P_{max_j}(\tau)}, \quad (2)$$

$$Q_t(t)_j = \frac{\sum_i^n Q(t)_i}{Q_{max_j}(\tau)}, \quad (3)$$

em que  $n$  é o número de consumidores da amostra representativa do grupo de consumidores analisada,  $P(t)_i$  e  $Q(t)_i$  são as demandas de potência ativa e reativa para um determinado consumidor  $i$  no instante de tempo  $t$ .  $P_{max_j}(\tau)$  e  $Q_{max_j}(\tau)$  são as máximas demandas ativa e reativa definidas no intervalo de análise  $[0, \tau]$ ,  $P_t(t)_j$  e  $Q_t(t)_j$  são séries temporais que representam, respectivamente, as curvas de carga ativa e reativa normalizadas para um grupo de consumidores  $j$ .

As curvas de carga propostas por (KNAK NETO, 2017) são dadas em pu (por unidade) e podem ser aplicadas à demanda máxima dos consumidores analisados para encontrar a curva de carga diária em 24 patamares. O formato das curvas varia de acordo com a faixa de consumo dos consumidores, sendo elas classificadas pela quantidade de consumo médio em kWh/mês, de acordo com a Tabela 2.

Tabela 2 - Tipos de consumidores BT e faixas de consumo considerados

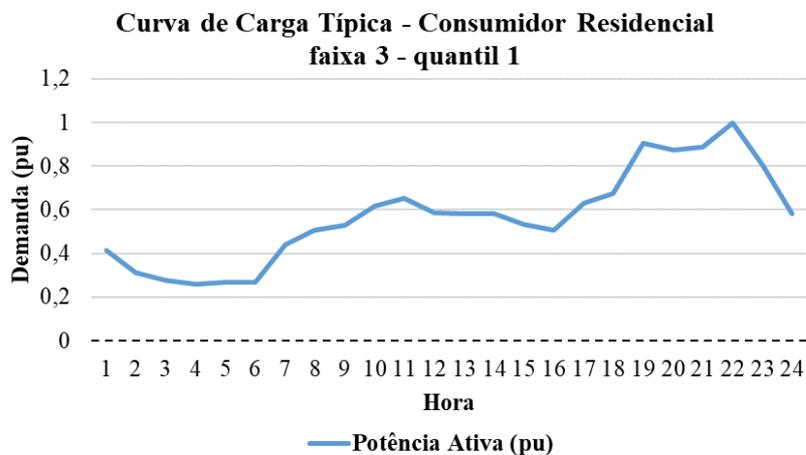
Tipo/ Faixa	Consumo médio (kWh/mês)			
	Residencial	Rural	Industrial	Comercial
<b>1</b>	Até 100	Até 200	Até 500	Até 500
<b>2</b>	Acima de 100 até 220	Acima de 200 até 500	Acima de 500 até 1.000	Acima de 500 até 1.000
<b>3</b>	Acima de 220 até 500	Acima de 500 até 1.000	Acima de 1.000 até 5.000	Acima de 1.000 até 5.000
<b>4</b>	Acima de 500 até 1000	Acima de 1.000 até 5.000	Acima de 5.000 até 10.000	Acima de 5.000 até 10.000
<b>5</b>	Acima de 1000	Acima de 5.000	Acima de 10.000	Acima de 10.000

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2014)

Além das faixas de consumo as curvas também variam conforme a estação do ano.

Os valores dados representam o saldo de potência ativa considerando consumo menos geração. O quantil 1 representa máxima geração e consumo mínimo. Assim este pode ser utilizado para representar os consumidores sem PV. Um exemplo da curva de carga resultando da aplicação do método dos quantis é demonstrada na Figura 7.

Figura 7 - Exemplo de curva de carga típica em pu pelo método dos quantis.



Fonte: Adaptado de (KNAK NETO, 2017).

Neste estudo, a curva de reativos estará associada a curva de potência ativa a fim de manter o  $fp$  fixo em 0,92 na condição inicial, devido à dificuldade de obtenção dos dados de reativos já que atualmente no Brasil não há medição para consumidores BT.

### 3.1.2 Curvas de geração fotovoltaica

Devido a intermitência da fonte, estimar a potência de geração fotovoltaica pode se tornar uma tarefa complexa, por isso métodos algébricos que considerem análise histórica de dados de radiação e temperatura tendem a se aproximar mais dos dados reais (BERNARDON et al., 2016). Assim sendo, a potência gerada por um painel fotovoltaico pode ser estimada em função da radiação e da temperatura que incide sobre este painel, sendo que a potência de saída está sujeita ainda à eficiência do inversor.

Os principais elementos do sistema PV são os painéis fotovoltaicos e os inversores. Para as curvas de geração, considerou-se que a potência máxima gerada pelo painel fotovoltaico é

encontrada em uma determinada temperatura e irradiação, e a que a potência de saída do sistema ainda está sujeita ao rendimento do inversor.

A máxima potência do painel é encontrada a partir de uma curva que relaciona corrente *versus* tensão do sistema PV. Nessa curva se encontra o ponto de máxima potência  $P_{mpp}$  que reduz com o aumento da temperatura, mas se eleva com o aumento da irradiação.

São adotadas temperatura e irradiação base para realização dos cálculos. Ainda, considera-se a curva de eficiência do inversor, de acordo com a potência de operação, informada pelos fabricantes.

Assim a potência de saída do painel ( $P$ ) é definida pela Equação (4), sendo o fator de temperatura “Fator T” unitário para a temperatura nominal e o fator de irradiação “Fator Ir” também igual a 1 para a radiação nominal.

$$P = P_{mpp} * \text{Fator Ir} * \text{Fator T} \quad (4)$$

Além disso também se considera uma curva de eficiência do inversor, que é dada conforme as informações do fabricante. Assim a potência de saída do sistema PV ( $P_{PV}$ ) depende da potência de saída do painel ( $P$ ) e do rendimento do inversor ( $\eta$ ).

$$P_{PV} = P * \eta \quad (5)$$

Para esta modelagem é necessária a inserção de três condições de operação, são elas:

- Curva de irradiação diária, cujo comportamento é variável ao longo do dia e os dados devem ser obtidos de séries históricas de medição;
- Curva de temperatura diária, cujo comportamento é variável ao longo do dia e os dados devem ser obtidos de séries históricas de medição;
- Curva de eficiência do inversor, cujos dados são obtidos das informações do fabricante. Deve ser adotado um modelo de inversor para fins de simulação.

Estimando a potência gerada pelos painéis fotovoltaicos é possível projetar tamanhos de sistemas de geração com capacidade instalada para atender a parcela de consumo desejada. Neste trabalho os sistemas de geração são projetados em relação a demanda máxima de cada consumidor, podendo ser maior ou menor, dependendo dos resultados da otimização.

## 3.2 MAXIMIZAÇÃO DO POTENCIAL DE INSERÇÃO

### 3.2.1 Formulação do problema

O crescimento exponencial da conexão de sistemas de PV nas redes de distribuição secundárias tem causado preocupação quanto aos impactos desta conexão massiva, principalmente em relação ao comportamento da tensão e do  $fp$  das redes. Por outro lado, o uso desta fonte renovável também apresenta benefícios do ponto de vista das questões ambientais e fatores econômicos (principalmente pelo lado do cliente). Assim, a otimização da potência instalada por consumidor em uma determinada rede deve resultar em um ponto de equilíbrio entre estes aspectos, beneficiando concessionária e clientes.

### 3.2.2 Função objetivo

O objetivo da otimização do PI é a maximização da potência instalada de geração fotovoltaica em relação a demanda máxima de cada consumidor da rede, sem afetar a QEE da rede. Assim não se pode permitir a violação dos níveis de tensão e  $fp$  da rede, bem como a capacidade de condução de corrente dos condutores e a potência do transformador. A função objetivo é representada matematicamente pela Equação (6).

$$fo = \max PI, \quad (6)$$

sendo

$$PI = \frac{P_{inst\ n}}{D_n} \quad (7)$$

onde  $PI$  é a relação em porcentagem entre a potência instalada de geração fotovoltaica de cada consumidor ( $P_{inst\ n}$ ) e a demanda máxima de cada consumidor ( $D_n$ ).

### 3.2.3 Restrições

Para maximizar a potência instalada de geração fotovoltaica por consumidor e não afetar a QEE da rede no que se refere aos níveis de tensão e o  $fp$  da rede, é necessário respeitar algumas restrições:

- Potência ativa e reativa dos geradores distribuídos

A potência instalada de geração fotovoltaica ( $P_{inst}$ ) por consumidor  $n$  fica restrita a relação  $PI$  a ser maximizada. Assim,

$$P_{inst\ n} = PI * D_n \quad (8)$$

Todos os  $n$  consumidores da rede devem obedecer ao mesmo  $PI$ . Os geradores fotovoltaicos geram apenas potência ativa.

- Nível de tensão nas linhas

Os níveis de tensão na rede ficam restritos aos valores mínimos e máximos considerados como ideais pela ANEEL. A restrição que garante a qualidade dos níveis de tensão na rede é apresentada na Equação (9).

$$V_{i,min} \leq V_i \leq V_{i,max} \quad (9)$$

Na Equação (9),  $V_i$  é a tensão em regime permanente na linha  $i$ ,  $V_{i,min}$  é o valor mínimo e  $V_{i,max}$  o valor máximo de tensão considerado adequado pela ANEEL e especificado no PRODIST – Módulo 8 (ANEEL, 2016), em redes de distribuição de BT.

- Fator de potência

O fator de potência do transformador fica restrito aos valores de referência estabelecidos pela ANEEL e especificados no PRODIST – Módulo 8 (ANEEL, 2016), conforme as Equações (10) e (11).

$$0,92 \leq fp \leq 1 \text{ indutivo,} \quad (10)$$

ou

$$1 \leq fp \leq 0,92 \text{ capacitivo} \quad (11)$$

- Carregamento das linhas

O carregamento de cada linha  $i$  fica restrito a capacidade máxima de condução de corrente do condutor naquela linha, conforme Equação (12):

$$I_i \leq I_{i,max} \quad (12)$$

$I_i$  é a corrente que percorre o condutor, e  $I_{i,max}$  é corrente máxima admissível, determinada conforme a seção do condutor no ramo  $i$ .

- Carregamento do transformador

O carregamento do transformador ( $P_{TR}$ ) fica restrito à sua capacidade de transformação  $P_{TR max}$ , conforme Equação (13).

$$- P_{TR max} \leq P_{TR} \leq P_{TR max} \quad (13)$$

Utiliza-se a restrição inferior  $- P_{TR max}$  para limitar a capacidade de transformação em sentido reverso, no mesmo valor da capacidade máxima de transformação  $P_{TR max}$  só que em sentido contrário.

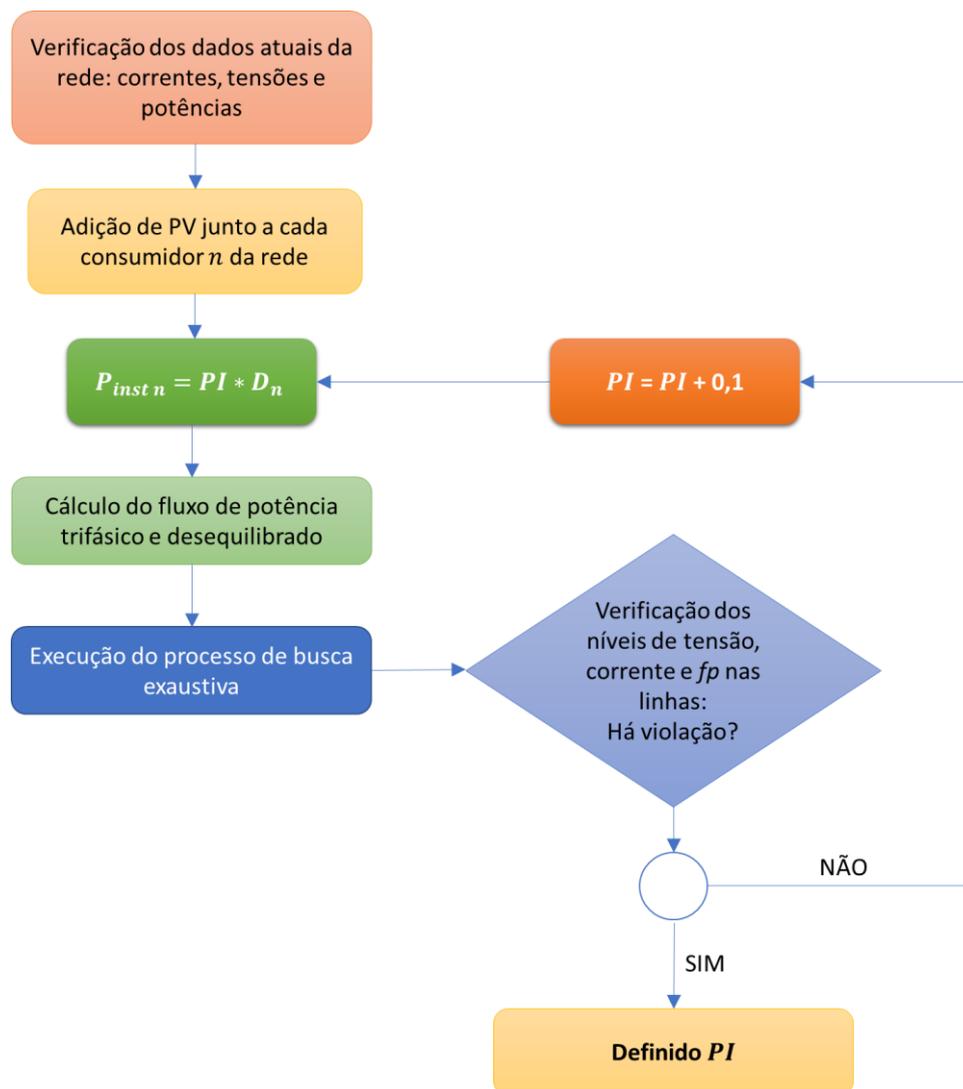
O problema apresenta uma única função objetivo sujeita às restrições técnicas que envolvem QEE, apesar de ser um problema com inúmeras informações, já que necessita a verificação dos valores para cada trecho do sistema. Para não adicionar complexidade ao modelo, utilizou-se do método de busca exaustiva para encontrar a maximização do PI. Trata-se de uma técnica trivial que testa todas as possibilidades de soluções para o problema, evitando que alguma possível solução fique de fora devido a tendências que podem ocorrer em outras técnicas de otimização. Para problemas mais complexos o custo do método de busca exaustiva está relacionado ao tempo de execução do algoritmo. O que neste caso não seria um problema, já que se trata de um problema de planejamento e não de operação. Mesmo assim, se tratando de redes de baixa tensão, onde concentram-se entre 50 consumidores e em torno de 30 linhas, o tempo de simulação é muito baixo, aproximadamente 8 segundos. Considerando aplicações futuras na média tensão, em que alimentadores urbanos em regiões de bastante concentração podem conter em torno de 380 transformadores de distribuição conectados, simulações

semelhantes levariam menos de uma hora para serem executadas, testando todas as possíveis soluções.

### 3.2.4 Busca exaustiva

O método de busca exaustiva consiste em testar todas as soluções candidatas verificando se atendem as condições impostas pela função objetivo e pelas restrições. No caso de maximização, testa-se a primeira condição e enquanto a solução não excede as restrições a variável a ser maximizada vai sendo incrementada. O fluxograma geral do processo de maximização através de busca exaustiva está demonstrado na Figura 8.

Figura 8 – Fluxograma geral do processo de maximização do PI.



Fonte: Autor.

Inicialmente são encontrados os dados de corrente, tensões e potências da rede através da simulação do fluxo de potência trifásico. Após, acrescenta-se PV a cada uma das unidades consumidoras, sendo a potência instalada proporcional a demanda máxima de cada consumidor de acordo com o potencial PI. Executa-se novamente o fluxo de potência, obtendo novos dados de corrente, tensões e potências em todas as linhas da rede. As possíveis soluções de PI vão sendo testadas enquanto não houver violações nos níveis de tensão, corrente ou  $fp$  da rede, de 0 até 3 ao passo de 0,1.

