

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM SISTEMAS DE ENERGIA

FILLIPE ALEXANDRE MORAES

**AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA, CONSIDERANDO A
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA,
RESPEITANDO OS LIMITES DE INSERÇÃO DE
POTÊNCIA APRESENTADAS PELA RESOLUÇÃO 482 DE
2012 E SUAS ATUALIZAÇÕES**

DISSERTAÇÃO

CURITIBA

2020

FILLIPE ALEXANDRE MORAES

**AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA REDE DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA, CONSIDERANDO A
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA,
RESPEITANDO OS LIMITES DE INSERÇÃO DE
POTÊNCIA APRESENTADAS PELA RESOLUÇÃO 482 DE
2012 E SUAS ATUALIZAÇÕES**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia da Universidade Tecnológica Federal do Paraná como requisito parcial para obtenção do título de “Mestre em Engenharia Elétrica” – Área de Concentração: Automação e Sistemas de Energia.

Orientador: Prof^o Dr. Paulo Cicero Fritzen

CURITIBA

2020

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação

Moraes, Fillipe Alexandre

Avaliação do comportamento da rede de distribuição de energia, considerando a geração fotovoltaica distribuída, respeitando os limites de inserção de potência apresentadas pela resolução 482 de 2012 e suas atualizações [recurso eletrônico] / Fillipe Alexandre Moraes. -- 2020.

1 arquivo eletrônico (98 f.): PDF; 4,45 MB.

Modo de acesso: World Wide Web.

Texto em português com resumo em inglês.

Dissertação (Mestrado) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia. Linha de Pesquisa: Processamento e Análise de Energia, Curitiba, 2020.

Bibliografia: f. 94-98.

1. Sistemas de energia elétrica - Dissertações. 2. Geração de energia fotovoltaica. 3. Geração distribuída de energia elétrica. 4. Fator de potência. 5. Inversores elétricos. 6. Sistemas de energia elétrica - Estabilidade. 7. Sistemas de energia elétrica - Proteção. 8. Energia elétrica - Distribuição - Multifase. 9. Energia elétrica - Distribuição - Normas. 10. Modelos matemáticos. 11. Simulação (Computadores). I. Fritzen, Paulo Cícero, orient. II. Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia. III. Título.

CDD: Ed. 23 -- 621.31

Biblioteca Central do Câmpus Curitiba - UTFPR
Bibliotecária: Luiza Aquemi Matsumoto CRB-9/794



TERMO DE APROVAÇÃO DE DISSERTAÇÃO Nº 06

A Dissertação de Mestrado intitulada **Avaliação do Comportamento da Rede de Distribuição de Energia, Considerando a Geração Fotovoltaica Distribuída, Respeitando os Limites de Inserção de Potência Apresentadas pela Resolução 482 de 2012 e suas Atualizações**, defendida em sessão pública pelo(a) candidato(a) **Fillipe Alexandre Moraes**, no dia 15 de julho de 2020, foi julgada para a obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica, área de concentração Sistemas de Energia, linha de pesquisa Processamento e Análise de Energia, e aprovada em sua forma final, pelo Programa de Pós-Graduação em Sistemas de Energia.

BANCA EXAMINADORA:

Prof. Dr. Paulo Cícero Fritzen – Presidente - UTFPR

Prof. Dr. Ulisses Chemin Netto - UTFPR

Prof. Dr. Eduardo Machado dos Santos - UNIPAMPA

Este Termo de Aprovação encontra-se na pasta do aluno na Secretaria do Programa, contendo a assinatura da Coordenação realizada após a entrega da versão final, incluindo correções necessárias, permitindo o encaminhamento para análise e publicação no Repositório Institucional.

Assinado eletronicamente por Prof. Dr. Ohara Kerusauskas Rayel

Coordenador do Programa



Documento assinado eletronicamente por **OHARA KERUSAUSKAS RAYEL, COORDENADOR(A) DE CURSO/PROGRAMA**, em 07/09/2020, às 13:13, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 6º, § 1º, do [Decreto nº 8.539, de 8 de outubro de 2015](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.utfpr.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **1609700** e o código CRC **39F5CD39**.

RESUMO

MORAES, Fillipe. AVALIAÇÃO DO COMPORTAMENTO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA, CONSIDERANDO A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA, RESPEITANDO OS LIMITES DE INSERÇÃO DE POTÊNCIA APRESENTADAS PELA RESOLUÇÃO 482 DE 2012 E SUAS ATUALIZAÇÕES. 98 f. Dissertação – Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2020.

Esta pesquisa traz uma análise sobre o comportamento da rede de distribuição de energia elétrica na presença da geração solar fotovoltaica, sob a luz da resolução normativa nº 482 do ano de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica. Primeiramente, foi efetuado um estudo bibliográfico acerca da inserção da geração fotovoltaica distribuída dentro do cenário técnico e administrativo do Brasil. Em seguida, foi desenvolvido um estudo de fluxo de potência, considerando uma rede de distribuição de energia fictícia, onde foi aplicada geração fotovoltaica nas barras do sistema até se atingir o limite de potência permitido pela legislação vigente. Através dessa simulação, verificou-se o comportamento de grandezas elétricas da rede, como tensão, corrente, fluxo de potência reverso e fator de potência em vários pontos do sistema. Em uma segunda etapa, foi feito um levantamento bibliográfico para encontrar uma metodologia de cálculo que determinasse a contribuição para o curto-circuito por parte de inversores de potência utilizados para conexão da geração fotovoltaica na rede elétrica. Assim feito, também com uma rede de distribuição fictícia, foram calculados os níveis de curto-circuito em um ponto do sistema aleatoriamente determinado. Esse cálculo foi realizado mais de uma vez, pois foi considerado aumento gradual no número e na potência da geração fotovoltaica distribuída, até o limite permitido pela resolução normativa. Dessa maneira, a presente pesquisa possibilita, em um horizonte de médio e longo prazo, prever o comportamento da rede de distribuição com a gradual inserção da geração fotovoltaica distribuída.

Palavras-chave: Geração Fotovoltaica Distribuída. Fluxo de Potência Reverso com Geração Solar Distribuída. Contribuição no Nível de Curto Circuito com Geração Solar Distribuída. Fator de Potência com Geração Solar Distribuída

ABSTRACT

MORAES, Fillipe. Evaluation of the Behavior of the Energy Distribution Network, considering the Distributed Photovoltaic Generation, Respecting the limits of power insertion presented by resolution 482 of 2012 and its updates. 98 f. Dissertação – Programa de Pós-graduação em Sistemas de Energia, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2020.

This research provides an analysis of the behavior of the electricity distribution network in the presence of solar photovoltaic generation, in the light of normative resolution No. 482 of 2012 from the National Electric Energy Agency. First, a bibliographic study was carried out on the insertion of the distributed photovoltaic generation within the technical and administrative scenario of Brazil. Then, a power flow study was developed, considering a fictitious energy distribution network, where photovoltaic generation was applied to the system bars until reaching the power limit allowed by current legislation. Through this simulation, the behavior of electrical network quantities, such as voltage, current, reverse power flow and power factor at various points in the system, was verified. In a second step, a bibliographic survey was carried out to find a calculation methodology that would determine the contribution to the short circuit by the power inverters used to connect the photovoltaic generation to the power grid. In this way, also with a fictitious distribution network, the short-circuit levels were calculated at a randomly determined point in the system. This calculation was performed more than once, as it was considered a gradual increase in the number and power of distributed photovoltaic generation, up to the limit allowed by the normative resolution. Thus, this research makes it possible, in a medium and long term horizon, to predict the behavior of the distribution network with the gradual insertion of distributed photovoltaic generation.

Keywords: Distributed Photovoltaic Generation. Reverse Power Flow with Distributed Solar Generation. Contribution to the Short Circuit Level with Distributed Solar Generation. Power Factor with Distributed Solar Generation

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1	–	Conexão de geradores distribuídos até 2020	12
FIGURA 2	–	Sistemas Fotovoltaicos - Tipos e Aplicações	17
FIGURA 3	–	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	17
FIGURA 4	–	Célula fotovoltaica	18
FIGURA 5	–	Estrutura atômica do silício	18
FIGURA 6	–	Níveis de energia	19
FIGURA 7	–	Banda de Valência e Banda de Condução	20
FIGURA 8	–	Efeito Fotovoltaico	21
FIGURA 9	–	Módulo e Célula fotovoltaica	22
FIGURA 10	–	Diodo de bypass	23
FIGURA 11	–	Diodo de bloqueio	23
FIGURA 12	–	Comportamento tensão (V) x corrente (A) - Módulo fotovoltaico	24
FIGURA 13	–	Curva de potência - Módulo fotovoltaico	25
FIGURA 14	–	Irradiância solar	25
FIGURA 15	–	Efeito da variação da irradiância sobre um Módulo fotovoltaico	26
FIGURA 16	–	Comportamento da tensão e corrente influenciadas pela temperatura	27
FIGURA 17	–	Painel fotovoltaico	28
FIGURA 18	–	a) Inversor de meia ponte b) Inversor de ponte completa	28
FIGURA 19	–	Comando das chaves S1, S2, S3 e S4	29
FIGURA 20	–	Inversão da tensão e corrente	30
FIGURA 21	–	Localização da rede de distribuição no SEP	32
FIGURA 22	–	Esquema elétrico da rede rural	33
FIGURA 23	–	Esquema elétrico da rede urbana	33
FIGURA 24	–	Esquema radial simples	34
FIGURA 25	–	Esquema radial com recurso	35
FIGURA 26	–	Chave fusível	35
FIGURA 27	–	Gases deionizantes no cartucho porta fusível	36
FIGURA 28	–	Operação do religador	37
FIGURA 29	–	Religador de distribuição	38
FIGURA 30	–	Esquema elétrico regulador elevador de tensão	38
FIGURA 31	–	Esquema elétrico regulador redutor de tensão	39
FIGURA 32	–	Regulador de tensão	39
FIGURA 33	–	Transformador com núcleo de ferro	40
FIGURA 34	–	Transformador monofásico rural de distribuição	41
FIGURA 35	–	Transformador trifásico urbano de distribuição	41
FIGURA 36	–	Rede primária convencional	42
FIGURA 37	–	Rede primária compacta	43
FIGURA 38	–	Rede secundária convencional	44
FIGURA 39	–	Rede secundária isolada	45
FIGURA 40	–	Entrada de energia pela rede primária	46
FIGURA 41	–	Subestação de consumidor	46
FIGURA 42	–	Subestação até 300 kVA	47

FIGURA 43 – Subestação acima de 300 kVA	47
FIGURA 44 – Atendimento pela rede secundária	48
FIGURA 45 – Esquema de conexão da geração distribuída em baixa tensão	50
FIGURA 46 – Esquema de conexão da geração distribuída em média tensão	51
FIGURA 47 – Típica curva de consumo residencial	52
FIGURA 48 – Típica curva de consumo comercial e industrial	52
FIGURA 49 – Rede de 13 barras da IEEE	56
FIGURA 50 – Perfil das curvas de demandas - referência tabela 5 e 6	59
FIGURA 51 – Demanda nas barras	59
FIGURA 52 – Locais de monitoramento da rede	61
FIGURA 53 – Guia de modelagem de sistema fotovoltaico via software OpenDSS ..	62
FIGURA 54 – Irradiância em Curitiba - PR 01/12/2017	63
FIGURA 55 – Temperatura em Curitiba - PR 01/12/2017	63
FIGURA 56 – Eficiência de conversão do inversor	64
FIGURA 57 – Entrega de potência em função da temperatura no painel	64
FIGURA 58 – Monitor B: ramal sem GD Fotovoltaica	65
FIGURA 59 – Monitor B: ramal com GD Fotovoltaica	66
FIGURA 60 – Monitor C: ramal sem GD Fotovoltaica	66
FIGURA 61 – Monitor C: ramal com GD Fotovoltaica	67
FIGURA 62 – Monitor D: ramal sem GD Fotovoltaica	67
FIGURA 63 – Monitor D: ramal com GD Fotovoltaica	68
FIGURA 64 – Monitor E: ramal sem GD Fotovoltaica	68
FIGURA 65 – Monitor E: ramal com GD Fotovoltaica	69
FIGURA 66 – Monitor A: ramal sem GD Fotovoltaica	69
FIGURA 67 – Monitor A: ramal com GD Fotovoltaica	70
FIGURA 68 – Demanda ativa e reativa na barra 675	73
FIGURA 69 – Fator de potência na barra 675	74
FIGURA 70 – Demanda reativa no alimentador com gerador fotovoltaico com fator de potência 0,9i	75
FIGURA 71 – Fator de potência no alimentador com gerador fotovoltaico com fator de potência 0,9i	75
FIGURA 72 – Tensão no ponto comum de conexão	77
FIGURA 73 – Diagrama resumido de absorção e injeção de potência ativa e reativa	79
FIGURA 74 – Diagrama de fornecimento de potência ativa	80
FIGURA 75 – Diagrama de fornecimento de potência ativa	80
FIGURA 76 – Tensão nos ramos do sistema	81
FIGURA 77 – Tensão na barra 675 com GD-FP=0,9c	82
FIGURA 78 – Inversor não comercial 1kW em operação normal	83
FIGURA 79 – Inversor não comercial 1kW em curto circuito	84
FIGURA 80 – Rede de distribuição para teste de curto circuito	86
FIGURA 81 – Rede de distribuição para teste de curto circuito com GD	88
FIGURA 82 – Rede de distribuição teste disposta com impedâncias	89
FIGURA 83 – Rede teste com impedâncias na mesma base	90