### 3.3 CONSIDERAÇÕES DO CAPÍTULO

A metodologia desenvolvida utiliza técnicas de baixa complexidade para definição do PI de redes de distribuição BT, sem perder a acurácia dos resultados e a preocupação com aproximação da realidade. Considera-se fluxo de potência trifásico e desequilibrado, a variação da curva de carga dos consumidores ao longo de 24 horas, assim como a intermitência da fonte de geração. Para definição das restrições do processo de maximização são utilizados valores estabelecidos na normativa vigente e os resultados são encontrados após testar todas as possíveis soluções com baixo tempo de execução. Considera-se que todos os consumidores da rede têm o direito de gerar sua própria energia, proporcional a sua demanda.

Para aplicação da metodologia serão abordados estudos de caso que consideram a mesma rede com diferentes condições de carregamento.

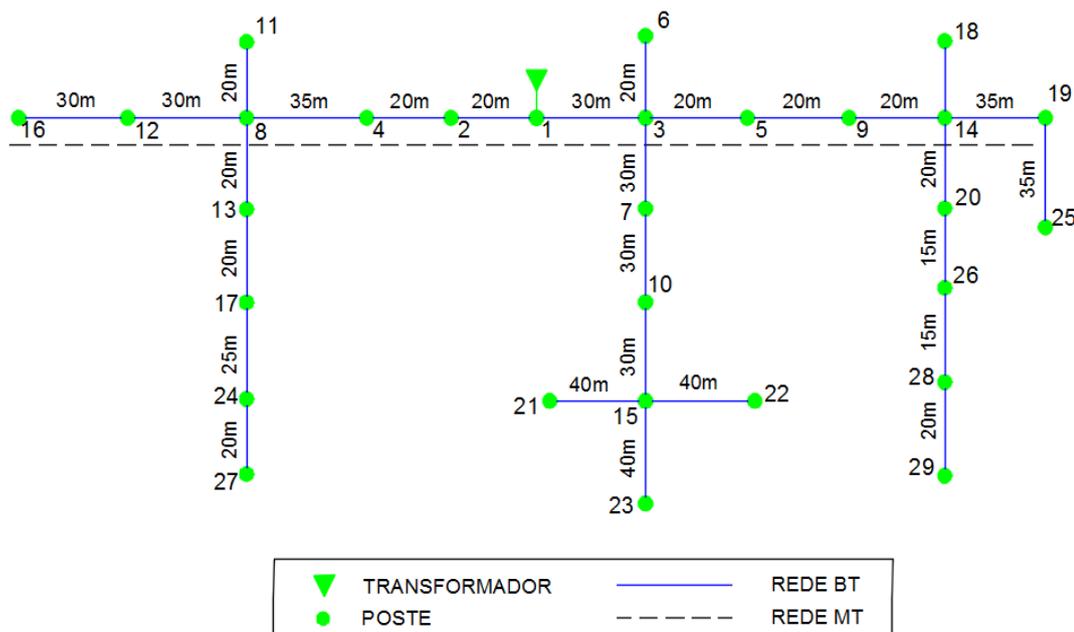
#### 4 ESTUDO DE CASO

Para aplicação da metodologia serão abordados três cenários através de estudos de caso, para verificar a influência do comportamento da carga na determinação do PI.

Para a modelagem da rede nas simulações, utilizou-se informações de um sistema teste elaborado por LIMA (2015) o qual fornece a topologia e configurações de uma rede de distribuição BT, incluindo comprimento das linhas e distribuição dos postes (LIMA, 2015). As configurações desta rede típica valem-se de regras pré-estabelecidas para adequações de níveis técnicos das redes de distribuição e, além disso, contam com base de dados reais (LIMA, 2015). A rede constitui-se de 29 postes e comprimento máximo de 190 metros do transformador até o consumidor mais distante. Tais configurações estão de acordo com as condições gerais de projeto de rede de distribuição estabelecidas pela Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL) (CPFL, 2018).

Na Figura 9, tem-se a estrutura da rede típica utilizada. O condutoramento utilizado foi adaptado para aproximar-se das redes existentes no sul do Brasil. O detalhamento das informações de seção dos condutores e comprimento de cada linha se encontram no APÊNDICE A.

Figura 9 - Configuração da rede típica com 29 postes.



Fonte: Adaptado de (LIMA, 2015).

A base de dados para elaboração das curvas de carga dos consumidores é uma campanha de medição de uma concessionária do sul do Brasil, a qual informa para cada transformador a sua potência e o número de consumidores conectados. Para cada consumidor se tem a sua classificação, o consumo de energia elétrica mensal e o tipo de conexão. Assim é possível encontrar a demanda máxima de cada consumidor e associá-las à modelagem de curva de carga diária, descrita na metodologia.

Tabela 3 - Dados dos consumidores da rede.

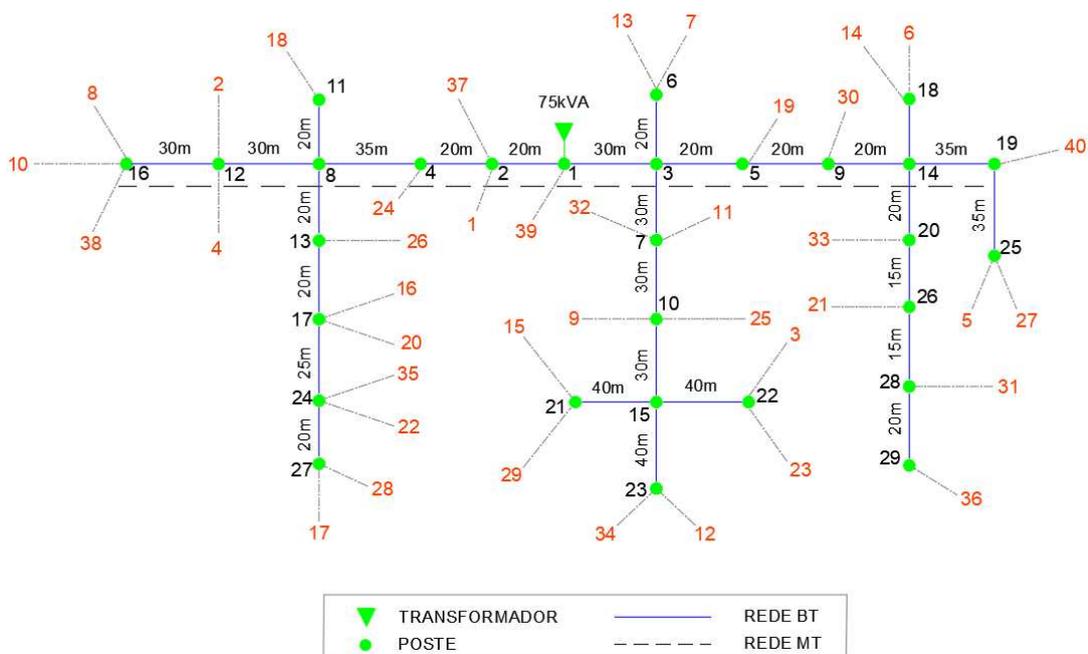
<b>Consumidor</b>	<b>Classificação</b>	<b>Demanda máxima (kW)</b>	<b>Fases</b>
<b>1</b>	Residencial	0,7136	ABCN
<b>2</b>	Residencial	1,9512	ABCN
<b>3</b>	Residencial	0,5863	ABCN
<b>4</b>	Comercial	3,6813	ABCN
<b>5</b>	Residencial	0,8629	BN
<b>6</b>	Residencial	2,0096	BN
<b>7</b>	Residencial	0,6583	BN
<b>8</b>	Comercial	0,8702	ABCN
<b>9</b>	Comercial	3,228	ABCN
<b>10</b>	Residencial	1,6592	BN
<b>11</b>	Residencial	1,8928	AN
<b>12</b>	Residencial	1,1229	BN
<b>13</b>	Residencial	1,0676	AN
<b>14</b>	Residencial	1,2169	ABN
<b>15</b>	Residencial	1,1483	ABCN
<b>16</b>	Residencial	1,6057	BN
<b>17</b>	Residencial	2,0242	AN
<b>18</b>	Residencial	3,0219	BN
<b>19</b>	Residencial	1,1395	BN
<b>20</b>	Residencial	1,1629	BN
<b>21</b>	Residencial	0,9625	AN
<b>22</b>	Residencial	0,8021	AN
<b>23</b>	Residencial	0,5753	CN
<b>24</b>	Residencial	1,6301	ACN
<b>25</b>	Residencial	0,9404	AN
<b>26</b>	Residencial	2,218	BN
<b>27</b>	Residencial	2,0728	AN
<b>28</b>	Residencial	0,791	BN
<b>29</b>	Residencial	1,0012	BN

Consumidor	Classificação	Demanda máxima (kW)	Fases
30	Residencial	0,3506	AN
31	Residencial	0,9459	CN
32	Residencial	1,7274	BCN
33	Residencial	0,8297	AN
34	Residencial	0,6914	BN
35	Residencial	0,7855	ABCN
36	Residencial	2,5931	ABCN
37	Residencial	0,4671	BN
38	Residencial	1,582	ABN
39	Residencial	0,8904	BCN
40	Residencial	1,571	ABN

Fonte: Autor.

Para o cenário I, os consumidores residenciais foram distribuídos ao longo da rede típica da Figura 9 aleatoriamente, através do método de Monte Carlo. Assim, a configuração da rede do cenário I está demonstrada na Figura 10.

Figura 10 – Configuração do cenário I com 40 consumidores.



Fonte: Autor.

Os dados de classificação, demanda máxima, tipo de conexão e fases conectadas de cada consumidor do cenário I estão demonstrados na Tabela 4. A rede é predominantemente composta por consumidores residenciais, sendo apenas 3 consumidores comerciais de um total de 40 consumidores. A condição inicial do cenário um (sem a presença PV) apresenta desequilíbrio na distribuição de cargas nas fases.

Tabela 4 - Classificação, demanda máxima, tipo de conexão e fases conectadas de cada consumidor do cenário I.

<b>Consumidor</b>	<b>Classificação</b>	<b>Demanda máxima (kW)</b>	<b>Fases</b>
1	Residencial	0,7136	ABCN
2	Residencial	1,9512	ABCN
3	Residencial	0,5863	ABCN
4	Comercial	3,6813	ABCN
5	Residencial	0,8629	BN
6	Residencial	2,0096	BN
7	Residencial	0,6583	BN
8	Comercial	0,8702	ABCN
9	Comercial	3,228	ABCN
10	Residencial	1,6592	BN
11	Residencial	1,8928	AN
12	Residencial	1,1229	BN
13	Residencial	1,0676	AN
14	Residencial	1,2169	ABN
15	Residencial	1,1483	ABCN
16	Residencial	1,6057	BN
17	Residencial	2,0242	AN
18	Residencial	3,0219	BN
19	Residencial	1,1395	BN
20	Residencial	1,1629	BN
21	Residencial	0,9625	AN
22	Residencial	0,8021	AN
23	Residencial	0,5753	CN
24	Residencial	1,6301	ACN
25	Residencial	0,9404	AN
26	Residencial	2,218	BN
27	Residencial	2,0728	AN
28	Residencial	0,791	BN
29	Residencial	1,0012	BN
30	Residencial	0,3506	AN

<b>Consumidor</b>	<b>Classificação</b>	<b>Demanda máxima (kW)</b>	<b>Fases</b>
<b>31</b>	Residencial	0,9459	CN
<b>32</b>	Residencial	1,7274	BCN
<b>33</b>	Residencial	0,8297	AN
<b>34</b>	Residencial	0,6914	BN
<b>35</b>	Residencial	0,7855	ABCN
<b>36</b>	Residencial	2,5931	ABCN
<b>37</b>	Residencial	0,4671	BN
<b>38</b>	Residencial	1,582	ABN
<b>39</b>	Residencial	0,8904	BCN
<b>40</b>	Residencial	1,571	ABN

Fonte: Autor.

Para o cenário II, considerou-se a mesma distribuição dos consumidores ao longo da rede do cenário I, porém com um fator de 1,2 pu da carga do cenário I. Os dados de classificação, demanda máxima, tipo de conexão e fases conectadas de cada consumidor do cenário II estão demonstrados na Tabela 5.

Tabela 5 - Classificação, demanda máxima, tipo de conexão e fases conectadas de cada consumidor do cenário II.

<b>Consumidor</b>	<b>Classificação</b>	<b>Demanda máxima (kW)</b>	<b>Fases</b>
<b>1</b>	Residencial	0,85632	ABCN
<b>2</b>	Residencial	2,34144	ABCN
<b>3</b>	Residencial	0,70356	ABCN
<b>4</b>	Comercial	4,41756	ABCN
<b>5</b>	Residencial	1,03548	BN
<b>6</b>	Residencial	2,41152	BN
<b>7</b>	Residencial	0,78996	BN
<b>8</b>	Comercial	1,04424	ABCN
<b>9</b>	Comercial	3,8736	ABCN
<b>10</b>	Residencial	1,99104	BN
<b>11</b>	Residencial	2,27136	AN
<b>12</b>	Residencial	1,34748	BN
<b>13</b>	Residencial	1,28112	AN
<b>14</b>	Residencial	1,46028	ABN
<b>15</b>	Residencial	1,37796	ABCN
<b>16</b>	Residencial	1,92684	BN

<b>Consumidor</b>	<b>Classificação</b>	<b>Demanda máxima (kW)</b>	<b>Fases</b>
17	Residencial	2,42904	AN
18	Residencial	3,62628	BN
19	Residencial	1,3674	BN
20	Residencial	1,39548	BN
21	Residencial	1,155	AN
22	Residencial	0,96252	AN
23	Residencial	0,69036	CN
24	Residencial	1,95612	ACN
25	Residencial	1,12848	AN
26	Residencial	2,6616	BN
27	Residencial	2,48736	AN
28	Residencial	0,9492	BN
29	Residencial	1,20144	BN
30	Residencial	0,42072	AN
31	Residencial	1,13508	CN
32	Residencial	2,07288	BCN
33	Residencial	0,99564	AN
34	Residencial	0,82968	BN
35	Residencial	0,9426	ABCN
36	Residencial	3,11172	ABCN
37	Residencial	0,56052	BN
38	Residencial	1,8984	ABN
39	Residencial	1,06848	BCN
40	Residencial	1,8852	ABN

Fonte: Autor.

No cenário III, manteve-se a distribuição e as cargas dos consumidores do cenário I, porém foi considerada a melhor distribuição das cargas nas fases, alterando de fase alguns consumidores monofásicos. Os detalhes das configurações do cenário III estão descritos na Tabela 6.

Tabela 6 - Classificação, demanda máxima, tipo de conexão e fases conectadas de cada consumidor do cenário III.

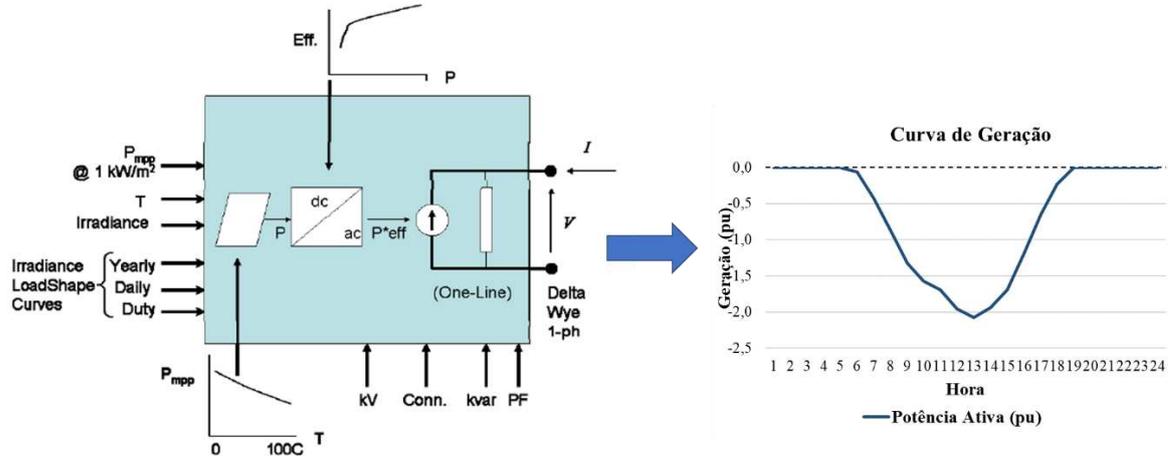
<b>Consumidor</b>	<b>Classificação</b>	<b>Demanda máxima (kW)</b>	<b>Fases</b>
1	Residencial	0,7136	ABCN
2	Residencial	1,9512	ABCN

<b>Consumidor</b>	<b>Classificação</b>	<b>Demanda máxima (kW)</b>	<b>Fases</b>
<b>3</b>	Residencial	0,5863	ABCN
<b>4</b>	Comercial	3,6813	ABCN
<b>5</b>	Residencial	0,8629	CN
<b>6</b>	Residencial	2,0096	CN
<b>7</b>	Residencial	0,6583	CN
<b>8</b>	Comercial	0,8702	ABCN
<b>9</b>	Comercial	3,228	ABCN
<b>10</b>	Residencial	1,6592	CN
<b>11</b>	Residencial	1,8928	AN
<b>12</b>	Residencial	1,1229	CN
<b>13</b>	Residencial	1,0676	AN
<b>14</b>	Residencial	1,2169	ABN
<b>15</b>	Residencial	1,1483	ABCN
<b>16</b>	Residencial	1,6057	BN
<b>17</b>	Residencial	2,0242	AN
<b>18</b>	Residencial	3,0219	BN
<b>19</b>	Residencial	1,1395	CN
<b>20</b>	Residencial	1,1629	BN
<b>21</b>	Residencial	0,9625	AN
<b>22</b>	Residencial	0,8021	AN
<b>23</b>	Residencial	0,5753	CN
<b>24</b>	Residencial	1,6301	ACN
<b>25</b>	Residencial	0,9404	AN
<b>26</b>	Residencial	2,218	BN
<b>27</b>	Residencial	2,0728	AN
<b>28</b>	Residencial	0,791	BN
<b>29</b>	Residencial	1,0012	BN
<b>30</b>	Residencial	0,3506	AN
<b>31</b>	Residencial	0,9459	CN
<b>32</b>	Residencial	1,7274	BCN
<b>33</b>	Residencial	0,8297	AN
<b>34</b>	Residencial	0,6914	BN
<b>35</b>	Residencial	0,7855	ABCN
<b>36</b>	Residencial	2,5931	ABCN
<b>37</b>	Residencial	0,4671	BN
<b>38</b>	Residencial	1,582	ABN
<b>39</b>	Residencial	0,8904	BCN
<b>40</b>	Residencial	1,571	ABN

Fonte: Autor.

Para as curvas de geração, utilizou-se o elemento *PVSystem* do *software* OpenDSS, o qual dispõe da modelagem para simulação da geração fotovoltaica que leva em consideração a potência instalada do sistema, a eficiência do inversor e a influência da temperatura, descrita na metodologia. O modelo reúne em um único bloco o gerador fotovoltaico e um inversor, em uma forma conveniente para ser utilizada em estudos que envolvem impactos no sistema de distribuição (EPRI, 2011). As curvas de radiação e temperatura com 24 patamares foram obtidas de dados históricos de medições de radiação e temperatura no sul do Brasil, coletadas a partir da estação de medição de São Martinho da Serra (INPE, 2016). Utilizou-se os dados de um dia ensolarado de verão, propício à geração fotovoltaica. Considerou-se a adição de um sistema de PV junto a cada consumidor da rede, conforme cada cenário. Na Figura 11 tem-se o diagrama de blocos do elemento *PVSystem* juntamente com um exemplo da curva de carga resultante, variável ao longo do dia, dada a partir de dados inseridos de radiação, temperatura, eficiência do inversor e potência máxima do sistema de geração. O sentido negativo da curva representa a injeção de potência na rede.

Figura 11 - Diagrama de blocos do elemento *PVSystem* e exemplo de curva de geração fotovoltaica

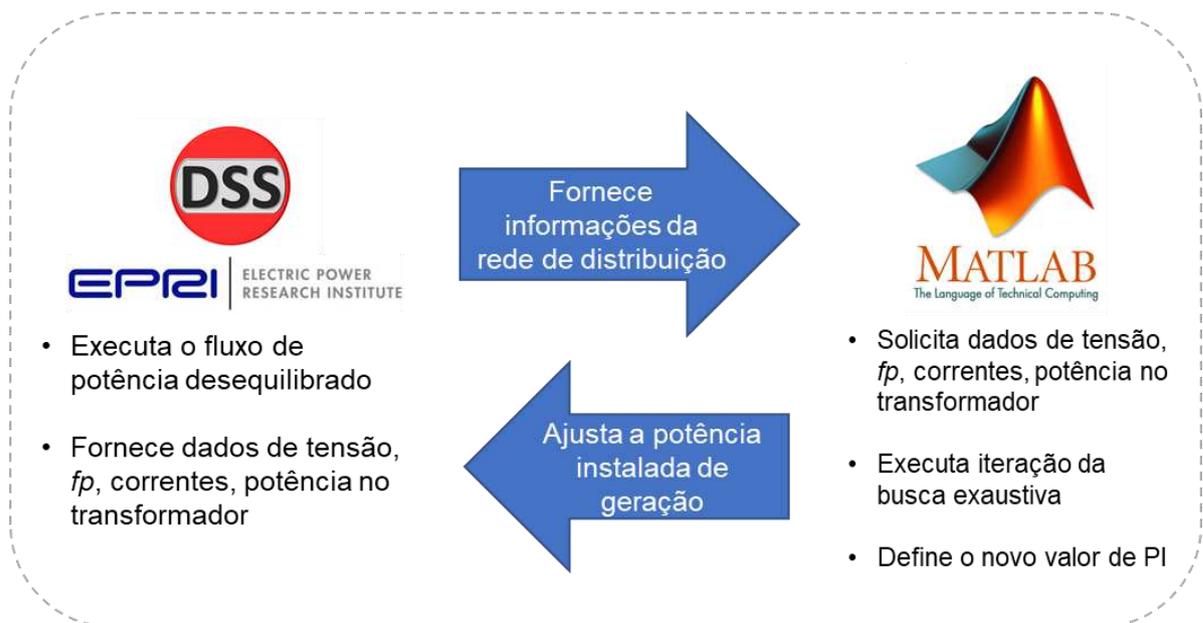


Fonte: Adaptador de (EPRI, 2011)

Para a realização das simulações de fluxo de potência e a partir dos dados gerados realizar a maximização do PI, utilizou-se uma interface entre os softwares *OpenDSS* e MATLAB. O código é escrito dentro da plataforma do MATLAB o qual é capaz de inicializar o *software* *OpenDSS* que executa as simulações de fluxo de potência. O fluxo de potência é executado para a condição inicial – sem a inserção de PV - e assim são obtidos dados de tensão, *fp* e corrente em cada uma das linhas, assim como o carregamento do transformador. Esses são

os dados de entrada para o processo de maximização do PI. A primeira condição de PI é  $PI = 0,1$ , ou seja, cada sistema de geração tem potência instalada de 0,1 vezes a demanda máxima de cada consumidor. O algoritmo verifica em todas as linhas se os valores estão dentro dos limites definidos nas restrições, em caso positivo o fator PI (que está associado a potência instalada de geração em cada consumidor) aumenta e é executado o novo fluxo de potência para esta nova condição. Atualizam-se os dados de tensão,  $fp$  e corrente para nova fase do processo de iterativo de maximização. A integração dos *softwares* OpenDSS e MATLAB está demonstrada na Figura 12.

Figura 12 - Integração entre os *softwares* OpenDSS e MATLAB.



Fonte: Adaptado de (MELLO, 2018)

## 5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

Foram obtidos resultados para os três cenários de simulação, sendo os dados de interesse tensão,  $fp$ , corrente nas linhas e carregamento do transformador para definição do PI. Para cada cenário será demonstrado como cada parâmetro influencia na determinação do PI da rede. Os resultados estão organizados por cenário, para facilitar o entendimento. No fim, os resultados são comparados.

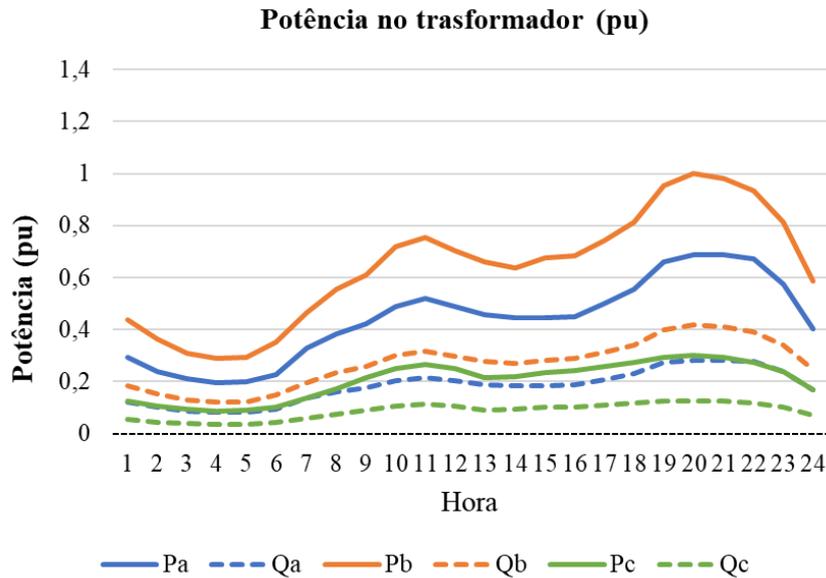
### 5.1 CENÁRIO I

O primeiro cenário de simulação é uma rede de distribuição de BT, composta por 40 consumidores sendo eles 38 residenciais e 2 comerciais, distribuídos ao longo da rede como demonstrado na Figura 10.

O transformador da rede é de 75 kVA, trifásico e opera com 68% de sua capacidade em horário de ponta do carregamento. Esta rede apresenta um desequilíbrio na distribuição de cargas nas fases, condição que também pode ser encontrada em redes reais de distribuição. Os níveis de tensão estão adequados em todos os pontos da rede, de acordo com o estabelecido pela ANEEL. O  $fp$  foi fixado em 0,92 para a condição inicial, já que não é realizada medição de energia reativa para consumidores de BT, sendo a curva de carga de reativos gerada a partir da curva de carga de potência ativa para as simulações.

O cenário I foi adotado como referência para comparação dos demais cenários, sendo assim, os dados de potência resultantes das simulações de fluxo de potência são demonstrados nos gráficos em por unidade (pu) em função da maior potência ativa registrada em uma fase na condição inicial do cenário I, igual a 23,71 kW. A curva de carga característica do cenário I na condição inicial está demonstrada na Figura 13, onde  $P_a$ ,  $P_b$  e  $P_c$  correspondem as potências ativas nas fases a, b e c respectivamente, assim como  $Q_a$ ,  $Q_b$  e  $Q_c$  correspondem as potências reativas nas fases a, b e c respectivamente.

Figura 13 – Curva de carga característica do cenário I – condição inicial, sem PV.



Fonte: Autor.

Para início das simulações, considera-se a adição de um sistema de geração fotovoltaica junto a cada consumidor da rede. A potência de geração está associada a demanda máxima de cada consumidor, tendo cada um o mesmo direito de gerar sua própria energia, proporcional à sua demanda, conforme Equação (8), no capítulo de metodologia.

A inserção da geração fotovoltaica no sistema causa alterações na curva de carga da rede e, conseqüentemente, nos parâmetros de tensão,  $f_p$ , carregamento das linhas e do transformador. Abaixo serão demonstrados os resultados para determinação do PI conforme cada parâmetro analisado.

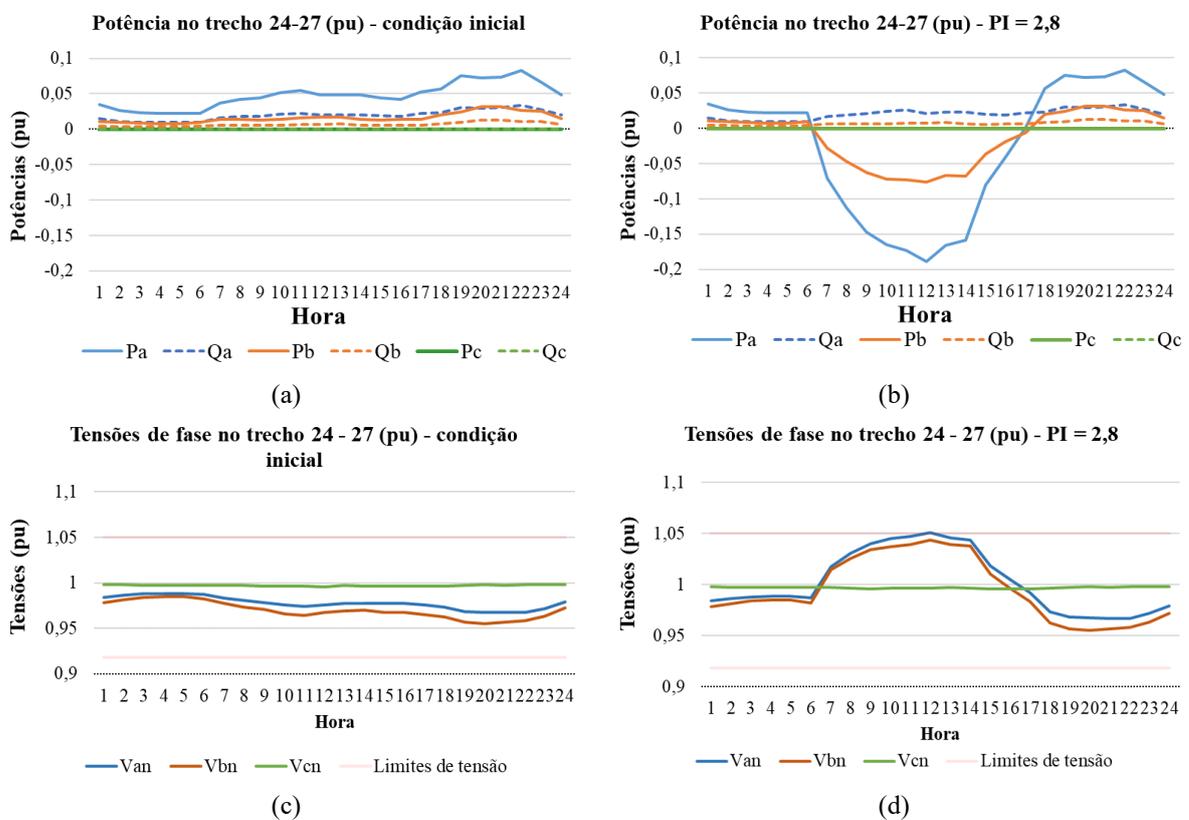
### 5.1.1 Determinação do PI de acordo com os níveis de tensão

Os resultados das simulações indicaram que os níveis de tensão da rede permanecem adequados até 2,7 vezes o valor da demanda máxima de cada consumidor, PI igual a 2,7. A partir disso, começam ocorrer elevações de tensão que excedem os valores considerados adequados pela ANEEL. Cabe salientar que nesta condição a rede contaria com uma potência instalada de geração de 148,64 kWp, distribuída entre os consumidores. O consumidor com maior potência instalada nesta condição seria um consumidor comercial, com 11,04 kWp instalado. O sistema ocuparia uma área aproximada de 88 m<sup>2</sup> para 32 módulos de 345W. Os demais consumidores da rede não chegariam à metade desta potência instalada.