LISTA DE SIGLAS

ANEEL	AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA
SEP	SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA
STC	<i>STANDART TEST CONDITIONS</i>
CC	CORRENTE CONTÍNUA
CA	CORRENTE ALTERNADA
PWM	<i>PULSE WIDTH MODULATION</i>
SFCR	SISTEMA FOTOVOLTAICO CONECTADO À REDE
MPPT	MAXIMUM POWER POINT TRACKING
PRODIST	PROCEDIMENTOS DE DISTRIBUIÇÃO
MRT	MONOFILAR COM RETORNO PELA TERRA
AWG	<i>AMERICAN WIRE GAUGE</i>
MCM	CIRCULAR MIL
C.A	CABOS DE ALUMÍNIO
C.A.A	CABOS DE ALUMÍNIO COM ALMA DE AÇO ZINCADO
XLPE	EXTRUDADO DE POLIETILENO TERMOFIXO
DEC	DURAÇÃO EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR UNIDADE CONSUMIDORA
FEC	FREQUÊNCIA EQUIVALENTE DE INTERRUPÇÃO POR UNIDADE CONSUMIDORA
COPEL	COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA ELÉTRICA
IEEE	<i>INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELETRONIC ENGINEERS</i>

LISTA DE SÍMBOLOS

kW	QUILOWATT
MW	MEGAWATT
Si	SILÍCIO
A	AMPERES
V	VOLTS
V _{oc}	TENSÃO DE CIRCUITO ABERTO
I _{sc}	CORRENTE DE CURTO-CIRCUITO
PMP	PONTO DE MÁXIMA POTÊNCIA
VMP	TENSÃO DE MÁXIMA POTÊNCIA
IMP	CORRENTE DE MÁXIMA POTÊNCIA
V _{cc}	TENSÃO CONTÍNUA
kVA	QUILO VOLTAMPERES

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	11
1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA	11
1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS	13
1.3 OBJETIVOS	14
1.3.1 Objetivo Geral	14
1.3.2 Objetivos Específicos	14
1.4 JUSTIFICATIVA	14
1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS	15
1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO	15
2 GERADORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA	16
2.1 GERAÇÃO DE ENERGIA	18
2.1.1 Características Elétricas dos Módulos Fotovoltaicos	23
2.1.2 Pannel Fotovoltaico	27
2.2 INVERSOR	27
2.2.1 Características de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede .	30
2.2.1.1 <i>Maximum Power Point Tracking</i>	30
2.2.1.2 Proteção contra ilhamento	31
2.3 ARMAZENAMENTO	31
2.3.1 Tipos de Rede de Distribuição	31
2.3.2 Configuração da Rede de Distribuição	34
2.3.3 Equipamentos da rede de distribuição	34
2.3.3.1 Chave Fusível	35
2.3.3.2 Religadores de Distribuição	36
2.3.3.3 Reguladores de Tensão	38
2.3.3.4 Transformadores de Distribuição	40
2.3.3.5 Condutores da Rede de Distribuição	42
2.3.4 Atendimento de Unidades Consumidoras para fornecimento de Energia pela rede primária e secundária	45
2.4 ACESSO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA À REDE DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DA UNIDADE CONSUMIDORA	49
2.5 DINÂMICA DO FLUXO DE POTÊNCIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA	49
2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO	51
3 ESTUDO DE CASO	53
3.1 FLUXO DE POTÊNCIA	53
3.1.1 Resultados	65
3.1.1.1 Fluxo de Carga nos Alimentadores	65
3.1.1.2 Comportamento do Fator de Potência	73
3.1.1.3 Comportamento da Tensão	76

3.2 NÍVEL DE CURTO CIRCUITO	83
3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS	91
4 CONCLUSÃO	92
REFERÊNCIAS	94

1 INTRODUÇÃO

De acordo com (FILHO; AZEVEDO, 2013), é direta a relação entre desenvolvimento social e econômico de um país com o custo e a utilização da energia elétrica. Nas últimas décadas, com a preocupação mundial relacionada às mudanças climáticas e o aquecimento global, a geração de energia de forma sustentável, se apresenta como a solução para complementar o sistema de geração tradicional e, dessa forma, conter o crescimento de fontes não renováveis na contribuição da matriz energética do país.

Nesse contexto, a geração fotovoltaica, que consiste na transformação da Luz Solar em energia elétrica, já possui uma grande visibilidade no cenário internacional em países como Alemanha, Japão e Estados Unidos. No Brasil, os sistemas fotovoltaicos ganharam maior visibilidade com a resolução da ANEEL na portaria nº 482, a qual estabelece condições para acesso da Micro Geração e Mini Geração Distribuída e a participação no Sistema de Compensação de Energia (ANEEL, 2012).

De acordo com a resolução de 2012, atualizada pela portaria nº687 de 2015, fica definido como Micro Geração os geradores particulares com potência inferior a 75 kW. Já os geradores que apresentarem potência entre 75 kW e 5 MW, serão enquadrados como Mini Geração.

A resolução também regulamenta, através do Sistema de Compensação de Energia, a possibilidade de as unidades consumidoras com geração particular poderem realizar fluxo de potência reverso nas redes de distribuição do Sistema Elétrico de Potência (SEP). Dessa forma, um Micro ou Mini Gerador, ao se conectar na rede, pode fornecer, por meio de empréstimo, energia ativa para a rede de distribuição da concessionária, e por consequência, essa energia que foi previamente cedida, irá retornar para a unidade consumidora em forma de créditos na fatura de energia elétrica.

1.1 DELIMITAÇÃO DO TEMA

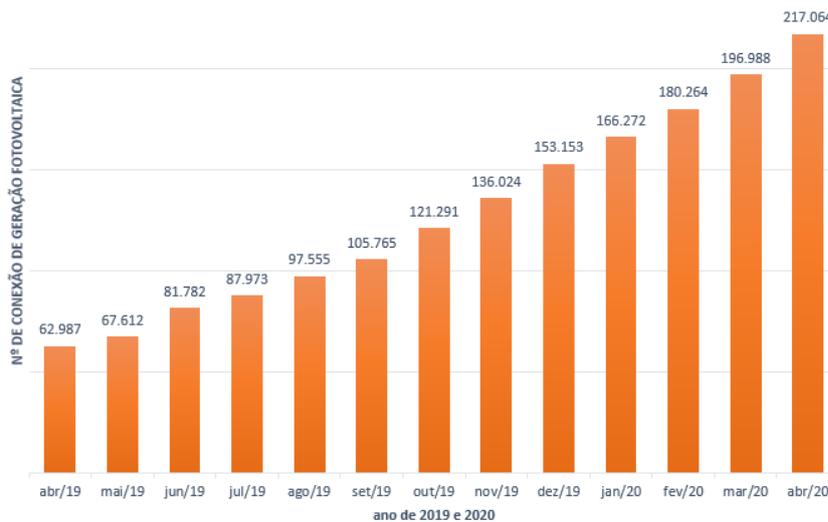
De acordo com (ANEEL, 2017a), a geração distribuída, após as resoluções do setor, passou por um lento processo de popularização. No entanto, ao final do ano de 2016, a geração distribuída Solar Fotovoltaica alcançou o valor de 7.784 conexões na rede elétrica, representando, na época, 99% das conexões de geração distribuída no país.

Desde 2016 até o presente momento, a geração fotovoltaica vem ganhando o

mercado da geração distribuída. O número de conexões, até abril de 2020, atingiu um valor de 217.064, o que representa 94% de todas as conexões distribuídas do Brasil (ABGD,2020).

A figura 1 exibe o crescente aumento de conexões de gerador fotovoltaico distribuído, desde abril de 2019 até abril de 2020.

Figura 1: Conexão de geradores distribuídos fotovoltaicos até 2020



Fonte: adaptado (ABGD,2020)

Dentre o perfil das unidades consumidoras que mais aderem aos sistemas fotovoltaicos na modalidade de geração distribuída, destacam-se, com maior número de conexões, os consumidores residenciais com 72% das conexões, seguidos pelos comerciais, com 18% das destas (ABGD,2020).

Em uma projeção realizada pela (ANEEL, 2017a), até o ano de 2024, as instalações fotovoltaicas, na modalidade de Geração Distribuída, irão apresentar aproximadamente 886.700 conexões, com 808.357 em unidades consumidoras residenciais e 78.343 em instalações comerciais.

Portanto, o sistema elétrico de potência, mais especificamente as redes de distribuição urbana, primária e secundária, irão receber o fluxo de potência proveniente dos geradores fotovoltaicos instalados nas residências e comércios. Sendo assim, a rede de distribuição deixa de ser um elemento estritamente passivo, e passa a se comportar como elemento ativo.

1.2 PROBLEMAS E PREMISSAS

A premissa adotada para a elaboração desse trabalho é a de que a rede de distribuição do SEP foi materializado e desenvolvido, sem a presença da geração distribuída. Portanto, em sua concepção técnica, não houve previsão de fluxo de potência reverso proporcionado por geradores distribuídos ao longo dos seus ramais de distribuição.

Para (LIU et al., 2008), o aumento do fluxo de potência reverso proporcionado pela geração fotovoltaica no sistema de distribuição, poderá provocar problemas nos níveis de tensão dos alimentadores. Ainda, para o mesmo autor, o nível do fluxo de potência reverso irá modificar o perfil de consumo no alimentador, bem como os métodos de regulação de tensão.

Já para (PINTO et al., 2016), a adesão da geração fotovoltaica por parte das unidades consumidoras de classe de consumo do tipo A, ainda não foi suficientemente estudada. Tendo em vista que essa classe de consumo apresenta medição em quatro quadrantes, ela é faturada por baixo fator de potência. Logo, considerando que a geração fotovoltaica irá produzir potência ativa para consumo instantâneo entre as 10 e 15 horas, a unidade consumidora, nesse intervalo de tempo, irá consumir toda a potência ativa do sistema de geração particular e a energia reativa da rede da concessionária.

Portanto, haverá faturamento por baixo fator de potência. Dessa forma, considerando o aspecto técnico mencionado, a atratividade econômica para a implantação de geradores fotovoltaicos no ambiente industrial deverá ser minuciosamente avaliada.

Uma outra problemática abordada por (LUIZ, 2012), é a proteção da rede de distribuição. Nesse caso, faltas a jusante ao ponto de conexão da geração fotovoltaica na rede de distribuição irão receber contribuição do alimentador da concessionária e, também dos geradores fotovoltaicos distribuídos. Logo, em muitos pontos da rede, haverá aumento do nível de curto-circuito, o que pode ocasionar problemas na lógica da coordenação e seletividade do sistema de proteção.

Portanto, considerando a premissa apresentada e as problemáticas mencionadas pelos autores citados, essa dissertação trará os aspectos da integração da rede de distribuição do SEP com a geração fotovoltaica.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 OBJETIVO GERAL

O objetivo geral dessa dissertação foi estudar a integração da geração distribuída fotovoltaica no sistema elétrico de potência, observando o perfil de consumo das cargas residenciais, comerciais e industriais.

1.3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Estudar o fluxo de potência reverso proporcionado por centrais fotovoltaicas de micro e mini geração, nas redes de distribuição de energia;
- Avaliar o fluxo de potência reverso, considerando alimentadores com alto e baixo nível de carregamento em horário de grande intensidade de radiação;
- Estudar o comportamento do fator de potência das unidades consumidoras que aderem aos sistemas de geração distribuída e são enquadradas na classe de consumo do tipo A;
- Avaliar a regulação de tensão em ramais com geração fotovoltaica;
- Estudar o aumento do nível de curto circuito trifásico, em um ponto da rede de distribuição, considerando a gradual inserção de geração distribuída na rede.

1.4 JUSTIFICATIVA

Ao observar apenas a esfera residencial, que está imersa na rede de distribuição do sistema elétrico de potência, e contabilizar os telhados com potencial para geração de energia elétrica com gerador solar fotovoltaico, chega-se à conclusão que o potencial desse setor supera 2,3 vezes o seu consumo (EPE, 2014), o que comprova o potencial nacional. Logo, considerando as projeções apresentadas nos parágrafos anteriormente e o potencial do setor residencial e comercial para geração de energia com base solar fotovoltaica, é necessário observar quais os impactos da introdução da geração fotovoltaica particular, na modalidade de geração distribuída no sistema elétrico de potência, pois, como afirmado por (CK; SUNITHA, 2014), os impactos da integração da geração distribuída fotovoltaica no SEP podem se manifestar de forma positiva ou negativa.

1.5 PROCEDIMENTOS METODOLÓGICOS

A pesquisa foi conduzida, primariamente, por uma abordagem teórica sobre a rede de distribuição elétrica e a geração fotovoltaica. Na sequência foram feitas simulações computacionais com o software *OpenDSS*, associado ao MATLAB, a fim de simular o fluxo de potência de uma rede de distribuição com geradores fotovoltaicos.

Nesse estudo foi feito o monitoramento da direção do fluxo de potência ativa nos ramais alimentadores de uma rede teste. Os resultados foram apresentados de forma gráfica a fim de avaliar o fluxo em um período de 24 horas.

Para finalizar, foi realizado um estudo de curto-circuito trifásico com uma rede de distribuição, foi realizada uma comparação entre os níveis de falta, antes, e depois da instalação da geração distribuída.

1.6 ESTRUTURA DO TRABALHO

A dissertação foi escrita com a seguinte estrutura:

Capítulo 1: Introdução à proposta do trabalho.

Capítulo 2: Revisão bibliográfica sobre a geração fotovoltaica aplicada como geração distribuída na rede de distribuição primária e secundária, considerando aspectos técnicos de unidades consumidoras classificadas com classe de consumo A e classe de consumo B.

Capítulo 3: Visando responder tecnicamente os aspectos apresentados nos objetivos específicos, foram exploradas as funcionalidades do software *OpenDSS*, visando avaliar o comportamento do fluxo de carga em uma rede com intensa presença de geração fotovoltaica. Ainda neste mesmo capítulo, é apresentado um estudo de curto-circuito em uma rede de distribuição, considerando a presença de geração distribuída.

Capítulo 4: Conclusão.

2 GERADORES FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE ELÉTRICA

Como já mencionado anteriormente, a energia solar fotovoltaica é o processo da transformação da radiação solar em energia elétrica. Esse processo ocorre por meio de um elemento semiconductor o qual representa unidade minoritária e fundamental de um aparato fotovoltaico (BRITO, 2003).

A primeira aparição do efeito fotovoltaico foi registrada em 1839 por Edmond Becquerel, em um episódio no qual foi observado uma diferença de potencial em uma célula eletroquímica pela absorção da luz. No entanto, apesar da relevante descoberta, apenas em 1876 foi desenvolvido o primeiro aparato fotovoltaico a nível acadêmico e, em 1956, foi iniciada a produção industrial desses aparatos (PINHO; GALDINO, 2014).

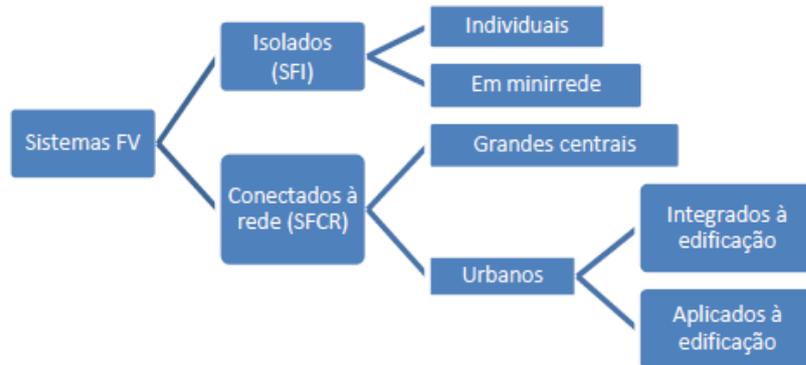
O primeiro mercado que movimentou a tecnologia fotovoltaica e contribuiu para o seu crescimento, foi o das telecomunicações, que via nos sistemas fotovoltaicos uma solução para suprimento de energia em localidades remotas. O segundo veículo impulsionador da tecnologia fotovoltaica foi a corrida espacial, pois as células semicondutoras se tornaram o elemento fundamental para suprimento de energia aos equipamentos eletrônicos no espaço. Continuando no mesmo raciocínio cronológico, em seguida, as empresas de energia que vivenciaram a crise do petróleo em 1973, observaram na geração fotovoltaica uma opção para diversificação na produção de energia elétrica.

Já na década de 1990, as preocupações com os níveis de dióxido de carbono na camada de ozônio consolidaram a assinatura do Tratado de Kyoto, que tinha como um de seus objetivos viabilizar mundialmente a tecnologia fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014).

Sendo assim, com a redução significativa no custo do silício semiconductor na produção das células fotovoltaicas, bem como com as regulamentações no cenário nacional e internacional, os sistemas fotovoltaicos se tornaram personagens indispensáveis nas construções e empreendimentos do século XXI.

De acordo com a norma da ABNT NBR 11704:2008, os sistemas fotovoltaicos podem ser classificados de acordo com a sua interligação com o sistema público de fornecimento de energia elétrica. Sendo assim, podem ser classificados como sistemas fotovoltaicos isolados e sistemas fotovoltaicos conectados à rede (ABNT, 2008), conforme figura 2.

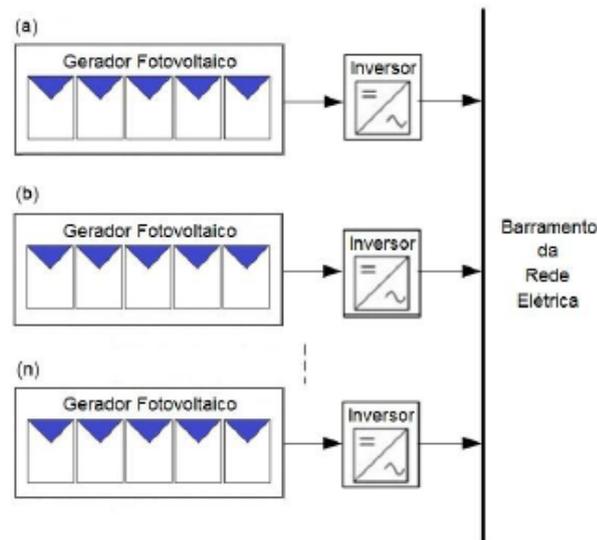
Figura 2: Sistemas Fotovoltaicos - Tipos e Aplicações



Fonte: (JUNIOR, 2010)

Os sistemas fotovoltaicos isolados são aplicados em locais onde não há a presença da rede elétrica para fornecimento de energia e, portanto, necessitam de banco de baterias para armazenar a energia produzida pelo sistema (JUNIOR, 2010). Já os sistemas conectados à rede elétrica, que são o foco de estudo desse trabalho, são utilizados na modalidade de geração distribuída, apoiados pelo sistema de compensação de energia elétrica, figura 3. A sua estrutura é composta por três subsistemas: o de geração, o de inversão e o de armazenamento, compostos respectivamente por módulos fotovoltaicos, inversores e a rede de distribuição elétrica (JUNIOR, 2010).

Figura 3: Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

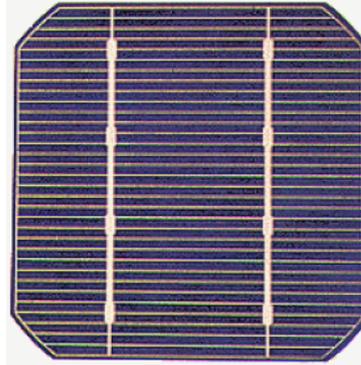


Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

2.1 GERAÇÃO DE ENERGIA

O subsistema de geração é composto pelos módulos fotovoltaicos, os quais são constituídos por arranjos série ou paralelo de células fotovoltaicas, cujo exemplo é mostrado na figura 4.

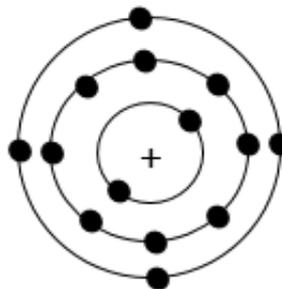
Figura 4: Célula fotovoltaica



Fonte: (BRITO, 2003)

As células fotovoltaicas são produzidas a partir do material semicondutor Si (Silício). Esses materiais são caracterizados por apresentarem um nível de condutividade elétrica maior que a dos materiais isolantes e menor que a dos materiais condutores (BOYLESTAD; LOUIS, 2004). A figura a seguir apresenta a configuração atômica do átomo de Silício, o qual possui um núcleo com cargas positivas, 14 elétrons distribuídos na eletrosfera, sendo que 4 deles estão compondo a camada de valência.

Figura 5: Estrutura atômica do silício

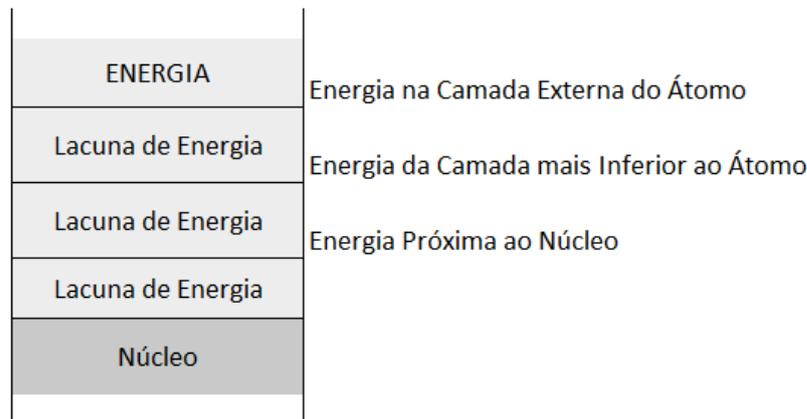


Fonte: adaptado (BOYLESTAD; LOUIS, 2004)

Todos os elementos químicos em seu estado fundamental apresentam níveis de energia discreto ou níveis de energia individual, que é a energia relacionada aos elétrons que orbitam na eletrosfera. Portanto, interpretando a figura que segue, quanto mais

distante um elétron estiver do núcleo do átomo, maior será a sua energia em relação aos demais. Dessa forma, para que um elétron seja extraído da camada de valência ou atinja camadas mais externas da eletrosfera, é necessário que o mesmo absorva energia (BOYLESTAD; LOUIS, 2004).