A primeira restrição ocorre nos pontos entre os postes 24 e 27, na hora 12, período de máxima geração e com consumo mínimo. A elevação dá-se devido ao aumento do fluxo de potência no trecho, no sentido carga – transformador, em função da injeção de potência na rede.

Na Figura 14, tem-se uma comparação entre as potências e tensões no trecho 24 – 27 nas condições iniciais e com PI 2,8 (quando ocorre restrição). A tensão de referência que equivale a 1 pu é 220 V, a tensão nominal entre fase e neutro da rede.

Figura 14 – Tensões no trecho 24-27 (pu) na condição inicial



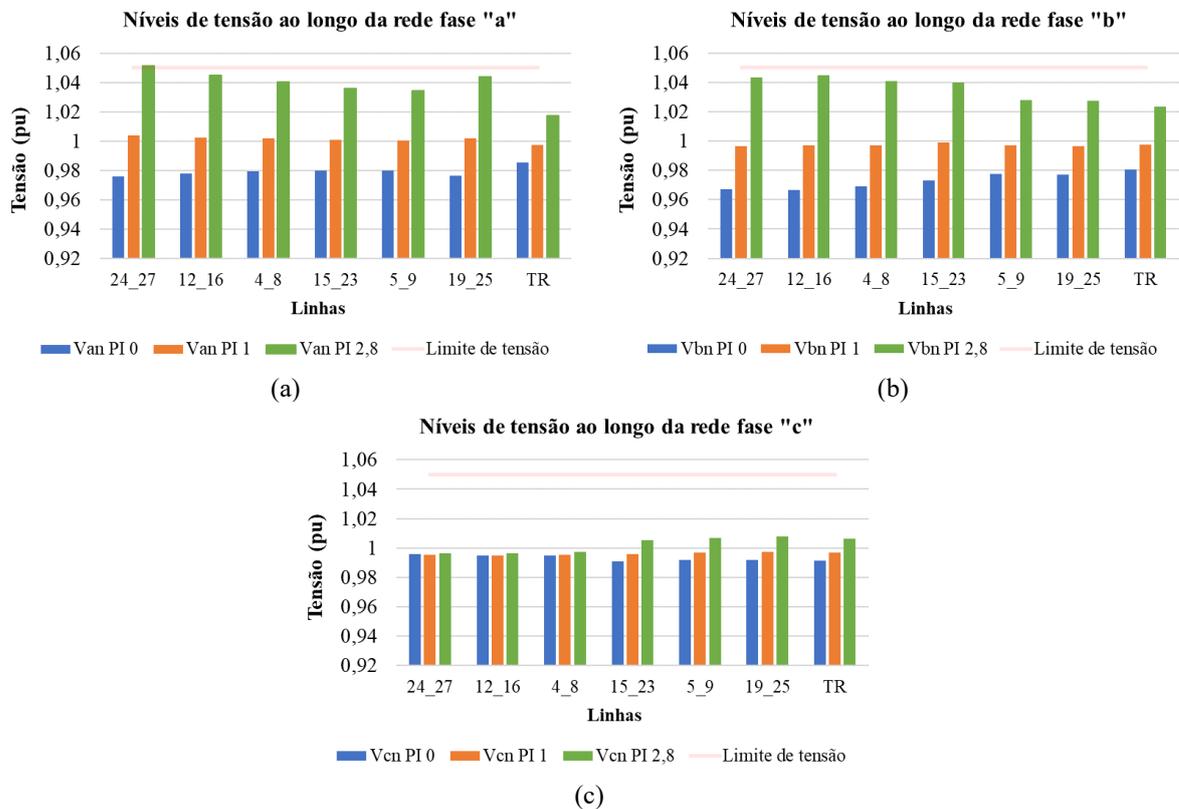
Fonte: Autor.

A Figura 14a demonstra as potências no trecho 24 – 27 da rede nas condições iniciais e a Figura 14b as potências quando o PI é 2,8. Ocorre inversão do fluxo de potência que é maior que a carga máxima naquele ponto da rede. Na Figura 14c tem-se as tensões no mesmo trecho da rede em condições iniciais e na Figura 14d para PI igual a 2,8. As linhas contínuas são os limites inferior e superior para níveis de tensão adequados conforme a ANEEL.

Apesar de não ocorrerem restrições de tensão de fase e de linha para PI menor que 2,8, este não seria o PI da rede, já que para o parâmetro de  $f_p$  o PI seria limitado a um valor menor que 2,8.

Destaca-se que o principal parâmetro apontado como limitador para o potencial de inserção ou capacidade de hospedagem da rede encontrado na bibliografia, conforme revisão realizada, é o nível de tensão. Os resultados encontrados neste trabalho diferem-se porque considerou-se injeção de potência através de geradores distribuídos em toda extensão da rede, junto a cada consumidor, e não em pontos fixos com maior potência, como normalmente é considerado na bibliografia. Na Figura 15 fez-se uma análise das tensões ao longo da rede, inclusive no transformador (TR), conforme o incremento do PI. Apesar do desequilíbrio entre as fases, observa-se um aumento gradativo ao longo da rede conforme o PI é incrementado.

Figura 15 – Tensões ao longo da rede conforme aumento do PI – cenário II.



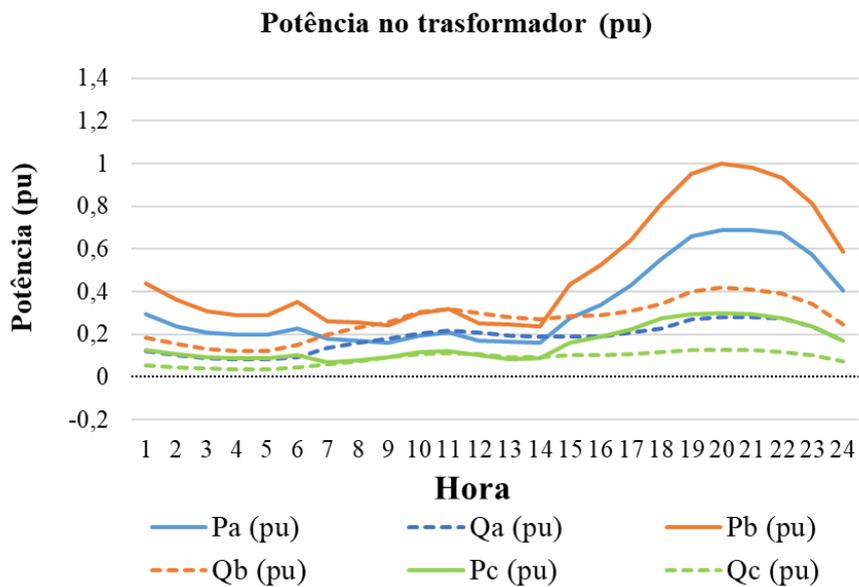
Fonte: Autor.

### 5.1.2 Determinação do PI conforme o $f_p$

Apesar de a energia reativa não ser medida para consumidores de BT o  $f_p$  demonstrou comportamento determinante para a definição do PI da rede. Conforme descrito anteriormente,

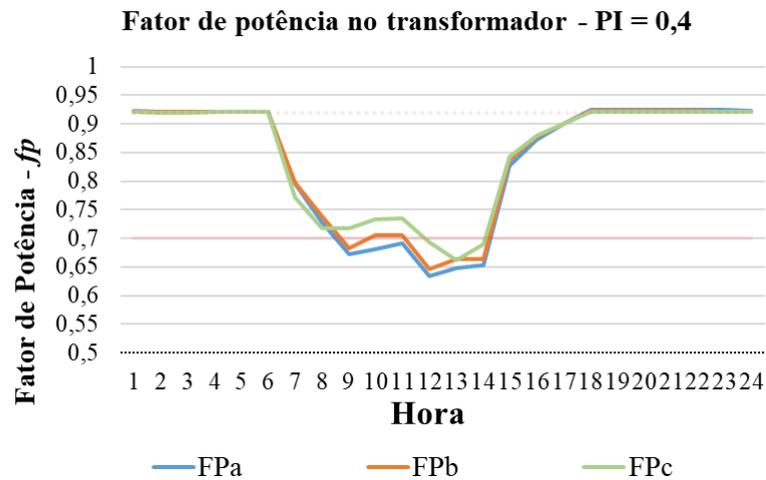
devido a falta dos dados de energia reativa consumida pelos consumidores da rede, a curva de carga de reativos foi determinada a partir da curva de carga de potência ativa, com valor fixo de 0,92, adequando segundo a ANEEL. Desta forma foi estabelecido para as restrições que o limite mínimo aceitável seria 0,70. O que acontece nas simulações é que a restrição para o  $f_p$  ocorre logo com PI 0,4. Na Figura 16 pode-se observar o comportamento da curva de carga do cenário I para PI igual a 0,4. Tem-se que os geradores fotovoltaicos produzem apenas energia ativa, assim a potência reativa continua sendo consumida da fonte convencional. À medida que a energia ativa vai sendo suprida pelo PV, o saldo de potência ativa no transformador vai sendo reduzido, enquanto a potência reativa se mantém. Calculando o  $f_p$  pela Equação (1), com valores muito próximos de potência ativa e reativa no transformador, o resultado é de  $f_p$  muito baixo, como pode ser observado na Figura 17.

Figura 16 – Potência no transformador do cenário I – PI = 0,4.



Fonte: Autor.

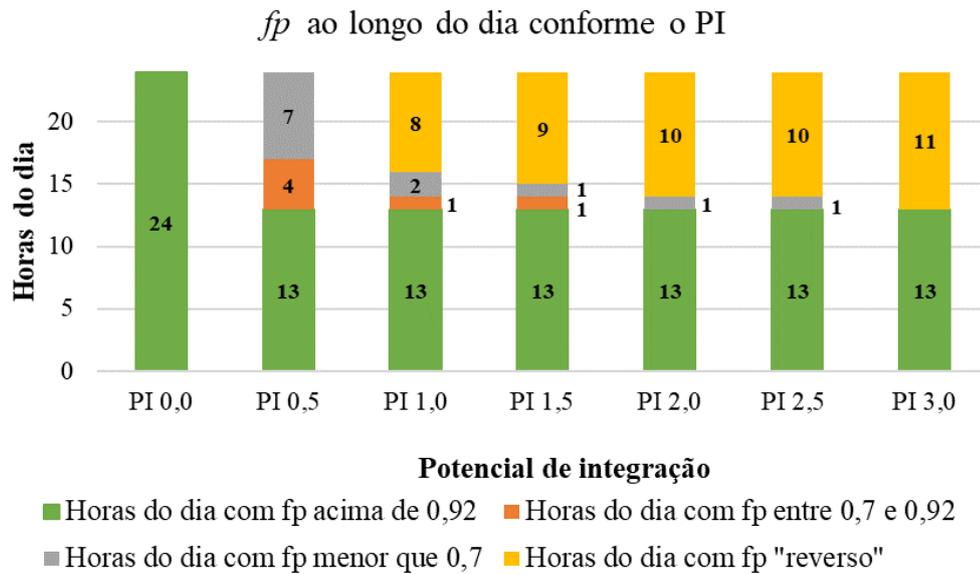
Figura 17 – Fator de Potência no transformador do cenário I – PI = 0,4.



Fonte: Autor.

Outra análise interessante é que para maiores potências de geração fotovoltaica quando há reversão do fluxo de potência a fonte convencional fornece apenas reativos para a rede de BT. Isso ocorre em determinados horários do dia, conforme a capacidade de geração. Estes dados podem ser observados na Figura 18, quanto maior o PI maior é a quantidade de horas do dia que o  $fp$  é “reverso”, ou seja, a fonte convencional fornece apenas reativos para rede, enquanto a potência ativa excedente é injetada na rede de média tensão. Nas simulações realizadas, 13 é o número de horas do dia em que não há geração fotovoltaica.

Figura 18 – Fator de Potência no transformador ao longo do dia conforme o PI.



Fonte: Autor.

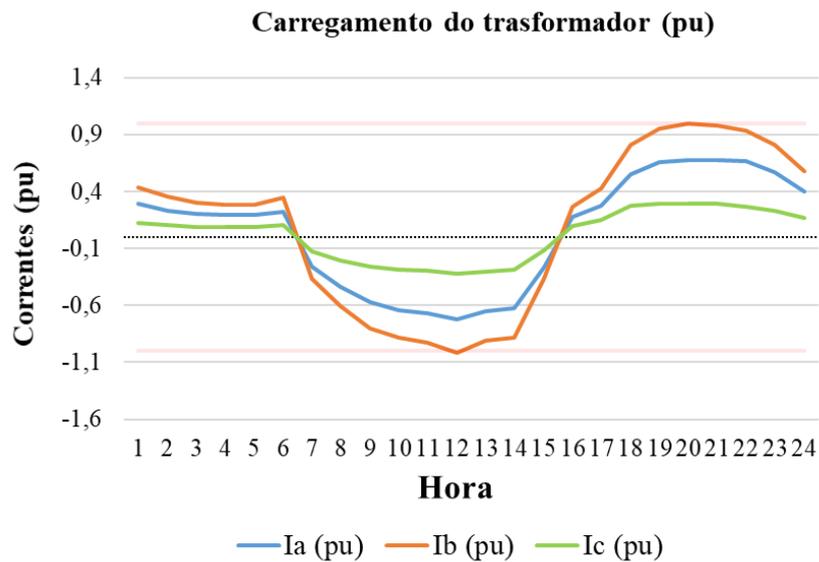
Considerando estes resultados para o *fp* da rede, este é um parâmetro muito importante a ser considerado para as estimativas de potencial de inserção de geração distribuída fotovoltaica em redes de BT. Muitas vezes este não é considerado porque não há cobrança de excedentes reativos para estes consumidores. Entretanto, deve-se observar a sua condição na presença de PV.

### 5.1.3 Determinação do PI de acordo com o carregamento das linhas e do transformador

Apesar de não se tratar de parâmetros avaliados em QEE (ou no PRODIST) o carregamento das linhas e do transformador são fatores técnicos muito importantes e que podem definir o limite do PI da rede. Os resultados das simulações realizadas para o cenário I demonstraram que o carregamento do transformador limita o PI da rede em 1,5. Neste caso, devido ao desequilíbrio das cargas nas fases, somente uma fase apresentou sobrecarga, conforme pode ser observado no gráfico da Figura 19. Foi estabelecido como limite máximo para carregamento do transformador o carregamento máximo na condição inicial, 120,08 Amperes. Assim como a fase “b” é a mais carregada porque possui mais consumidores conectados, é a que possui maior potência de geração instalada (já que todos consumidores da rede possuem PV). No período de pico de geração a potência em sentido reverso na rede

sobrecarrega o transformador para o PI igual a 1,6. Os limites estão destacados no gráfico da Figura 19 pelas linhas vermelhas constantes.

Figura 19 – Carregamento do transformador – PI = 1,6.



Fonte: Autor.

O limite de carregamento das linhas não foi excedido até o PI de 3,0.

#### 5.1.4 Análise final do cenário I

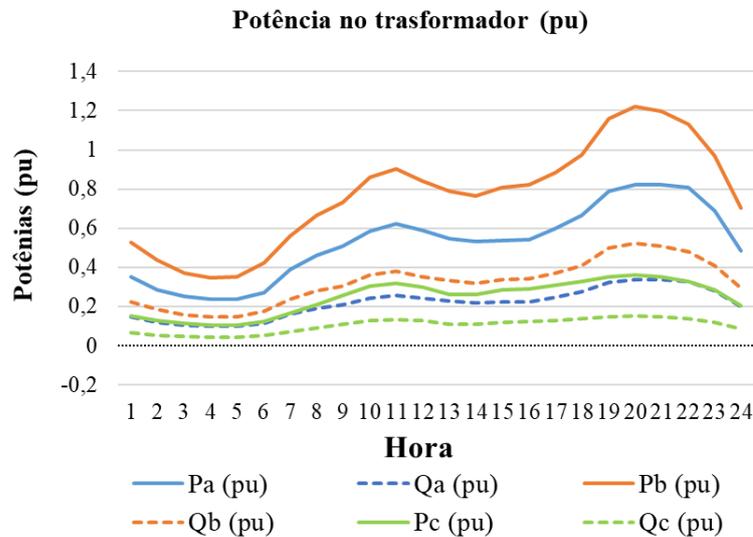
No cenário I o  $f_p$  definiu o PI da rede em 0,3. Os demais fatores foram influenciados pelo desequilíbrio das cargas entre as fases e pela característica intermitente da fonte, os limites são excedidos nos horários de maior geração, que coincidem com horários de baixo consumo de energia. Os resultados também se devem a condição inicial que se encontra a rede, desta forma para tornar a análise mais abrangente, os resultados serão comparados com os outros dois cenários.