Figura 6: Níveis de energia



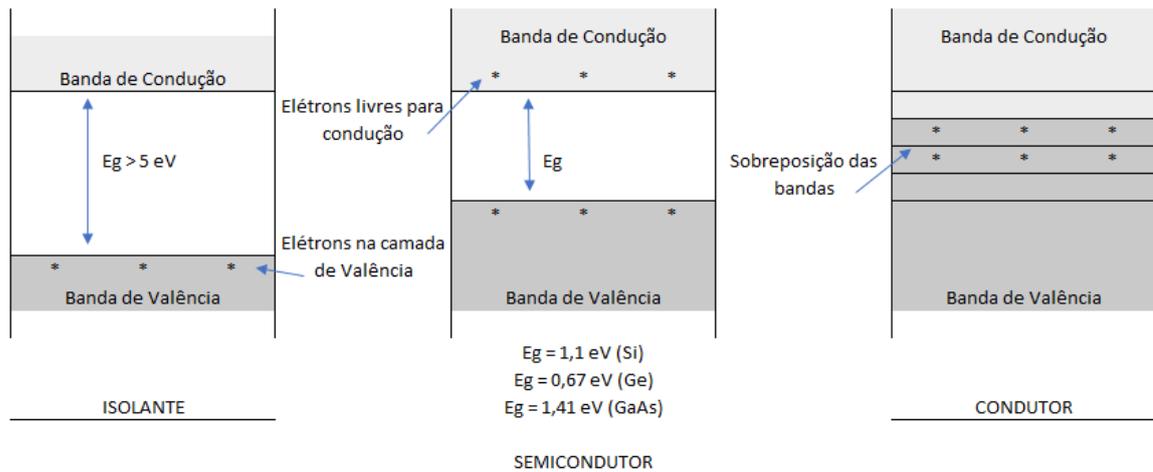
Fonte: adaptado (BOYLESTAD; LOUIS, 2004)

Observando mais especificamente a camada de valência de um elemento químico, a mesma pode ser dividida em três subníveis: banda de valência, região proibida e banda de condução.

Nesse contexto, a banda de valência é a região na qual os elétrons orbitam em seu estado energético fundamental. Já a região proibida representa o local onde não haverá a presença de elétrons e, por fim, a banda de condução representa um estado energético no qual o elétron passou pelo processo de ionização e recebeu energia suficiente para superar a banda de valência e a banda proibida, estando disponível para se desprender da estrutura do átomo. Essa energia associada aos elétrons, suficiente para extraí-los da camada de valência e levá-los à camada de condução, é medida em *elétron-volts* (eV) e depende diretamente da natureza dos materiais. A figura 7 ilustra essas definições.

Ainda através da mesma figura, é possível observar que materiais isolantes precisam de uma quantidade maior de energia para superar a região proibida e avançar sobre a banda de condução, enquanto que, os materiais condutores, a banda de condução se sobrepõe à banda de valência. Logo, nesses casos, os elétrons da camada de valência já apresentam energia suficiente para se desprender da estrutura atômica. Agora olhando para os semicondutores, a energia necessária no processo de ionização de um átomo se apresenta em valores intermediários, entre os materiais isolantes e condutores, sendo que

Figura 7: Banda de Valência e Banda de Condução



Fonte: adaptado (BOYLESTAD; LOUIS, 2004)

o Silício necessita da energia de 1,1 eV para ceder elétrons (BOYLESTAD; LOUIS, 2004).

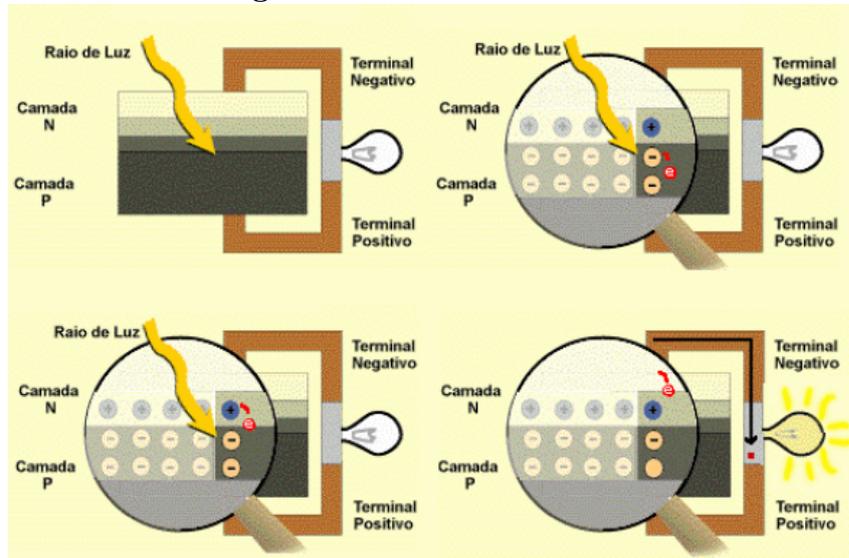
No entanto, é possível modificar essa condição pelo processo de dopagem do Silício, dando origem a uma estrutura chamada de Si-n. Nesse caso, o átomo de Silício é misturado com outro elemento químico pentavalente (5 elétrons na camada de valência), com o objetivo de modificar a sua estrutura elétrica molecular e, assim, viabilizar uma variação no número de elétrons na camada de valência e, por consequência, diminuir a quantidade de energia para que seja viabilizada a condução. De acordo com (PINHO; GALDINO, 2014), nessa técnica, é introduzido no átomo do Silício, um átomo de Fósforo (P) que, após a ligação covalente, surgirá uma nova estrutura molecular com um elétron fracamente conectado aos átomos de origem, o que resultará na necessidade de menores níveis energéticos para que haja a condução elétrica. Para a formação dessa nova estrutura molecular, não fica restrita a utilização do elemento Fósforo para a realização do processo, também é possível utilizar os elementos Antimônio (Sb) e Arsênio (As).

Utilizando do mesmo raciocínio técnico, é possível também formar uma outra estrutura molecular nomeada como Si-p, misturando elementos químicos trivalentes com o átomo de silício, gerando falta de elétrons na camada de valência dessa nova estrutura. Para a formação dessa estrutura é possível utilizar átomos de Boro (B), Alumínio (Al), Gálio (Ga) e Índio (In) (PINHO; GALDINO, 2014).

A construção de células fotovoltaicas é realizada pela constituição de lâminas de silício cristalino compostas pelas junção de material Si-p e Si-n. A figura a seguir ilustra um corte transversal de uma célula fotovoltaica e o seu funcionamento na presença de

radiação solar/luz.

Figura 8: Efeito Fotovoltaico

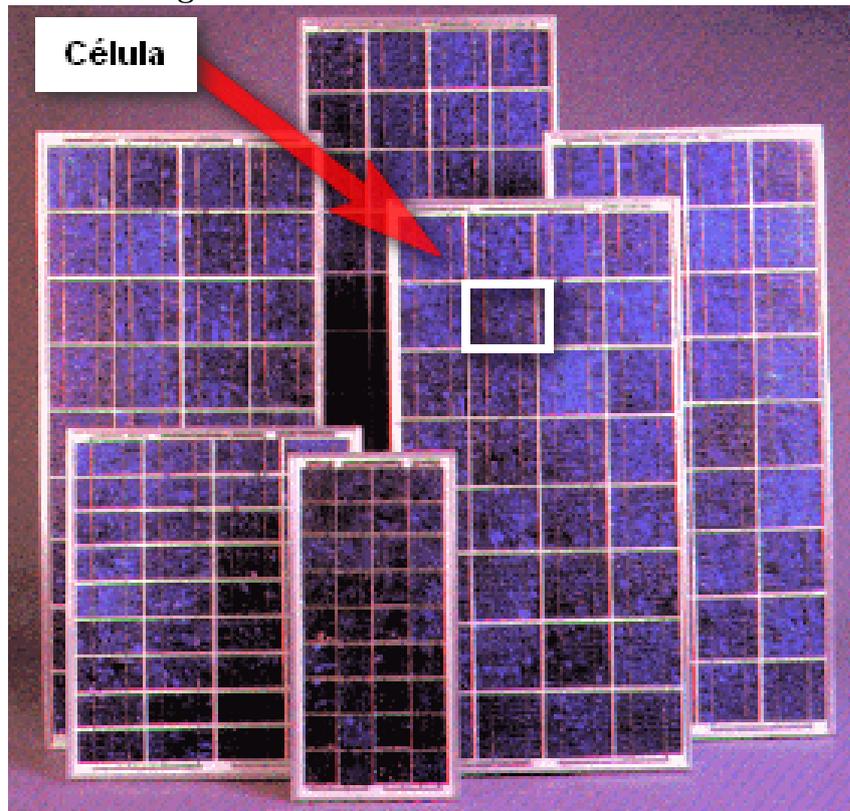


Fonte: (BRITO, 2003)

Bem como ilustrado na figura acima, no canto superior direito, de acordo com (BRITO, 2003), após a consolidação da junção pn , parte dos elétrons fracamente conectados do lado n irão se recombinar com as lacunas do lado p , fazendo com que, superficialmente, o lado n da estrutura fique ligeiramente positivo e o lado p fique ligeiramente negativo. Esse processo deixa de ocorrer à medida que surge um campo elétrico causado pelo processo de recombinação, impossibilitando o fluxo elétrico da camada n para a p . Dessa forma, com a incidência dos raios de luz, os elétrons que agora ocupam as lacunas da camada p serão acelerados energeticamente e voltarão ao seu estado fundamental na camada n . Agora olhando para a mesma figura no canto inferior direito, é possível observar que os elétrons irão se recombinar com as lacunas no lado p passando pela carga luminosa e, ao se recombinarem, serão novamente levados ao seu estado fundamental no lado n pela incidência dos raios de luz. Portanto, enquanto existir a radiação solar no processo, haverá sempre o evento de recombinação e excitação, o que irá proporcionar fluxo de corrente elétrica pelo condutor que liga o lado n ao lado p .

Uma célula fotovoltaica possui corrente elétrica contínua não superior à 3 A, e uma tensão de aproximadamente 0,7 V (BRITO, 2003). Logo, à nível comercial, os módulos fotovoltaicos são constituídos de um número adequado de células, as quais são configuradas em arranjos para que atinjam níveis adequados de tensão e corrente como mostra a figura a seguir.

Figura 9: Módulo e Célula fotovoltaica



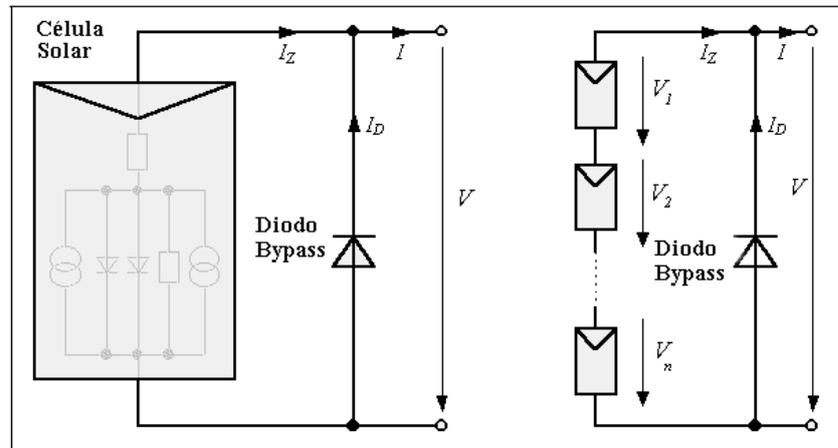
Fonte: adaptado (BRITO, 2003)

Normalmente os módulos comerciais são constituídos de células fotovoltaicas configuradas em série, o que viabiliza um sistema com correntes baixas e tensão adequada para conexão com inversores ou baterias.

Na figura 10, é apresentado outro componente importante na construção dos módulos fotovoltaicos: os diodos de *bypass*, os quais são conectados em paralelo aos módulos ou às células, para que, quando haja sombreamento parcial sobre o módulo, o fluxo energético que esteja fluindo das células que estejam recebendo irradiação adequada possa fluir por caminho alternativo, sem prejudicar seu rendimento (BRITO, 2003).

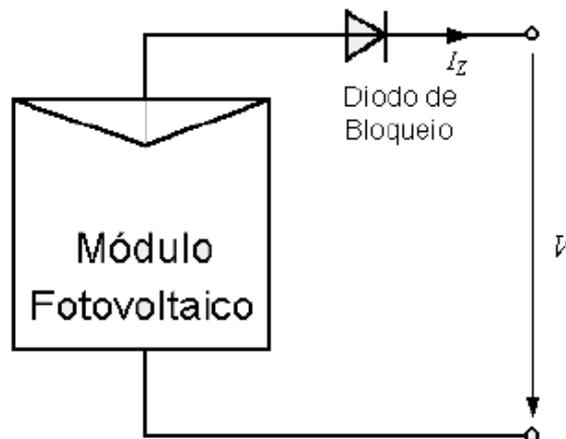
Além do diodo de *bypass*, há também o diodo de bloqueio, conforme figura 11. Ele é conectado em série com o módulo fotovoltaico, permitindo dessa maneira, que não haja fluxo de corrente reverso, evitando que o módulo se comporte como uma carga absorvendo corrente elétrica.

Figura 10: Diodo de bypass



Fonte: (BRITO, 2003)

Figura 11: Diodo de bloqueio

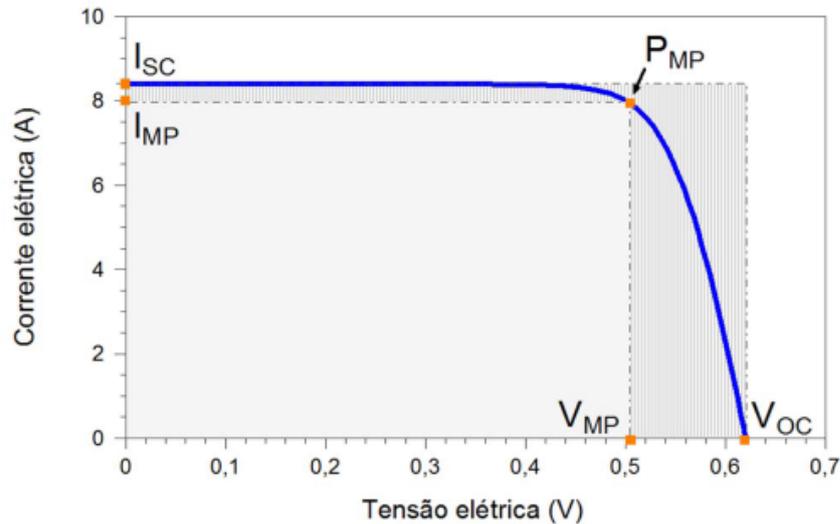


Fonte: (BRITO, 2003)

2.1.1 CARACTERÍSTICAS ELÉTRICAS DOS MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

As células fotovoltaicas, bem como os módulos e, portanto, a unidade geradora total de um sistema fotovoltaico, não possui comportamento elétrico fixo e linear durante a produção de energia em um dia de sol. O processo de geração depende diretamente do nível de irradiância solar e da temperatura do ambiente, características as quais proporcionam um comportamento característico de tensão (V) x corrente (A) mostrado pela figura 12 (PINHO; GALDINO, 2014).

Figura 12: Comportamento tensão (V) x corrente (A) - Módulo fotovoltaico



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

A curva acima é determinada a partir de ensaios nos quais são consideradas as condições STC (*Standart Test Conditions*), com irradiância de 1000 W/m^2 e uma temperatura de 25°C . Sendo assim, é possível obter os seguintes parâmetros:

V_{oc} : Tensão de circuito aberto. Nesse caso, as células que compõem o módulo estão recebendo irradiância, no entanto, os terminais positivo e negativo não estão conectados às cargas, o que não permite fluxo de corrente.

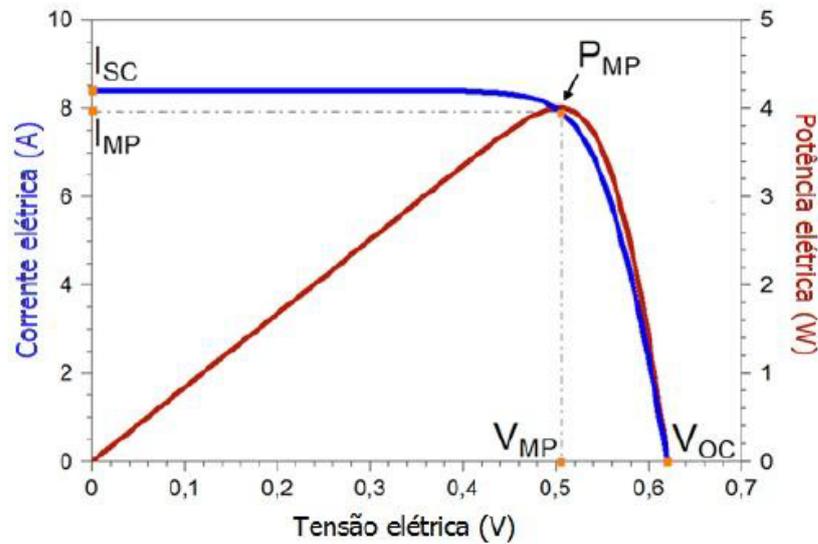
I_{sc} : Corrente de curto-circuito. Nesse caso, o módulo fotovoltaico recebe irradiância em sua face e os terminais positivo e negativo estão conectados um ao outro, sendo caracterizada tensão zero e corrente máxima.

Agora, a partir da curva apresentada na figura 13, com a multiplicação dos valores de corrente e tensão, é adquirida a curva de potência do módulo fotovoltaico.

O ponto PMP representa o maior produto entre corrente e tensão do módulo fotovoltaico que viabilizará a maior potência nas condições STC. A partir desse ponto, é possível deduzir mais dois parâmetros importantes para o controle de desempenho de um módulo ou sistema fotovoltaico; sendo estes o VMP (Tensão de máxima potência) e o IMP (Corrente de máxima potência). Esses dois parâmetros juntos, permitem deduzir se um gerador fotovoltaico ou, até mesmo um módulo isoladamente, está fornecendo potência máxima de operação.

Obviamente que, em condições reais dificilmente um gerador fotovoltaico irá

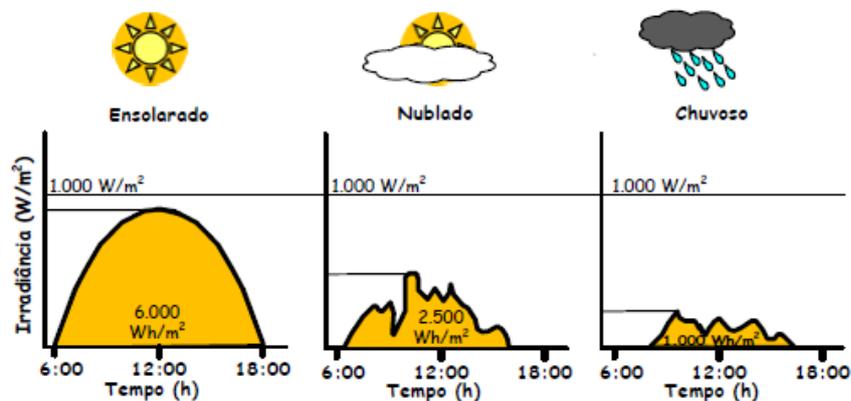
Figura 13: Curva de potência - Módulo fotovoltaico



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

operar em condições ideais como as apresentadas acima. Os módulos recebem irradiância solar, que varia diariamente de acordo com a passagem de nuvens, condições climáticas e estações do ano. De acordo com (PINHO; GALDINO, 2014), a irradiância solar medida em uma região retangular de um metro quadrado no topo da atmosfera, tem um valor de 1.367 W. Agora, considerando as perdas energéticas até atingir um plano de um metro quadrado na superfície terrestre, esse valor decresce para 1.000 W. Porém, esse valor de irradiância não é constante para todas as horas de um dia, apenas sendo possível alcançá-lo próximo às 12 horas, como exemplificado na figura 14.

Figura 14: Irradiância solar

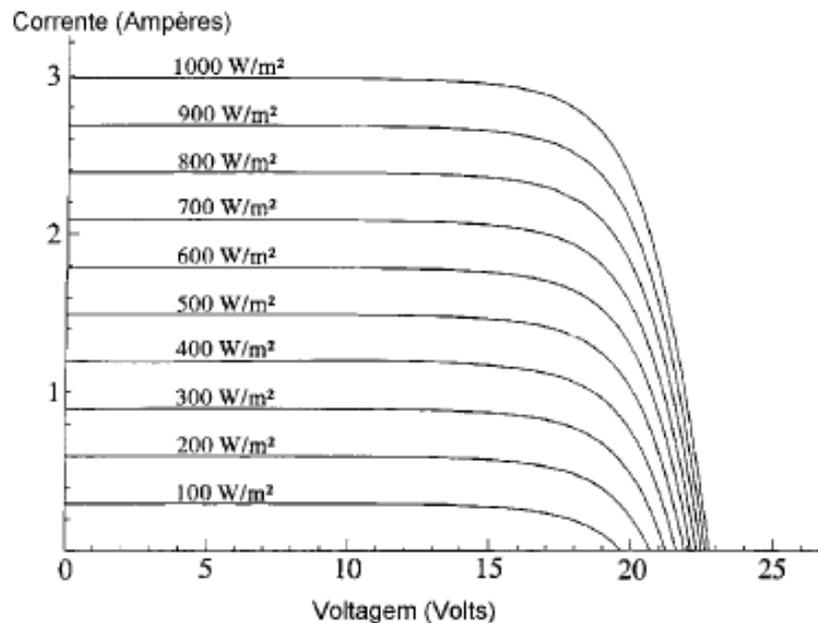


Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Fixada a temperatura de operação de um módulo em 25°C, e variando a

intensidade da irradiância, a corrente elétrica fotogerada varia linearmente e diretamente à intensidade da energia solar. Já a tensão de circuito aberto (V_{oc}) varia diretamente e de forma logarítmica com a irradiância incidente. Sendo assim, a figura 14 comprova que dias de chuva, ou com nebulosidade, tendem a comprometer a geração fotovoltaica (PINHO; GALDINO, 2014). A figura 15 apresenta o comportamento da curva de tensão (V) x corrente (A) de um módulo considerando vários níveis de irradiância incidente.

Figura 15: Efeito da variação da irradiância sobre um Módulo fotovoltaico

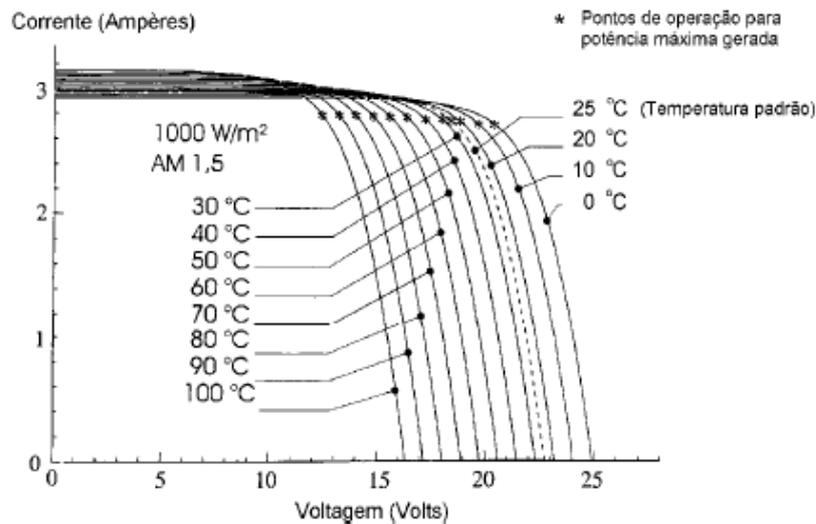


Fonte: (BRITO, 2003)

Em condições reais, a temperatura ambiente, juntamente com o efeito joule causado pela corrente fotogerada a partir da intensidade luminosa sobre a célula solar, irão providenciar uma temperatura diferente dos 25°C estabelecidos pelas condições STC. Dessa forma, o comportamento da tensão e da corrente em um módulo fotovoltaico sofrem modificação conforme mostra a figura 16.