## 5.2 CENÁRIO II

O segundo cenário de análise se trata da mesma rede do cenário I, porém com carregamento elevado. Utilizou-se um fator de carga de 1,2 pu à demanda máxima de cada consumidor, considerando que os transformadores de distribuição podem operar em até 120 %

de sua capacidade. Apesar de ocorrer, a sobrecarga nos transformadores pode reduzir a vida útil do equipamento, por isso o intuito da análise é verificar como o comportamento da carga influencia no PI da rede nestas condições. Nos gráficos, adotou-se a mesma referência de potência no cenário I (1 pu é igual a 23,7146 kVA) para facilitar as análises. A curva de carga resultante do cenário II está demonstrada na Figura 20.

Figura 20 – Curva de carga característica do cenário II – condição inicial, sem PV.



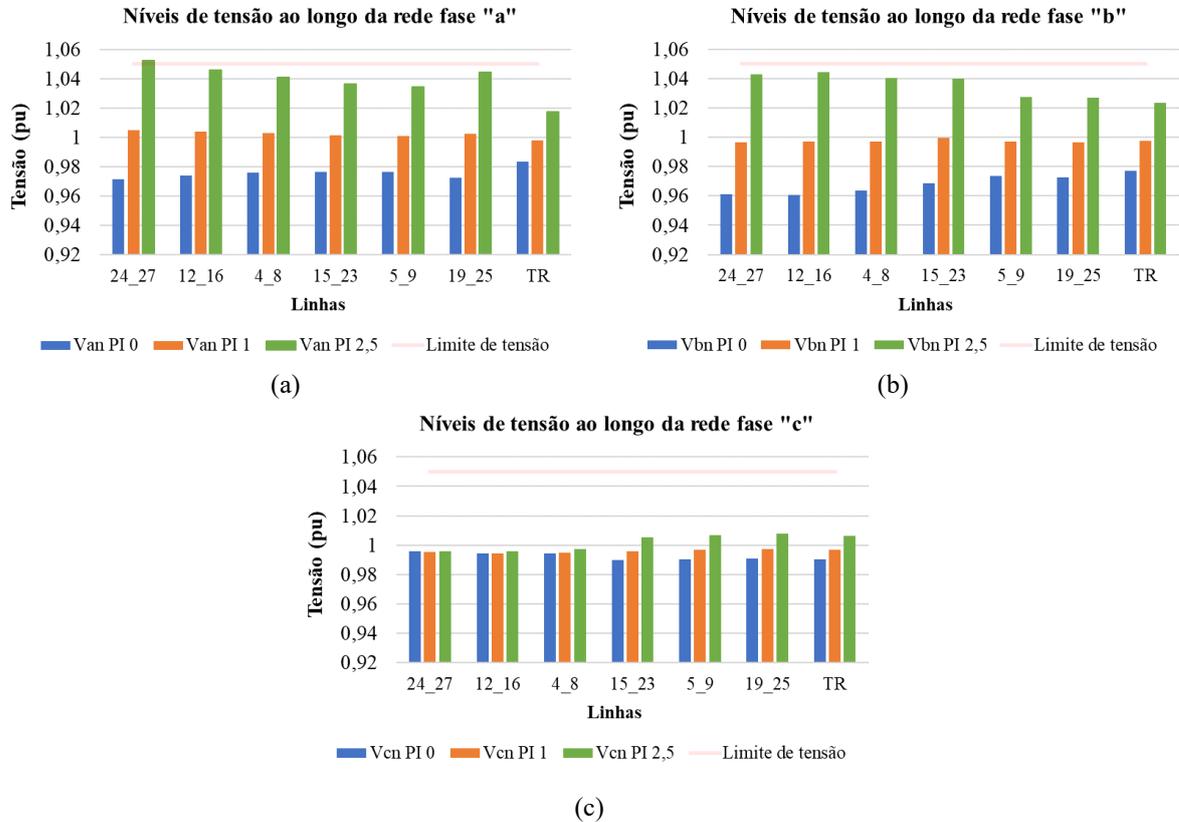
Fonte: Autor.

Os dados de classificação, demanda máxima, tipo de conexão e fases conectadas de cada consumidor do cenário II estão demonstrados no APÊNDICE B.

### 5.2.1 Determinação do PI de acordo com os níveis de tensão

Para o cenário de maior carregamento a restrição de tensão acontece para o PI 2,5 (menor que o cenário I). A restrição ocorre também na hora 12, nas linhas 17 – 24 e 24 – 27. Assim como considerou-se o aumento da demanda, a potência de geração também é maior, já que estão associadas. Para o cenário I enquanto o fator PI 2,7 representa uma potência instalada de 148,64 kWp de geração, o PI 2,4 no cenário II representa 158,55 kWp de geração. Como no cenário I, analisou-se os gráficos para tensões ao longo da rede, as características são muito semelhantes às do cenário I onde as tensões vão se elevando em todos pontos da rede, conforme aumenta a capacidade de geração PV. As tensões ao longo da rede do cenário II estão demonstradas no gráfico da Figura 21.

Figura 21 – Tensões ao longo da rede conforme aumento do PI – cenário II.

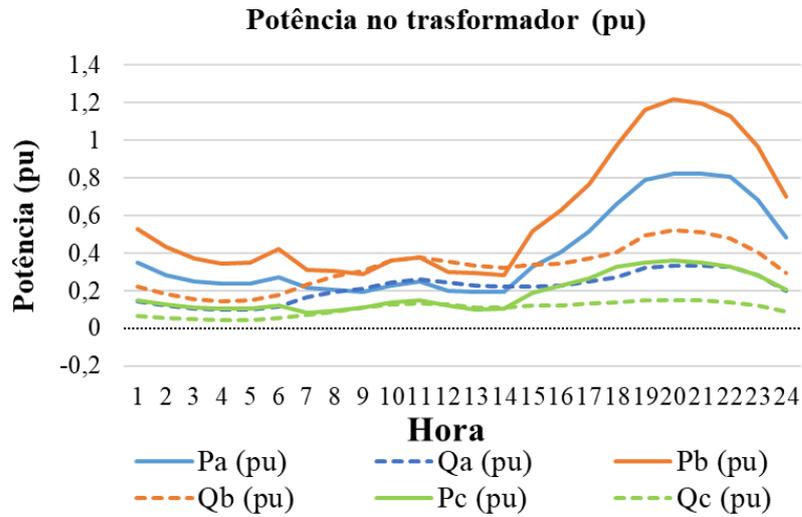


Fonte: Autor.

### 5.2.2 Determinação do PI conforme $fp$

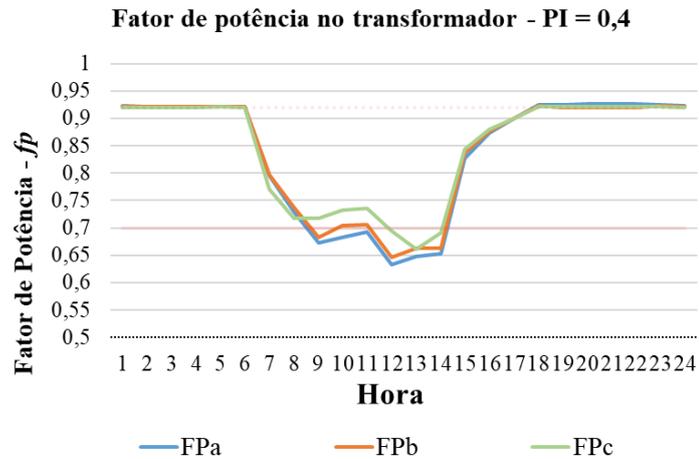
O mesmo comportamento observado no cenário I é visto no cenário II. Logo para o PI 0,4, mesmo com uma restrição baixa para o  $fp$ , o limite é excedido. O comportamento da carga que resulta em um baixo  $fp$  pode ser observado na Figura 22. O comportamento do  $fp$  nestas condições pode ser observado na Figura 23.

Figura 22 – Potência no transformador do cenário II – PI = 0,4.



Fonte: Autor.

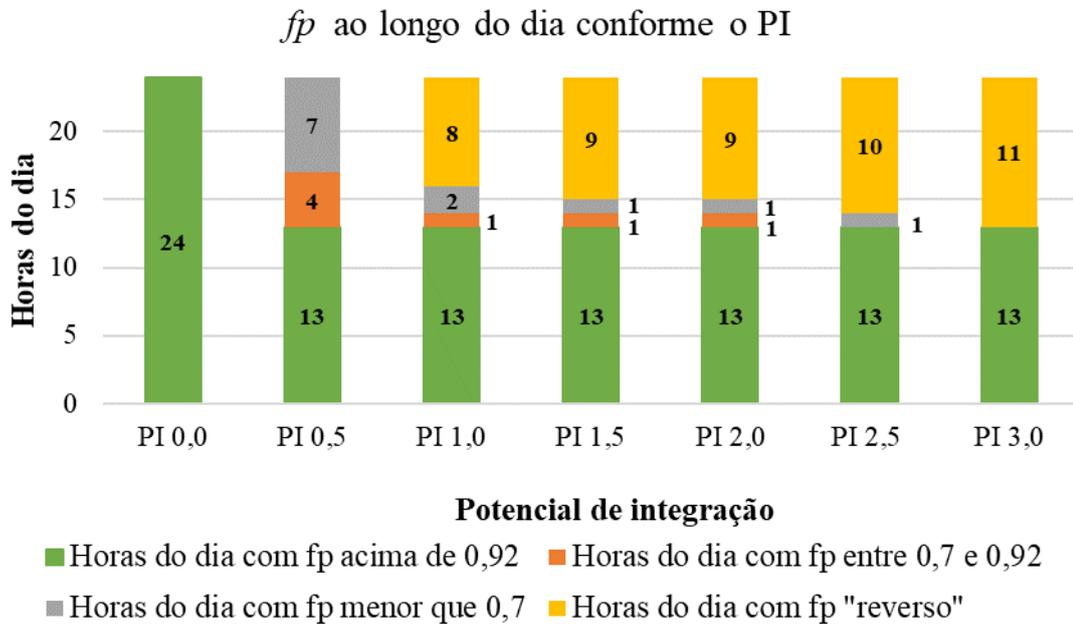
Figura 23 – Fator de Potência no transformador do cenário II – PI = 0,4.



Fonte: Autor.

Os resultados para os cenários I e II são muito semelhantes. Assim como no cenário I, no cenário mais carregado conforme aumenta a quantidade de geração fotovoltaica na rede, maior é a quantidade de horas do dia que o  $fp$  fica abaixo do adequado ou a rede de BT consome apenas reativos da fonte convencional.

Figura 24 – Fator de Potência no transformador ao longo do dia conforme o PI – cenário II



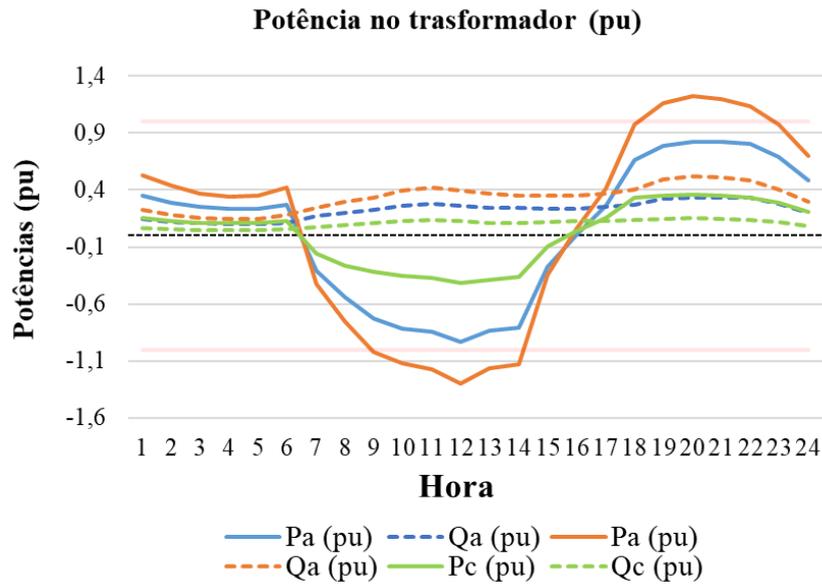
Fonte: Autor.

### 5.2.3 Determinação do PI de acordo com o carregamento das linhas e do transformador

De acordo com o carregamento do transformador, o PI para o cenário II seria 1,4 considerando o mesmo limite estabelecido no cenário I, apesar de o pico de demanda que ocorre a noite ser maior neste cenário de maior demanda. A potência instalada de geração para PI 1,4 é de 92,48 kWp, maior que no cenário I para PI 1,5, entretanto a condição não oferece vantagem devido ao pico de consumo da rede não coincidir com o período de geração fotovoltaica, ou seja, a sobrecarga não seria aliviada com a inserção do PV.

Para este cenário de maior carregamento, com PI igual a 2,8 a capacidade de condução de corrente do condutor da linha 1 – 2 seria excedida, condição que não ocorre no *range* de simulações executadas no cenário I.

Figura 25 – Carregamento do transformador – PI = 1,6.



Fonte: Autor.

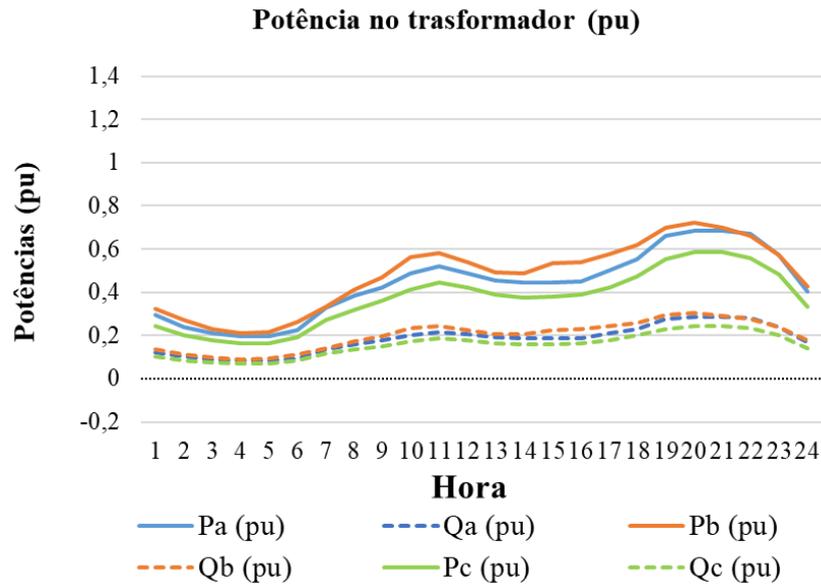
#### 5.2.4 Análise final do cenário II

Como no cenário I, o parâmetro  $f_p$  definiu o PI em 0,3. O desequilíbrio entre as cargas também reduziu o PI considerando os parâmetros de tensão e carregamento do transformador. A presença de PV na rede não se demonstrou vantajosa no quesito aliviar a sobrecarga do transformador devido a não coincidência entre os períodos de geração e picos de demanda.

### 5.3 CENÁRIO III

O cenário III foi criado a partir do cenário I considerando a redistribuição de alguns consumidores monofásico nas fases, já que, como visto nos cenários anteriores, a condição de desequilíbrio das cargas entre as fases na condição inicial influenciou nos resultados encontrados. A curva de carga característica do cenário III pode ser observada na Figura 26. Assim como nos outros cenários a potência de referência igual a 1 pu é 23,7146 kVA. Comparando com a curva de carga características do cenário I (Figura 13), que se considerou a migração de alguns consumidores da fase “b” para a fase “c” para distribuir melhor a carga.