A partir da mesma figura, percebe-se que, com o aumento da temperatura, há um aumento na corrente elétrica fotogerada, no entanto, há uma perda muito maior no nível da tensão de máxima potência. Portanto, haverá uma diminuição na potência máxima fornecida pelo módulo. Agora, raciocinando inversamente, com a diminuição da temperatura, haverá uma perda na corrente, mas a tensão de máxima potência aumenta substancialmente. Dessa forma, haverá maior entrega de potência pelo sistema fotovoltaico.

Figura 16: Comportamento da tensão e corrente influenciadas pela temperatura



Fonte: (BRITO, 2003)

2.1.2 PAINEL FOTOVOLTAICO

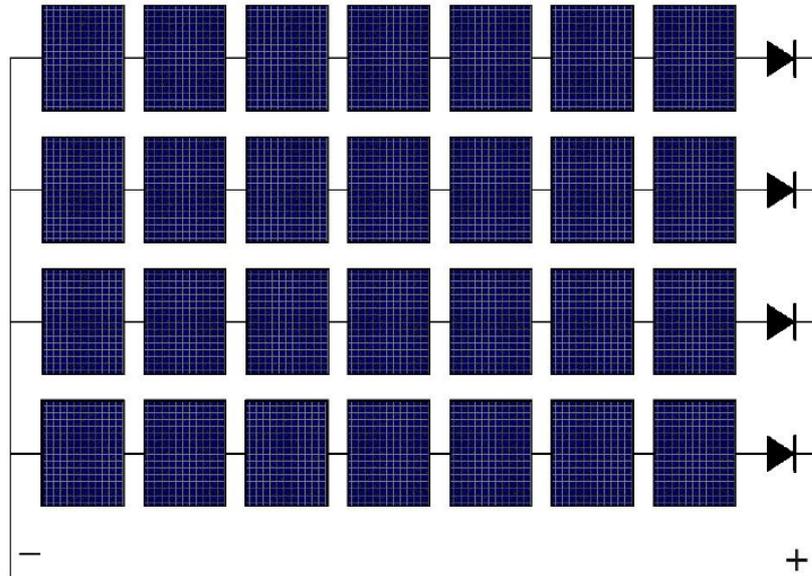
Assim como os conjuntos de células fotovoltaicas associadas em série ou paralelo montam um módulo fotovoltaico, em um projeto residencial, comercial ou industrial, há a associação de um número adequado de módulos para o suprimento das cargas, bem como ilustrado na figura 17. Essa associação é denominada painel fotovoltaico, e o número de módulos em série ou paralelo é determinado pelo nível de corrente e tensão que se deseja alcançar.

O comportamento elétrico de um painel fotovoltaico segue as mesmas diretrizes de tensão e corrente apresentadas anteriormente, sendo susceptíveis a variações de acordo com o nível da temperatura e irradiância no local de instalação.

2.2 INVERSOR

Após todo o processo de geração de energia, para sistemas que são conectados à rede elétrica, há a necessidade de transformar a corrente contínua em corrente alternada, com tensão e frequência adequadas para a conexão com a rede pública de fornecimento de energia. Portanto, para tal procedimento, é utilizado o inversor de energia. De acordo com (PINHO; GALDINO, 2014), os inversores são utilizados em diversas aplicações no ramo da engenharia elétrica e eletrônica e, com a popularização da energia solar fotovoltaica, foram desenvolvidos inversores específicos para conexão com a rede elétrica.

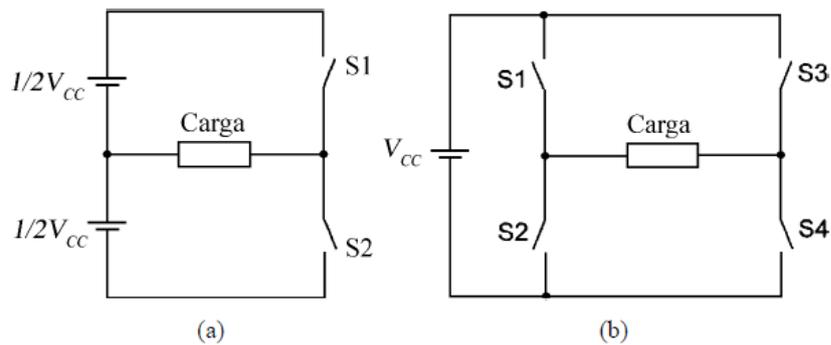
Figura 17: Painel fotovoltaico



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

As chaves semicondutoras (transistores e tiristores) são os componentes fundamentais para o funcionamento dos inversores. Para a transformação de corrente contínua em corrente alternada (CC - CA), o princípio de funcionamento básico é apresentado na figura 18.

Figura 18: a) Inversor de meia ponte b) Inversor de ponte completa

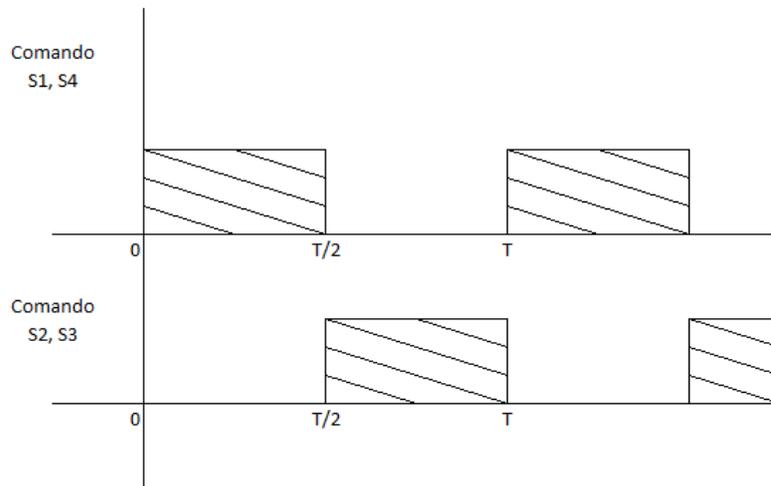


Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

Nas duas configurações, as chaves S1, S2, S3 e S4 são qualquer dispositivo semicondutor mencionado nos parágrafos acima. O princípio de funcionamento pode ser explicado com base no esquema do inversor de ponte completa. Nesse caso, no primeiro estágio, a chave S1 e a chave S4 permanecem fechadas, permitindo tensão $+V_{cc}$ na carga. Em seguida, são abertas as chaves S1 e S4 e se fecham as chaves S3 e S2. Dessa forma, a

tensão na carga será - V_{cc} .

Figura 19: Comando das chaves S1, S2, S3 e S4



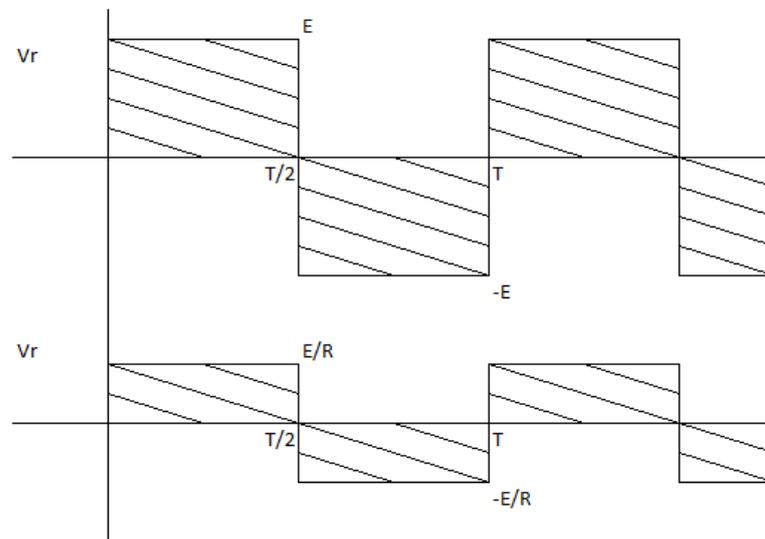
Fonte: adaptado (BARBI; MARTINS, 2005)

Em consequência do acionamento das chaves mostradas acima, a tensão e corrente na carga terão característica mostrada na figura 20.

Sendo assim, a curva de tensão e corrente apresentam alto índice de distorção harmônica. Portanto, para solucionar o problema, é utilizado um módulo *Pulse Width Modulation* (PWM) para gerar uma onda senoidal na saída do inversor e, por consequência, proporcionar a diminuição do conteúdo harmônico (BARBI; MARTINS, 2005).

Para a utilização de inversores em sistemas fotovoltaicos conectados à rede (SFCR), há a necessidade de seguir critérios que visam a segurança e qualidade de energia. De acordo com (INMETRO, 2011), na portaria 004/2011, são estabelecidos critérios para etiquetagem de equipamentos de sistema fotovoltaico. Fica estabelecido como pré-requisito obrigatório à utilização desses equipamentos, que inversores fotovoltaicos devem ser submetidos aos seguintes ensaios: cintilação, injeção de componente contínua, harmônicos e distorção de forma de onda, fator de potência, injeção de potência reativa, sobre e sub tensão, sobre e sub frequência, controle da potência ativa em sobrefrequência, reconexão, religamento automático fora de fase, modulação de potência ativa, modulação de potência reativa, desconexão do sistema fotovoltaico da rede, requisitos de suportabilidade à subtensões decorrentes de falta na rede, proteção contra inversão de polaridade, sobrecarga e anti-ilhamento.

Figura 20: Inversão da tensão e corrente



Fonte: adaptado (BARBI; MARTINS, 2005)

2.2.1 CARACTERÍSTICAS DE INVERSORES PARA SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Além das condições técnicas exigidas pelo INMETRO apresentadas anteriormente, os inversores fotovoltaicos apresentam algumas singularidades que devem ser ressaltadas.

2.2.1.1 *MAXIMUM POWER POINT TRACKING*

Durante o dia, os sistemas fotovoltaicos ficam submetidos aos sombreamentos parciais, à variação de temperatura e a diferentes intensidades de irradiância. Portanto, a curva de tensão e corrente apresentada na figura 13, sofre modificação instantânea. Logo, em consequência disso, há grande variação de produção de energia elétrica pelo sistema de geração.

O *maximum power point tracking* (MPPT), conhecido também como buscador de máxima potência, é uma função apresentada pelos inversores que visa buscar o ponto ótimo de tensão e corrente, para as diferentes condições de operação do sistema e, assim, extrair a máxima potência através do produto tensão e corrente dos módulos fotovoltaicos (VILLALVA, 2010).

2.2.1.2 PROTEÇÃO CONTRA ILHAMENTO

A situação de ilhamento é caracterizada pelo seccionamento da rede de distribuição, o que cancelaria o fornecimento de energia para a unidade consumidora pela rede pública. Nesse caso, os geradores distribuídos irão retroalimentar a rede com fluxo de potência reverso. Portanto, o ponto de seccionamento irá permanecer energizado, fato que proporciona risco na manipulação da rede de distribuição. Assim, os inversores conectados à rede devem possuir proteção anti-ilhamento, a qual providencia desligamento do inversor, assim que o sinal da rede de distribuição é interrompido (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3 ARMAZENAMENTO

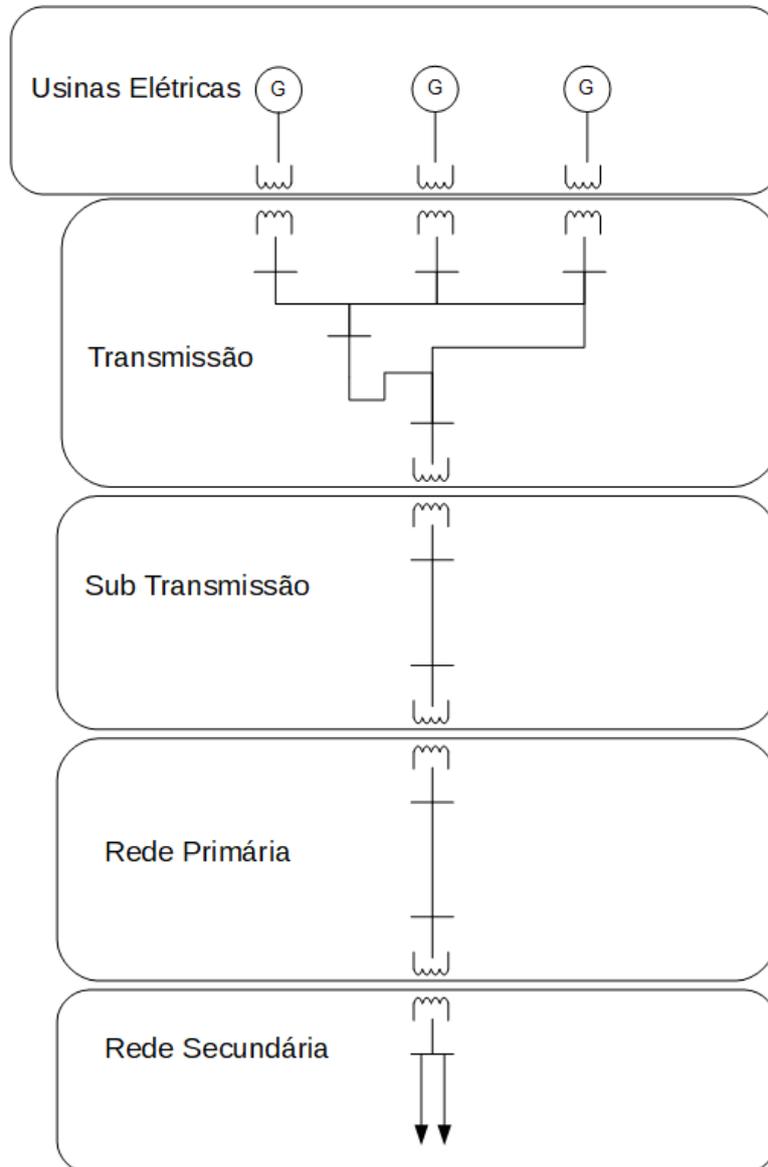
Através do inversor, é feita a conexão da unidade geradora com a rede de distribuição da concessionária. Nesse caso, há a utilização de um medidor bidirecional que acusa a quantidade de energia que foi disponibilizada à rede de distribuição e será devolvida em forma de créditos para a unidade consumidora. Portanto, pode-se dizer que a rede de distribuição é o elemento armazenador do sistema fotovoltaico. Logo, nesse caso, não há a necessidade do banco de baterias.

De acordo com (PRAZERES, 2010), o sistema de distribuição é composto por um conjunto de condutores e equipamentos elétricos que são destinados ao fornecimento de energia para unidades consumidoras e iluminação pública. Esse sistema pode ser dividido em dois subsistemas: o subsistema primário, que se origina a partir da subestação de distribuição, e o subsistema secundário, que surge a partir dos transformadores abaixadores de distribuição. O mesmo autor ainda afirma que as tensões nominais de distribuição para a rede primária podem ser de 13,8 kV e 34,5 kV. Já para a rede secundária, o módulo 3 do PRODIST define que as tensões nominais são 127/220 V ou 220/380 V, em alimentações trifásicas, e 127/254 V ou 220/440 V para alimentações monofásicas (ANEEL, 2017b). Nesse contexto, a figura 21 apresenta a localização do sistema de distribuição no SEP.

2.3.1 TIPOS DE REDE DE DISTRIBUIÇÃO

As redes de distribuição podem ser do tipo rural ou do tipo urbana, sendo caracterizada pela quantidade de condutores no fornecimento primário, conexão do transformador e o tipo de aterramento realizado. Na rede de distribuição rural, o

Figura 21: Localização da rede de distribuição no SEP

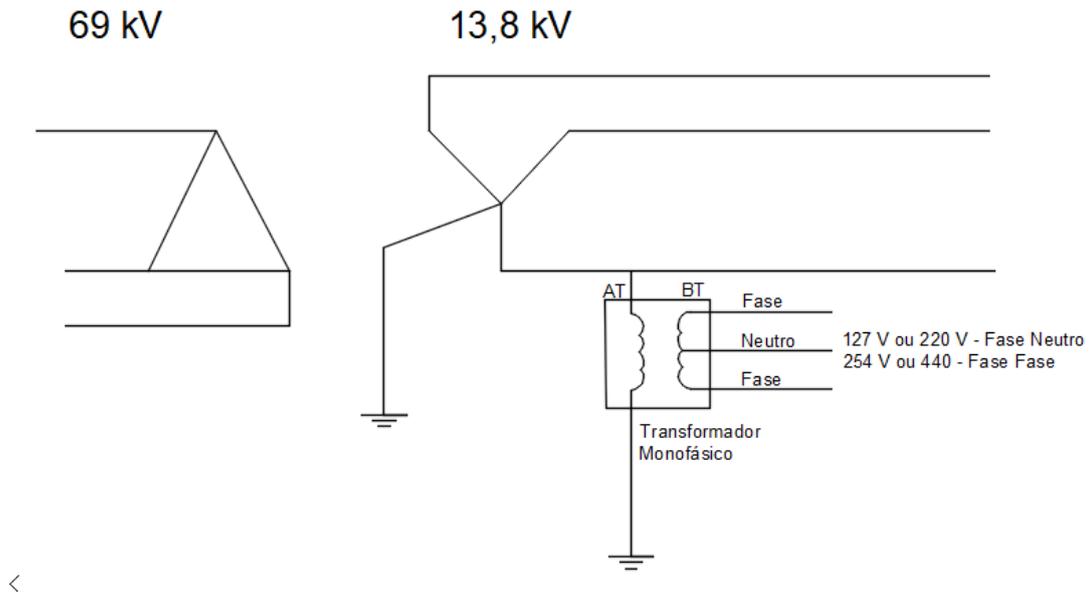


Fonte: adaptado (SHORT, 2014)

fornecimento de energia é realizado por um ramal em alta tensão, que, ao alcançar os transformadores monofásicos, são aterrados, caracterizando o sistema MRT (Monofilar com Retorno pela Terra). No secundário, é dado origem a um sistema monofásico a 3 condutores com neutro aparente, o que possibilita tensões de 127/254 V ou 220/440V, conforme a figura 22.

Na rede urbana, a qual está representada na figura 23, não há aterramento da rede primária, deixando de caracterizar retorno pelo terra. São utilizados três condutores para fornecimento em alta tensão, sendo que os transformadores abaixadores

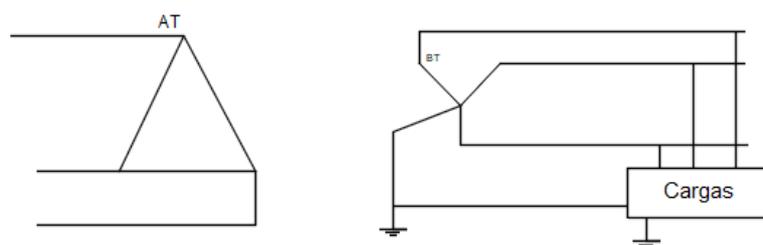
Figura 22: Esquema elétrico da rede rural



Fonte: autoria própria

são trifásicos e possuem conexão do tipo Delta-Estrela, dando origem a três condutores fase e um condutor neutro no secundário, fato que proporciona as tensões de 127/220 V ou 220/380V.

Figura 23: Esquema elétrico da rede urbana
13,8 kV 127/220 V ou 220/380 V



Fonte: autoria própria

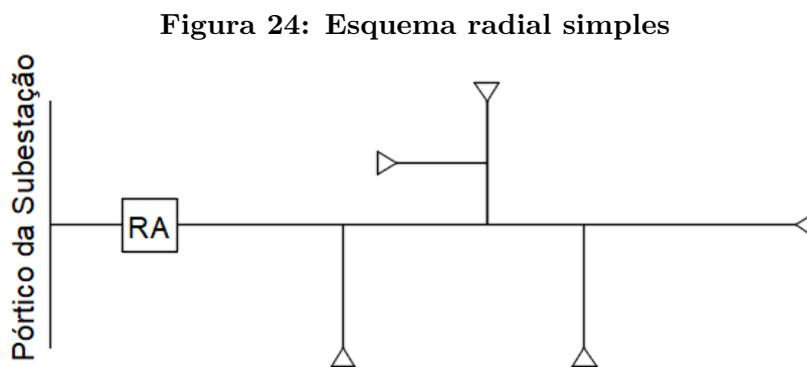
O elo de ligação entre a rede primária e a rede secundária, é o transformador de distribuição, que opera adequando tensão e corrente elétrica para as cargas de acordo com as tensões nominais já mencionadas anteriormente.

Dentro das redes aéreas rurais e urbanas, é possível encontrar as redes de distribuição compacta e as redes secundárias isoladas. Esses tipos de rede diferem das usuais com relação à geometria da instalação e ao isolamento dos condutores. Entretanto

em relação aos esquemas elétricos, os mesmos permanecem inalterados.

2.3.2 CONFIGURAÇÃO DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

A rede de distribuição pode ter a sua configuração do tipo radial simples, que proporciona menor custo de implantação. No entanto, apresenta menor confiabilidade, pois, em caso de danos ou faltas técnicas ou operacionais, não há recurso para realização de manobra, visando a diminuição no número de cargas sem suprimento (PRAZERES, 2010). A configuração radial simples é representada na figura 24.



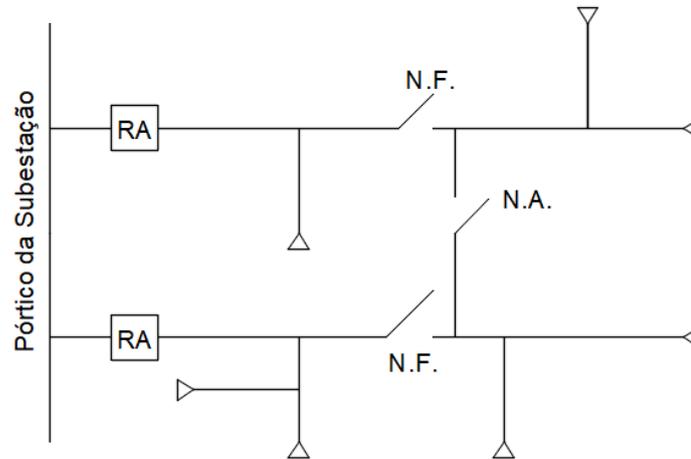
Fonte: (PRAZERES, 2010)

Outra opção de configuração, a radial com recurso, figura 25, é utilizada em grandes centros demográficos que necessitam de maior confiabilidade para o fornecimento de energia elétrica. O ramais de distribuição primária são interligados por chaves normalmente abertas, que, em caso de falta em um determinado ramal, possibilitam manobra para o redirecionamento do fluxo de potência, o que proporciona uma diminuição no número de consumidores sem fornecimento (PRAZERES, 2010).

2.3.3 EQUIPAMENTOS DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os equipamentos que compõem uma rede de distribuição visam garantir confiabilidade, segurança e eficiência no fornecimento de energia elétrica. A seguir serão listados os equipamentos mais utilizados em ramais primários e secundários de acordo com normas e bibliografias do setor.

Figura 25: Esquema radial com recurso

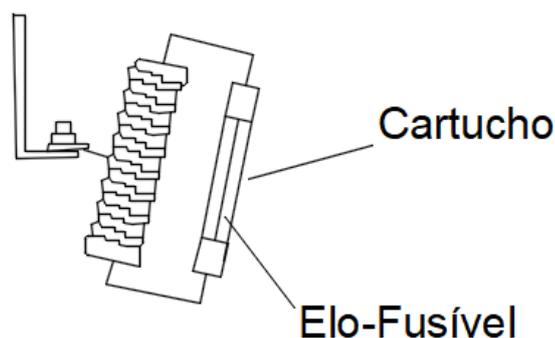


Fonte: (PRAZERES, 2010)

2.3.3.1 CHAVE FUSÍVEL

A chave fusível, mostrada na figura 26 e também chamada de chave de operação, é instalada nas derivações da rede primária de distribuição, nas entradas de consumidores que recebem energia em alta tensão e na entrada dos transformadores de distribuição. Esse equipamento realiza manobra e proteção dos condutores e transformadores (PRAZERES, 2010).