Figura 26 – Curva de carga característica do cenário III – condição inicial, sem PV.



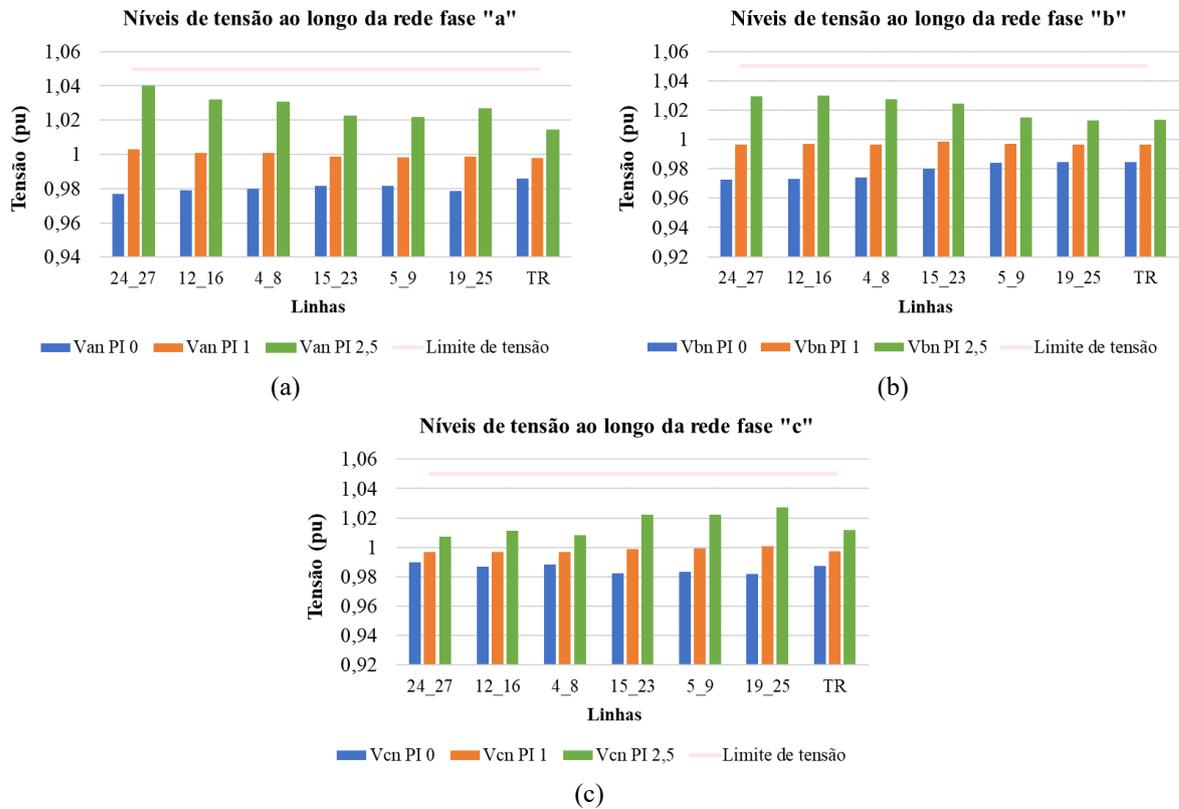
Fonte: Autor.

Os dados de classificação, demanda máxima, tipo de conexão e fases conectadas de cada consumidor do cenário III estão demonstrados no APÊNDICE B.

### 5.3.1 Determinação do PI de acordo com os níveis de tensão

Nesta condição de distribuição das cargas mais equilibrada a restrição dos níveis de tensão ocorre em um PI de 3,0. Se o PI fosse definido pelos níveis de tensão somente a potência instalada de geração para o PI 2,9 (em que ainda não há violação) seria de 159,65 kWp. A elevação de tensão acima do limite considerado adequado ocorre na linha 24-27. Assim como nos demais cenários foi analisada a elevação de tensão ao longo da rede. Na Figura 27a estão as tensões na fase “a”, na Figura 27b estão as tensões na fase “b” e na Figura 27c estão as tensões na fase “c”. Comparado aos demais cenários a elevação de tensão vai ocorrendo ao longo da rede, porém mais equilibrada entre as fases. Diferentemente do que se vê na Figura 15 e na Figura 21 em que a tensão no PI 2,5 já estão mais próximos do limite de tensão nas fases “a” e “b”. Apesar de um comportamento mais positivo para o parâmetro de tensão no cenário III, assim como nos demais este não é o parâmetro determinante para a definição do PI da rede.

Figura 27 – Tensões ao longo da rede conforme aumento do PI – cenário III.

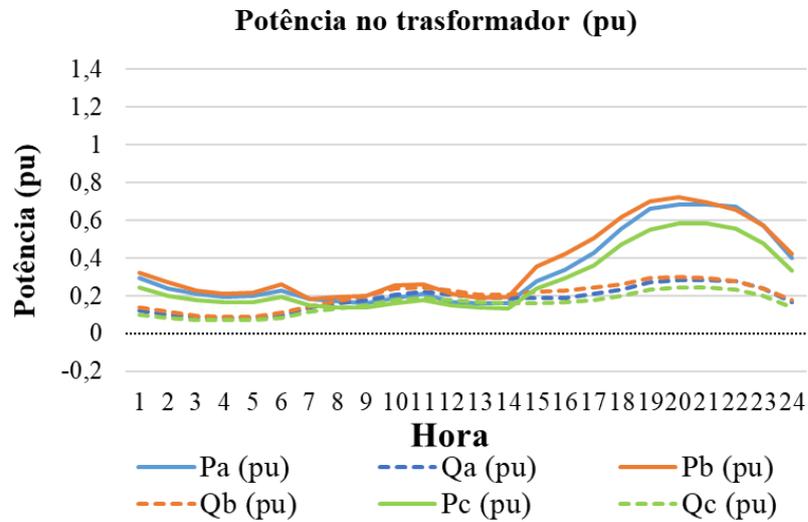


Fonte: Autor.

### 5.3.2 Determinação do PI conforme $fp$

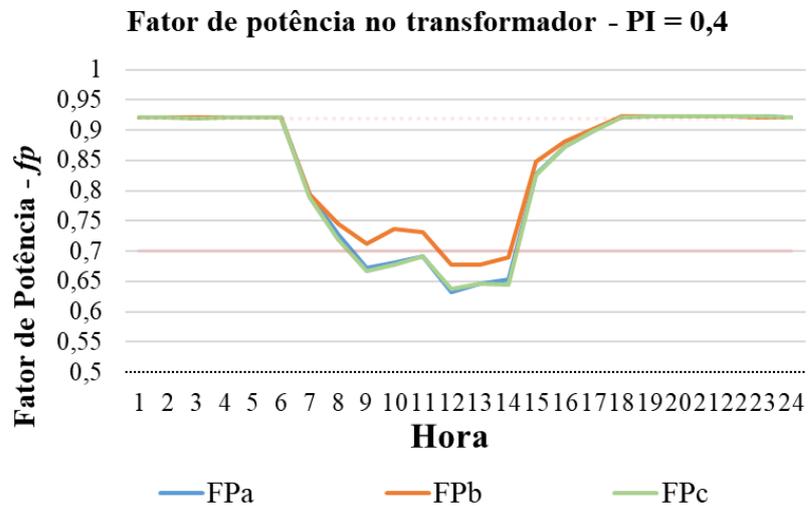
Assim como nos outros dois cenários o  $fp$  foi o determinante para a definição do PI logo nas primeiras iterações da busca exaustiva. Para o cenário III o PI seria definido em 0,3 de acordo com o  $fp$ . Na Figura 28, observa-se que nas três fases para o PI 0,4 as potências ativa e reativas no transformador se tornam muito próximas, e em consequência disso, como pode ser visto na Figura 29, o  $fp$  no transformador fica muito baixo nos períodos em que há geração fotovoltaica.

Figura 28 – Potência no transformador do cenário III – PI = 0,4.



Fonte: Autor.

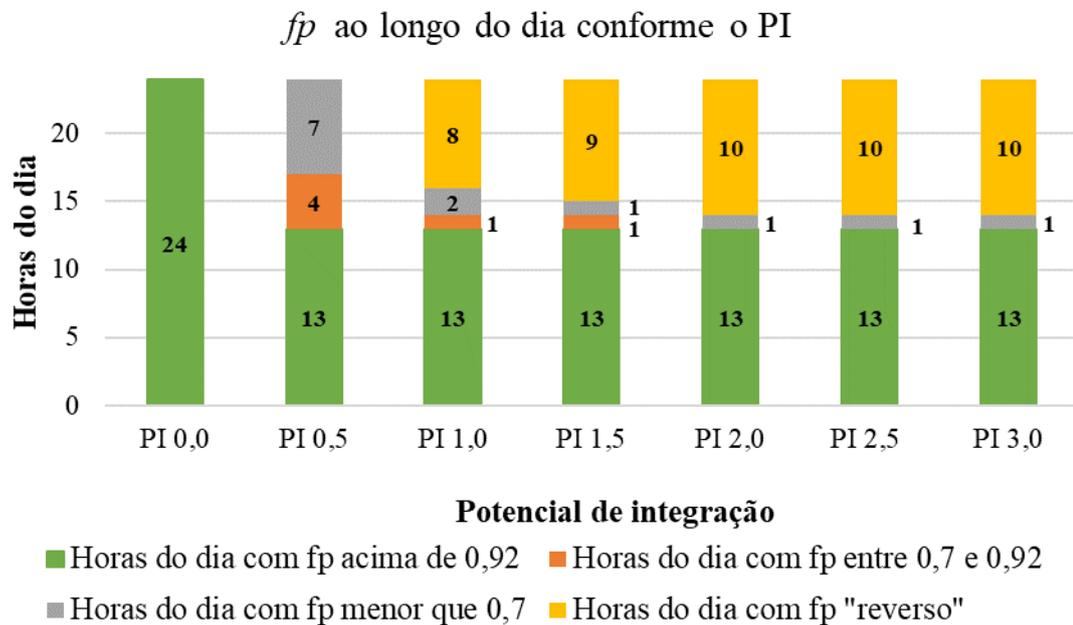
Figura 29 – Fator de Potência no transformador do cenário III – PI = 0,4.



Fonte: Autor.

Assim como nos demais cenários, o  $fp$  é reduzido em quase todo o período de geração fotovoltaica havendo condições em que a fonte convencional fornece apenas reativos para a rede de BT. O gráfico da Figura 30 mostra a quantidade de horas do dia em que o  $fp$  permanece ideal ou não conforme a quantidade de integração de PV.

Figura 30 – Fator de Potência no transformador ao longo do dia conforme o PI – cenário III



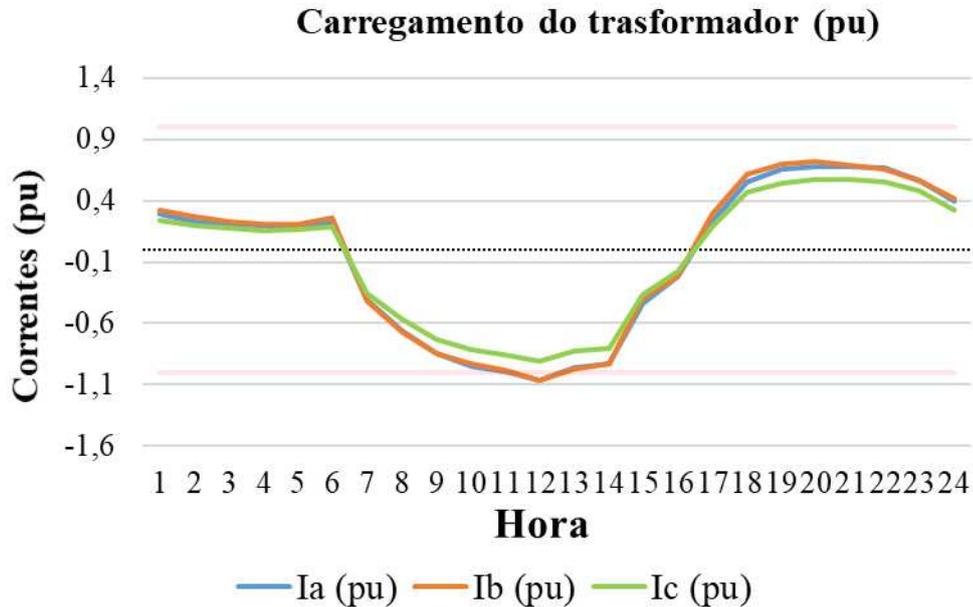
Fonte: Autor.

### 5.3.3 Determinação do PI de acordo com o carregamento das linhas e do transformador

O cenário de cargas mais equilibradas também apresentou vantagem no carregamento do transformador. Como a potência de geração também fica mais bem distribuída ao longo da rede o transformador não será sobrecarregado até o PI 2,0. No gráfico da Figura 31 pode ser observado o comportamento da carga no transformador para o PI 2,1, quando ocorre a restrição do carregamento na hora de maior geração fotovoltaica. Diferentemente do cenário I, a restrição ocorre para duas fases, “a” e “b”.

Assim como no cenário I, o limite de carregamento das linhas não foi excedido até o PI de 3,0.

Figura 31 – Carregamento do transformador – PI = 2,1 – cenário III.



Fonte: Autor.

### 5.3.4 Análise final do cenário III

Para o cenário III, observou-se que a melhor distribuição das cargas nas fases possibilitou um PI maior para os parâmetros de tensão e carregamento, entretanto o  $fp$  continuou sendo o limitante do PI em 0,3 como nos demais cenários.

## 5.4 ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE OS CENÁRIOS SIMULADOS

Observou-se através dos resultados das simulações que o comportamento da carga na condição inicial da rede pode influenciar na determinação do PI, assim como alguns parâmetros analisados restringem mais a quantidade de geração a ser inserida sem que haja alguma modificação, reforço ou compensação. Como forma de análise comparativa, tem-se no Quadro 1 uma síntese dos resultados encontrados. Foi associada a potência instalada de geração ( $P_{inst}$ ) equivalente a cada PI. Pode-se verificar no Quadro 1 que para a metodologia utilizada o  $fp$  determinou o PI da rede nos três cenários e que depois dele foi excedida primeiro a restrição de carregamento do transformador, e então a restrição do nível de tensão. O cenário III, que possui a distribuição das cargas mais equilibradas entre as fases, apresentou PI maior para carregamento do transformador e níveis de tensão.

Quadro 1 – Comparação entre os resultados obtidos.

Restrição / Cenário	Cenário I	Cenário II	Cenário III
Determinação do PI de acordo com os níveis de tensão	PI = 2,7 P <sub>inst</sub> = 148,64 kWp	PI = 2,4 P <sub>inst</sub> = 158,55 kWp	PI = 2,9 P <sub>inst</sub> = 159,65 kWp
Determinação do PI conforme o $f_p$	PI = 0,3 P <sub>inst</sub> = 16,52 kWp	PI = 0,3 P <sub>inst</sub> = 19,82 kWp	PI = 0,3 P <sub>inst</sub> = 16,52 kWp
Determinação do PI de acordo com o carregamento do transformador	PI = 1,5 P <sub>inst</sub> = 82,58 kWp	PI = 1,5 P <sub>inst</sub> = 99,09 kWp	PI = 2,0 P <sub>inst</sub> = 110,10 kWp
Determinação do PI de acordo com o carregamento das linhas	não excede até PI = 3,0 P <sub>inst</sub> = 165,15 kWp	PI = 2,7 P <sub>inst</sub> = 178,36 kWp	não excede até PI = 3,0 P <sub>inst</sub> = 165,15 kWp

Fonte: Autor.

Exceto para o parâmetro de  $f_p$ , que normalmente não é considerado para determinação da quantidade de geração distribuída que pode ser inserida em redes de distribuição de BT sem necessidade de reforços ou reformas, para os demais parâmetros técnicos estudados obteve-se uma resposta mais positiva em relação a outras metodologias utilizadas. Associa-se este resultado a distribuição proporcional dos sistemas de geração ao longo da rede.

Ainda, complementando as informações do Quadro 1, observou-se que:

- nos cenários mais desequilibrados o fluxo de potência reverso não ocorre em todas as fases simultaneamente, assim como os limites excedidos das restrições de carregamento e tensão ocorrem precocemente em uma fase em relação as demais;
- As condições de fornecimento apenas de reativos para a rede BT a partir da fonte convencional acontece, em todos os cenários, a partir do PI 1,0 pelo menos oito horas por dia.
- O  $f_p$  necessitaria de correção no período diurno em dias ensolarados.

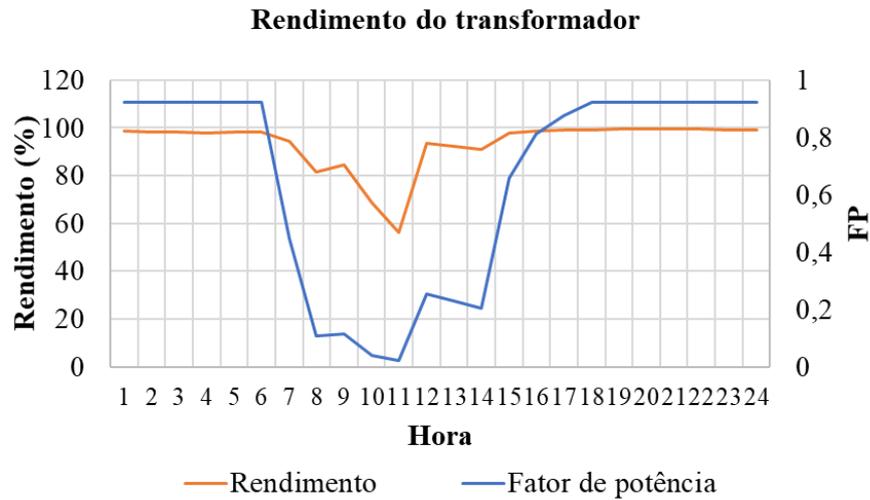
Estando atrelada a determinação do PI principalmente ao  $fp$ , de acordo com os resultados encontrados, fez-se uma análise das implicações da redução do  $fp$  em transformadores, justificando a importância de considerá-lo para este tipo de análise.

## 5.5 IMPLICAÇÕES DO BAIXO $fp$ EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO

O transformador é um dos principais equipamentos da rede de distribuição, afinal ele é o responsável em entregar energia elétrica em uma tensão que seja possível de ser utilizada pelo consumidor final. Assim sendo, o seu rendimento se trata de um fator muito importante para evitar perdas e desperdício de energia elétrica. Essa deve ser uma preocupação especialmente das concessionárias, as quais vendem energia elétrica, visto que toda energia que for perdida não gerará lucro, mas também se trata de uma questão de consciência ambiental aproveitar toda energia gerada, principalmente se houver participação de fontes não renováveis na matriz energética.

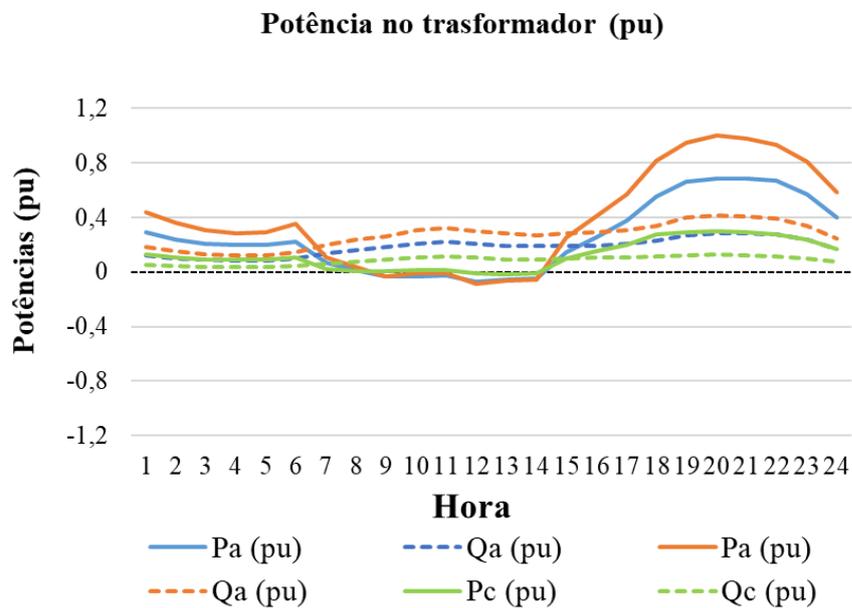
Um dos elementos associados ao rendimento dos transformadores é o  $fp$ . Segundo Kosow (1985), submeter um transformador a níveis muito baixos de  $fp$  significa reduzir o seu rendimento (KOSOW, 1985). Como foi observado nos resultados das simulações, o  $fp$  foi o principal responsável pela determinação do PI, na Figura 32 pode ser observado o comportamento do rendimento do transformador associado ao  $fp$ . Para exemplificar, o gráfico foi dado para o cenário I com PI 0,7, nesse caso o saldo de potência ativa no transformador é muito baixo, enquanto a potência reativa se mantém, como pode ser observado na Figura 33, isto provoca este  $fp$  tão baixo.

Figura 32 – Relação entre  $fp$  e o rendimento de um transformador.



Fonte: Autor.

Figura 33 – Potência no transformador do cenário I com PI 0,7.



Fonte: Autor.

Cabe observar também que mesmo que os consumidores de BT fossem taxados por baixo  $fp$ , o cálculo realizado conforme legislação atual não geraria a penalidade necessária, já que o valor cobrado está associado ao valor de potência ativa consumida naquele momento.

Como já observado na Figura 33, o valor saldo de potência ativa nestes momentos de baixo *fp* é também muito pequeno.

Ainda, destaca-se que esta condição do *fp* necessitaria de investimentos para a correção, entretanto, observa-se também que a concessionária deve permanecer fornecendo energia reativa, que não sofre faturamento, enquanto o consumo de energia ativa é intensamente reduzido. Ou seja, a concessionária deixa de vender potência ativa, e ainda deve investir nas correções necessárias para receber toda a energia excedente gerada pelos prossumidores.

## 5.6 COMPARAÇÃO DO MODELO COM PRÁTICAS DE INSERÇÃO ALEATÓRIAS

Como visto nos resultados das simulações, confirmou-se que a inserção de PV em redes de distribuição de BT pode causar impactos na QEE da rede, assim como já havia sido abordado na revisão bibliográfica. Observou-se condições de baixo *fp*, sobretensão, sobrecarga do transformador e das linhas, o fenômeno na curva de pato e a inversão de fluxo de potência. Entretanto, em modelos aleatórios em que não há controle da potência instalada por consumidor, esses fenômenos podem ocorrer precocemente, já que a potência instalada de geração pode ser concentrada em determinado ponto da rede.

Inicialmente se tinha a referência de que o limite para penetração de PV nas redes da BT seria uma potência instalada de 15% da capacidade do transformador (CODDINGTON et al., 2012). Outros trabalhos foram realizados atualizando esta regra, indicando que a capacidade de hospedagem da rede não poderia estar atrelada somente à potência do transformador (EPRI, 2015). Outro trabalho envolvendo uma série de cenários de simulação demonstrou que a capacidade de hospedagem dos sistemas PV em redes de BT é variável de uma rede para outra, porque está diretamente associado à condição inicial da rede, ou seja, o nível de QEE da rede no cenário base (sem a inserção de PV) (COHEN; CALLAWAY, 2016).

Assim sendo, para comparar a metodologia utilizada neste trabalho para maximização da inserção de PV em redes BT com métodos de inserção aleatórios – atualmente aplicados no Brasil – utilizou-se a rede do cenário I para simular a inserção de sistemas PV aleatoriamente entre os consumidores e verificar a diferença entre os resultados.

Considerou-se a inserção de sistemas PV com potência instalada de 3pu da demanda máxima do consumidor, distribuídos aleatoriamente junto aos consumidores da rede, até que fossem excedidas as mesmas restrições especificadas no item 3.2.3, utilizadas para o modelo apresentado neste trabalho. Os resultados estão apresentados resumidamente no Quadro 2.

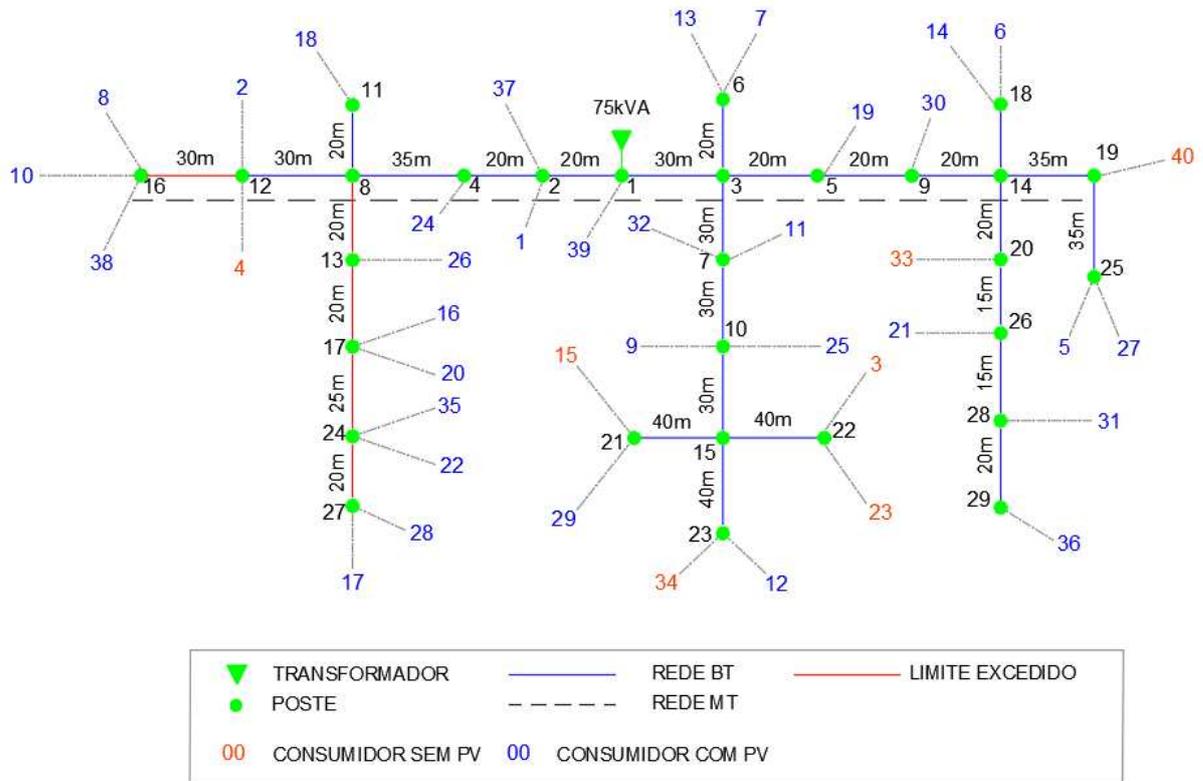
Quadro 2 – Comparação dos resultados para o cenário I com prática de inserção aleatória.

Restrição / Cenário	Cenário I	Canário I com inserção aleatória de PV
Níveis de tensão	PI = 2,7 Pinst = 148,64 kWp	82,5% dos consumidores Pinst = 137,9 kWp
Fator de Potência	PI = 0,3 Pinst = 16,52 kWp	10% dos consumidores Pinst = 13,79 kWp
Carregamento do transformador	PI = 1,5 Pinst = 82,58 kWp	55% dos consumidores Pinst = 84,18 kWp
Carregamento das linhas	não excede até PI = 3,0 Pinst = 165,15 kWp	100% dos consumidores Pinst = 165,15 kWp

Fonte: Autor

Com inserção aleatória de PV na rede na rede do Cenário I, os consumidores sorteados receberiam um sistema PV de potência instalada de 3pu da sua demanda máxima. Nesse caso os limites de tensão seriam excedidos quando 82,5% dos consumidores estivessem gerando a sua própria energia. A potência total instalada ao longo da rede nessa condição seria 137,9 kWp. Na Figura 34, tem-se o resultado do sorteio aleatório dos consumidores com PV. Os números em azul representam os consumidores PV. Os números em laranja, os consumidores sem PV. As linhas em vermelho representam os trechos da rede em que o limite do nível de tensão considerado adequado pela ANEEL foi excedido. Observa-se que esse resultado se dá devido a concentração dos sistemas PV no trecho. O limite excedido é o limite superior de tensão entre fases e ocorre sempre no horário de maior geração e menor consumo.

Figura 34 - Resultado do Cenário I com inserção aleatória de PV.



Fonte: Autor.

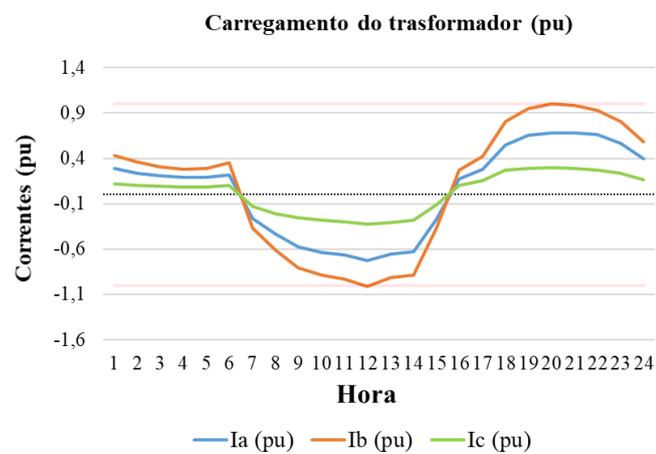
Como observado no item 5.1.1, inserindo os sistemas PV junto ao ponto de conexão de todos os consumidores da rede, os níveis de tensão não seriam excedidos até que os sistemas tivessem capacidade instalada de geração de 2.7 vezes a sua demanda máxima. Assim, ao longo da rede seriam instalados 148,64 kWp e todos os consumidores teriam o direito de gerar a sua própria energia, sem que os limites de tensão fossem prejudicados, maximizando a capacidade instalada de geração fotovoltaica em relação aos modelos aleatórios.

Já em relação ao *fp* da rede, o limite seria excedido logo com a inserção dos 4 primeiros sistemas PV na rede, o que proporciona resultado semelhante ao método proposto neste trabalho, em que mesmo com baixa potência instalada de geração o *fp* da rede seria prejudicado, devido a relação entre o saldo de potência ativa e a potência reativa no transformador.

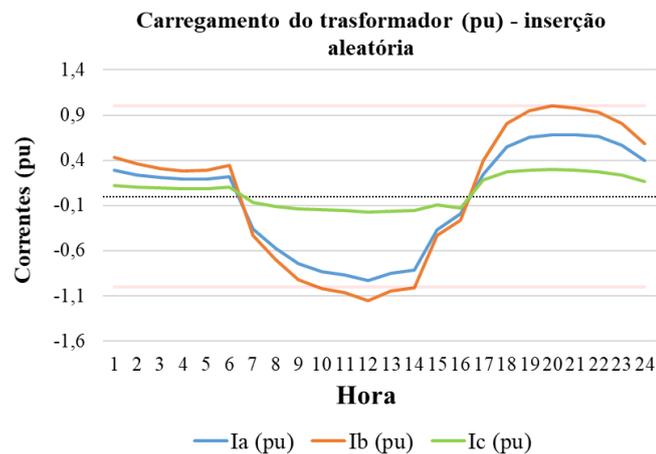
Para o carregamento do transformador, os resultados são semelhantes para ambas as metodologias, já que este fator está associado ao total de potência de geração instalada na rede e não sofre influência da distribuição proporcional entre os consumidores. Entretanto, o método de inserção aleatório não garante o direito de todos os consumidores de gerar sua própria

energia, como é feito na metodologia proposta neste trabalho. Na simulação realizada com o método de inserção aleatória apenas 22 dos consumidores da rede poderiam gerar sua própria energia para não exceder o limite de carregamento do transformador. Para este parâmetro em ambas metodologias foi possível observar a influência da distribuição das cargas – e consequentemente da geração – nas fases no resultado (limite) encontrado. Nos gráficos da Figura 35 pode ser observada esta influência.

Figura 35 - Influência da distribuição entre as fases.



(a)



(b)

Fonte: Autor

Na Figura 35a está demonstrado o resultado já apresentado na Figura 19, com método controlado de inserção de PV. Na Figura 35b, o resultado para o método de inserção aleatória.

Do sorteio aleatório obteve-se primeiro maior inserção de PV na fase B, na qual o limite de carregamento foi excedido, enquanto a fase C ainda estava com folga.

No cenário I, conforme visto no item 5.1.3, até 3pu da demanda máxima o carregamento das linhas não seria excedido mesmo com todos consumidores gerando a sua própria energia, apesar do desequilíbrio entre as fases.

Considerando os resultados da comparação, observou-se que o modelo proposto garante o direito de todos os consumidores de gerar energia elétrica e pode maximizar a potência instalada de geração, respeitando os limites de operação, principalmente no que se refere aos níveis de tensão. Ainda, para ampliar a capacidade do PI das redes e aproveitar o potencial de geração fotovoltaica do país, seria necessário avaliar as possibilidades de trabalhar com compensação de reativos pelos inversores fotovoltaicos pois, como visto, o *fp* foi o principal limitador da capacidade de hospedagem da rede em ambos os métodos de inserção de PV.

A metodologia proposta neste trabalho deve auxiliar as concessionárias no planejamento da rede, controlando a quantidade de potência instalada de geração por consumidor de forma que seja aproveitado ao máximo do potencial de geração fotovoltaica, sem que sejam causados impactos técnicos negativos nas redes, como vêm ocorrendo com métodos de inserção aleatórios. O primeiro passo para adesão do modelo proposto seria monitorar o consumo de energia elétrica de todos os consumidores da rede para então definir o PI da mesma e incluí-lo como quesito para aprovação do projeto de adesão ao sistema PV de cada consumidor, garantindo assim a qualidade da energia fornecida em todos os pontos da rede.

## 6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo tem a finalidade de apresentar as conclusões obtidas do estudo realizado, bem como apresentar as sugestões de trabalhos futuros e os trabalhos publicados durante o período da pesquisa realizada.

### 6.1 CONCLUSÕES

Este trabalho apresentou uma metodologia para determinação do potencial de inserção de geração distribuída fotovoltaica (PI) em redes de distribuição de baixa tensão, através da maximização da potência instalada de geração por consumidor, sem a violação de limites de parâmetros técnicos como níveis de tensão,  $fp$ , carregamento das linhas e do transformador. Através de um modelo previsível seria possível evitar impactos técnicos negativos, limitando a potência instalada de geração por consumidor para que pudesse ser absorvida pela rede sem a necessidade de reformas que exigem altos investimentos.

A metodologia proposta pode ser aplicada a diferentes estudos de caso e demonstrou que é possível encontrar o PI das redes conhecendo a demanda máxima de cada consumidor, já que neste modelo a potência instalada de geração é proporcional à demanda de cada consumidor, sendo distribuída ao longo de rede de forma justa. As simulações não exigiram grande esforço computacional e o tempo de convergência é baixo, em torno de 8 segundos para uma rede com 40 consumidores. Nesse caso, a técnica de busca exaustiva se tornou atraente porque testa todas as possíveis soluções sem incluir complexidade ao modelo.

O principal limitador para o PI das redes foi o  $fp$ , que indicou que potências instaladas de geração a partir de 22% a 25% da carga do transformador podem implicar na redução do  $fp$ , considerando o limite inferior de 0,7. Para evitar que isso ocorra, seria necessário estudar a possibilidade de utilização de compensação de reativos pelos inversores fotovoltaicos. Assim, poderia ser ampliado o PI das redes sem necessidades de correções (e investimentos) por parte da concessionária.

Em relação aos parâmetros de tensão, o modelo proposto se demonstrou mais otimista na capacidade da rede em hospedar os sistemas PV, já que os demais modelos consideram modelos de inserção aleatórios.

Considerar o fluxo de potência desequilibrado e a variação ao longo do tempo das cargas e da geração foi essencial para a obtenção dos resultados.

Considerando as expectativas de crescimento da adesão de sistemas PV às redes de distribuição, é importante considerar técnicas como as do modelo proposto para adequar o planejamento energético possibilitando o aproveitamento máximo do potencial de geração fotovoltaica do país, beneficiando todos os agentes da rede de distribuição.

## 6.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

O desenvolvimento e os resultados encontrados no trabalho demonstraram a necessidade de dar seguimento a pesquisa, ampliando a área de simulação para verificar como se comportam os mesmos parâmetros técnicos analisados abrangendo outros transformadores simultaneamente, assim a análise seria na rede de média tensão. O objeto de estudo seria um alimentador primário e para este seriam calculados os mesmos parâmetros de tensão, corrente e potência em toda a rede. Considerando o cenário base, seriam inseridos os sistemas PV junto aos consumidores finais de cada transformador, sendo a potência instalada de geração proporcional a demanda máxima de cada consumidor, conforme o PI. Assim como para o lado de BT, seriam analisadas as correntes, tensões e potências na rede de distribuição primária, também seria observado o comportamento da carga no alimentador primário. Os resultados para PI poderiam ser comparados com os encontrados neste trabalho.

Ainda, é relevante que o estudo seja expandido verificando as condições de compensação de reativos pelos inversores fotovoltaicos, já que o  $fp$  se demonstrou o principal limitador da potência instalada de PV na rede de distribuição de BT.

Outra linha promissora para este estudo é incluir à metodologia proposta neste trabalho, técnicas que identifiquem quais e quantos consumidores da rede desejariam aderir aos sistemas PV.

## 6.3 TRABALHOS PUBLICADOS

Os assuntos abordados e as simulações parcialmente realizadas neste trabalho possibilitaram a elaboração de dois artigos científicos apresentados em congresso internacional, conforme segue:

- ISGT LA 2019 - IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America

Título do trabalho: “Voltage Levels and Reactive Power in Distribution Networks with High Integration of Distributed Photovoltaic Generation”.

Data/Local: 15 – 18 de setembro de 2019. Gramado – RS, Brasil.

- ISGT LA 2019 - IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America

Título do trabalho: “Impacts of Distributed Generation Integration and Electric Vehicles in Distribution Networks”.

Data/Local: 15 – 18 de setembro de 2019. Gramado – RS, Brasil.

## REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Geração Distribuída**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>>. Acesso em: 30 out. 2018a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota técnica 0083/2012**, 2012a. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/065/documento/nota\\_tecnica\\_0083\\_daniel\\_dir.pdf](http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2012/065/documento/nota_tecnica_0083_daniel_dir.pdf)>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 0056/2017**. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica\\_0056\\_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/)>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição**. Brasília, 2014. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo2\\_Revis%C3%A3o7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/M%C3%B3dulo2_Revis%C3%A3o7.pdf/c1cf5bd8-b2bc-4d57-9b42-285a7fd8c2a5)>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST Módulo 3 – Acesso ao sistema de distribuição**. Brasília, 2016. Disponível em: <[https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3\\_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99](https://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-M%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99)>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST - Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica**. Brasília, 2018b. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8\\_Revisao\\_7.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Modulo8_Revisao_7.pdf)>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 414/2010 - Condições Gerais de Fornecimento**. Brasília, 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414comp.pdf>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 482/2012 - Condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. Brasília, 2012b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução normativa nº 687/2015 - Alteração da Resolução Normativa nº 482/2012**. Brasília, 2015. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 16149: Sistemas Fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. Brasília, 2013.

BAYER, B. et al. The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids. **Renewable Energy**, v. 119, p. 129–141, 2018.

BERNARDON, D. P. et al. **Sistemas de Distribuição no Contexto das Redes Elétricas Inteligentes**. Santa Maria: Editora Pallotti, 2016.

CASTANEDA, M. et al. Myths and facts of the utility death spiral. **Energy Policy**, v. 110, n. 65, p. 105–116, 2017.

CASTRO, N. J. DE; DANTAS, G. **Experiências Internacional em Geração Distribuída: Motivações, Impactos e Ajustes**. Rio de Janeiro: Publit, 2018.

CODDINGTON, M. et al. Updating Interconnection Screens for PV System Integration. **National Renewable Energy Laboratory**, 2012.

COHEN, M. A.; CALLAWAY, D. S. Effects of distributed PV generation on California's distribution system, part 1: Engineering simulations. **Solar Energy**, v. 128, p. 126–138, 2016.

COMITÊ DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CODI). **Manual de Orientação aos Consumidores - Energia Reativa Excedente**, 2004. Disponível em: <[http://www.edp.com.br/distribuicao/edp-bandeirante/informacoes/grandes-clientes/normas-e-manuais/Documents/Manual de Orientação - Energia Reativa Excedente.pdf](http://www.edp.com.br/distribuicao/edp-bandeirante/informacoes/grandes-clientes/normas-e-manuais/Documents/Manual%20de%20Orientação%20-%20Energia%20Reativa%20Excedente.pdf)>

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ - CPFL. **Norma Técnica - Projeto de Rede de Distribuição Condições Gerais**, 2018. Disponível em: <<http://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-3650.pdf>>

DARUI, C. B. F. et al. **Análise de Impactos da Instalação de Sistema Fotovoltaico sob a Ótica da Qualidade de Energia**. Congresso Brasileiro de Qualidade de Energia Elétrica – CBQEE, 2017.

DARUI, C. B. F. et al. **Voltage Levels and Reactive Power in Distribution Networks with High Integration of Distributed Photovoltaic Generation**. ISGT LA, 2019.

DUGAN, R. C. et al. **Electrical Power Systems Quality**. 2. Ed, 2004.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). **Alternatives to the 15% Rule: Modified Screens and Validation**. Palo Alto, CA: 2015.

ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE (EPRI). **OpenDSS PVSystem Element Model. Version 1**, 2011.

FAN, S. et al. Method to determine the maximum generation capacity of distribution generation in low-voltage distribution feeders. **The Journal of Engineering**, v. 2017, n. 13, p. 944–948, 2017.

FELDER, F. A.; ATHAWALE, R. The life and death of the utility death spiral. **Electricity Journal**, v. 27, n. 6, p. 9–16, 2014.

GANDOMAN, F. H. et al. Review of FACTS technologies and applications for power quality in smart grids with renewable energy systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 82, n. September 2017, p. 502–514, 2018.

HAQUE, M. M.; WOLFS, P. A review of high PV penetrations in LV distribution networks: Present status, impacts and mitigation measures. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 62, p. 1195–1208, 2016.

HENNEAUX, P. Probability of failure of overloaded lines in cascading failures. **INTERNATIONAL JOURNAL OF ELECTRICAL POWER AND ENERGY SYSTEMS**, v. 73, p. 141–148, 2015.

IANNARELLI, G.; BOCCALETTI, C. Economic impact of investments in weather forecasts for distribution system operators : the Italian case. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, p. 4551-4556, 2018.

IIOKA, D. et al. Electrical Power and Energy Systems Voltage reduction due to reverse power flow in distribution feeder with photovoltaic system. **Electrical Power and Energy Systems**, v. 113, n. April, p. 411–418, 2019.

INPE, I. N. D. P. E. **SONDA - Sistema de Organização Nacional de Dados Ambientais**. Disponível em: <<http://sonda.ccst.inpe.br/basedados/saomartinho.html>>.

ISMAEL, S. M. et al. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. **Renewable Energy**, v. 130, p. 1002–1020, 2019.

KAGAN, N. et al. **Redes Elétricas Inteligentes no Brasil - Análise de Custos e Benefícios de um Plano Nacional de Implantação**. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

KARIMI, M. et al. Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 53, p. 594–605, 2016.

KNACK NETO, N. **Metodologias para modelagem de cargas de baixa tensão considerando a integração de resposta à demanda, Geração Distribuída e Veículos Elétricos**. UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA, 2017.

KOMIYAMA, R.; FUJII, Y. Optimal integration assessment of solar PV in Japan's electric power grid. **Renewable Energy**, v. 139, p. 1012–1028, 2019.

KOSOW, I. L. **Máquinas Elétricas e Transformadores**. 5. ed. Porto Alegre: Globo, 1985.

LAWS, N. D. et al. On the utility death spiral and the impact of utility rate structures on the adoption of residential solar photovoltaics and energy storage. **Applied Energy**, v. 185, p. 627–641, 2017.

LIMA, D. R. M. DE. **Desenvolvimento de Modelos de Redes de Baixa Tensão para Estudos de Fluxo de Potência**. [s.l.] Universidade de São Paulo - USP, 2015.

LUO, L. et al. Optimal siting and sizing of distributed generation in distribution systems with

PV solar farm utilized as STATCOM (PV-STATCOM). **Applied Energy**, v. 210, n. August, p. 1092–1100, 2018.

MARTINHO, E. **Distúrbios da energia elétrica**. 3. ed. São Paulo: Érica, 2013.

MARTINS, E. B. P. F. R. et al. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais – INPE, , 2017. Disponível em:

<[http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas\\_solar.html](http://sonda.ccst.inpe.br/publicacoes/atlas_solar.html)>

MELLO, A. P. C. DE. **Estratégia de controle Volt/VAR coordenado para sistemas de distribuição inteligentes**. [s.l.] Universidade Federal de Santa Maria, 2018.

MULENGA, E.; BOLLEN, M. H. J.; ETHERDEN, N. A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 115, n. July 2019, p. 105445, 2020.

RICCIARDI, T. R. et al. Measurement Based Power Quality Analysis of Real Distribution Networks with High PV Penetration. **18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)**, p. 1–6, 2018.

SANTOS, S. F. et al. New Multi-Stage and Stochastic Mathematical Model for Maximizing RES Hosting Capacity - Part I: Problem Formulation. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 1, p. 304–319, 2017a.

SANTOS, S. F. et al. New Multi-Stage and Stochastic Mathematical Model for Maximizing RES Hosting Capacity - Part II: Numerical Results. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 8, n. 1, p. 320–330, 2017b.

SADEGHIAN, H.; WANG, Z. A novel impact-assessment framework for distributed PV installations in low-voltage secondary networks. **Renewable Energy**, v. 147, p. 2179–2194, 2020

YAN, L. I. et al. **Study on the Key Factors of Regional Power Grid Renewable Energy Accommodating Capability**. IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Conference, p. 790–794, 2016.

ZILLES, R.; MANITO, A. R. A. Evaluation of utility transformers' lifespan with different levels of grid-connected photovoltaic systems penetration. **Renewable Energy**, v. 96, p. 700–714, 2016.

## APÊNDICE A

Este apêndice apresenta o detalhamento das informações de condutores de cada linha da rede típica utilizada.

<b>Detalhamento das características das linhas da rede típica</b>				
<b>Linha</b>	<b>Condutor</b>		<b>Capacidade de condução de corrente (A)</b>	<b>Comprimento (m)</b>
	<b>Material</b>	<b>Seção</b>		
<b>1_2</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>1_3</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>2_4</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>4_8</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	35
<b>8_11</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>8_12</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	30
<b>12_16</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	30
<b>8_13</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>13_17</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>17_24</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	25
<b>24_27</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>3_6</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>3_7</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	30
<b>7_10</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	30
<b>10_15</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	40
<b>15_21</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	40
<b>15_22</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	40
<b>15_23</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	40
<b>3_5</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>5_9</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>9_14</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>14_18</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>14_20</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>20_26</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	15
<b>26_28</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	15
<b>28_29</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	20
<b>14_19</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	35
<b>19_25</b>	Alumínio multiplexado	3x1x70+70	156	35