Figura 26: Chave fusível

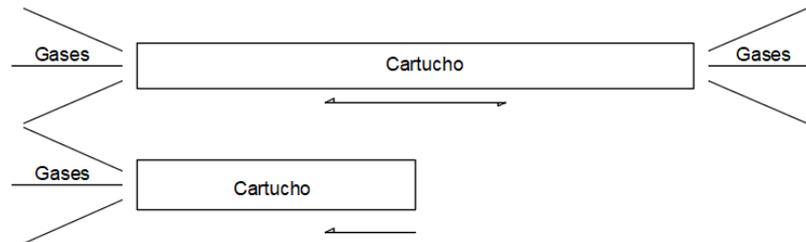


Fonte: adaptado (PRAZERES, 2010)

Em procedimentos de manobra, são utilizadas varas de manobra para a abertura da chave através de uma argola fixada na parte superior do cartucho. Outra forma de ativação da chave é quando o elemento fusível, que fica dentro do cartucho, é submetido a uma corrente superior a sua capacidade de condução. Nesse caso, há o rompimento do

elo-fusível e o arco é extinto por um gás deionizante, o qual é gerado dentro do cartucho pelo aumento da temperatura no momento do rompimento do elo (FILHO; MAMEDE, 2000), conforme representado na figura 27.

Figura 27: Gases deionizantes no cartucho porta fusível



Fonte: (FILHO, 2005)

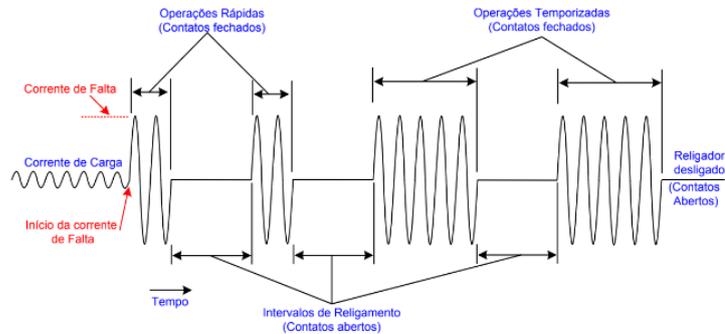
A atuação de uma chave fusível dentro do sistema de distribuição está intimamente ligada às características elétricas do elemento sensível (elo-fusível) do dispositivo. Bem como já mencionado nos parágrafos anteriores, as chaves de operação devem realizar a proteção de vários equipamentos dentro do sistema de distribuição e, para cada equipamento, o elo fusível deverá suportar características variáveis de corrente elétrica. Sendo assim, é possível listar três tipos de elo-fusível. O primeiro deles é o do tipo H, que são utilizados para a proteção dos transformadores de distribuição. Portanto, estes devem suportar altas correntes de magnetização. O segundo deles, do tipo K, são utilizados para a proteção dos alimentadores rurais e urbanos, pois apresentam uma atuação rápida frente às correntes de curto-circuito. Por fim, o último deles, os do tipo T, também são utilizados em ramais urbanos e aéreos. No entanto, possuem atuação lenta em relação às correntes de falta, o que facilita a coordenação com outros dispositivos de proteção (FILHO; MAMEDE, 2000).

2.3.3.2 RELIGADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Os religadores são largamente utilizados em redes de distribuição urbanas e, em menor escala, em redes de distribuição rural. Visam, assim como a chave fusível, auxiliar na proteção dos ramais de distribuição (FILHO; MAMEDE, 2000). Funcionam com ciclo de operação determinado, normalmente de três estágios, desligando o ramal caso surja uma corrente de defeito e ligando-o novamente em uma fração de segundos após o desligamento, pois, se a falta for temporária, haverá o restabelecimento da linha de distribuição sem que haja necessidade do deslocamento de uma equipe operacional para o restabelecimento

do alimentador. No entanto, se a falta for permanente, após a terceira tentativa de religamento, o religador permanecerá bloqueado (FILHO, 2005). A figura 28 mostra a operação de um religador de quatro estágios.

Figura 28: Operação do religador



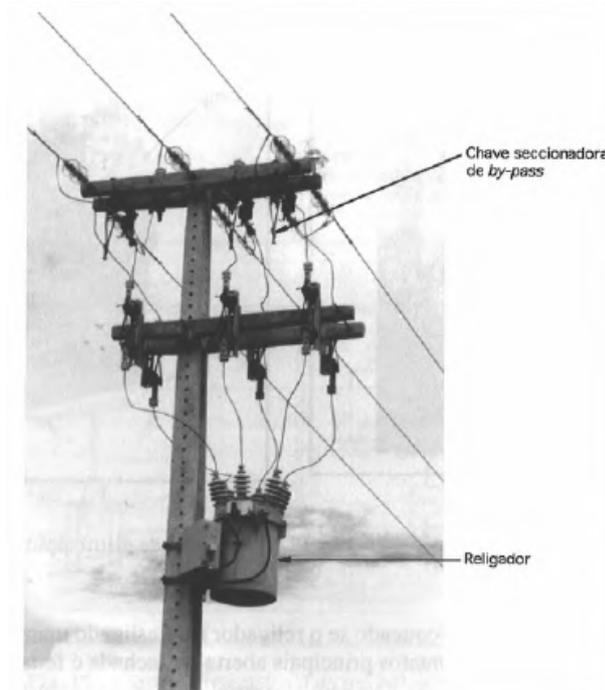
Fonte: (FRITZEN, 2018)

Os religadores de distribuição podem ser classificados em relação ao número de fases. Religadores monofásicos são utilizados para proteção de cargas monofásicas, podendo ser utilizados em redes trifásicas com o religador monofásico aplicado a cada fase. Nesse caso, em caso de falhas monofásicas, as fases sadias continuarão em operação. Já os religadores trifásicos são utilizados para proteção de cargas trifásicas. Sendo assim, em caso de falta, o alimentador será desligado por completo (FILHO, 2005).

Outra possibilidade de classificação dos religadores é quanto ao seu sistema de controle. Os religadores eletromagnéticos são aqueles que possuem bobinas em série com os condutores de distribuição para realizar o acionamento e desligamento dos contatos do religador. Já os religadores eletrônicos são os que possuem um sistema no estado sólido com capacidade de gravar os parâmetros mínimos para a operação dos contatos do religador (FILHO, 2005).

Considerando o meio de interrupção da corrente do alimentador, os religadores recebem mais duas classificações: a óleo ou a vácuo. A óleo, a corrente elétrica do alimentador é interrompida em um tanque de óleo mineral. Já os religadores a vácuo possuem seus contatos alocados em uma câmara a vácuo para a extinção do arco (FILHO, 2005). A figura 29 apresenta a imagem de um religador instalado em uma rede de distribuição.

Figura 29: Religador de distribuição



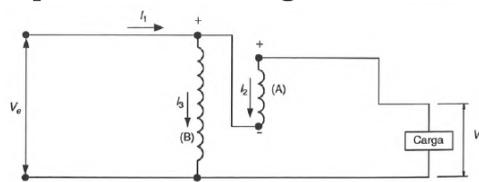
Fonte: (FILHO, 2005)

2.3.3.3 REGULADORES DE TENSÃO

Os reguladores de tensão são dispositivos pelos quais as concessionárias de energia elétrica ajustam os níveis de tensão dos alimentadores de distribuição de acordo com as prescrições definidas pela ANEEL. Esses dispositivos são comumente encontrados em ramais de distribuição rural, devido às grandes distâncias percorridas por esses alimentadores, condição que favorece quedas acentuadas no nível de tensão.

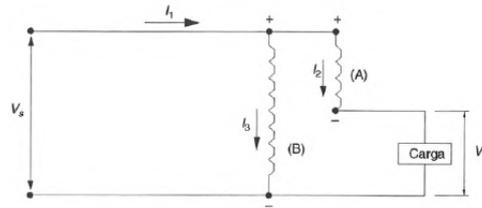
O funcionamento dos reguladores de tensão tem processo similar ao dos autotransformadores. Portanto, há a possibilidade de aumentar um determinado nível de tensão, ou diminuí-lo. Os esquemas elétricos dos reguladores elevadores e redutor de tensão são mostrados, respectivamente, nas figuras 30 e 31.

Figura 30: Esquema elétrico regulador elevador de tensão



Fonte: (FILHO, 2005)

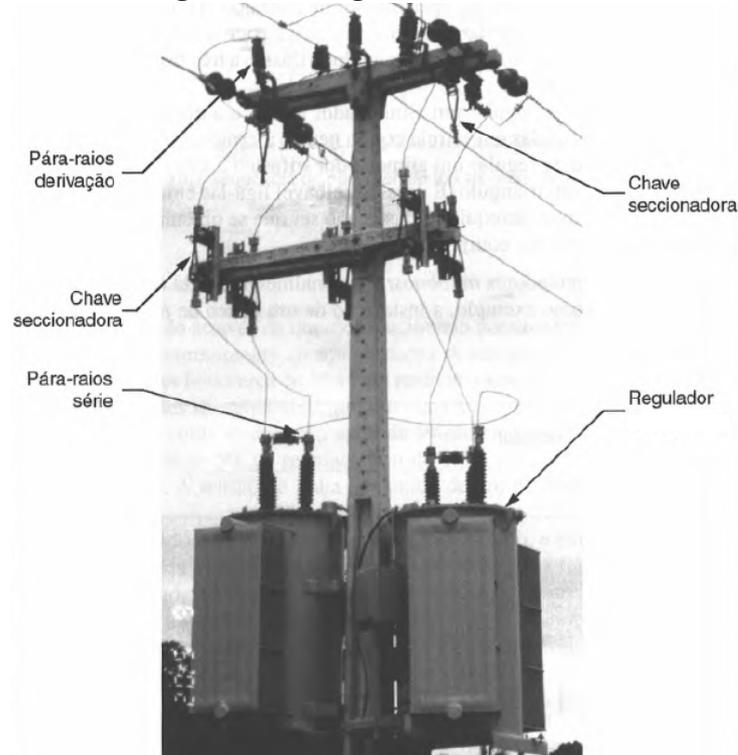
Figura 31: Esquema elétrico regulador redutor de tensão



Fonte: (FILHO, 2005)

As figuras 30 e 31 apresentadas acima, mostram de forma genérica o esquema de ligação de um regulador de tensão. Como esses dispositivos seguem o mesmo processo de construção de um autotransformador, os reguladores apresentam valores de impedância percentual reduzida, pois necessitam de menos cobre e menos ferro na sua construção. Dessa forma, realizar o paralelismo desses equipamentos nos ramais de distribuição, deve ser muito bem avaliado, pois isso pode colaborar para um aumento substancial na corrente de curto-circuito (FILHO; MAMEDE, 2000). A figura 32, a seguir, mostra um regulador de tensão conectado a uma rede de distribuição.

Figura 32: Regulador de tensão



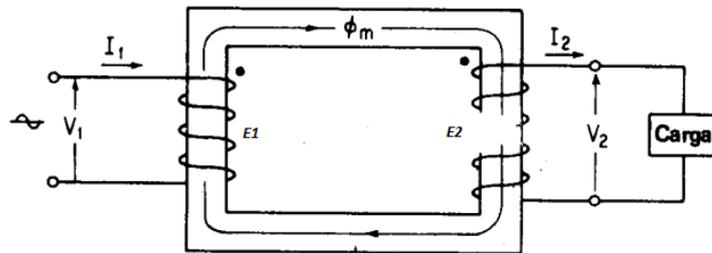
Fonte: (FILHO, 2005)

2.3.3.4 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Os transformadores são equipamentos utilizados em larga escala no SEP, sendo encontrados desde a geração até as redes de distribuição, visando adequar tensão e corrente de acordo com as necessidades do sistema. No sistema de distribuição, são encontrados entre a rede primária e a secundária.

O seu princípio de funcionamento segue o conceito da indução mútua entre duas bobinas desconectadas fisicamente. No entanto, conectadas ou acopladas magneticamente (KOSOW, 2005). A figura 33 apresenta o acoplamento magnético de um transformador genérico.

Figura 33: Transformador com núcleo de ferro



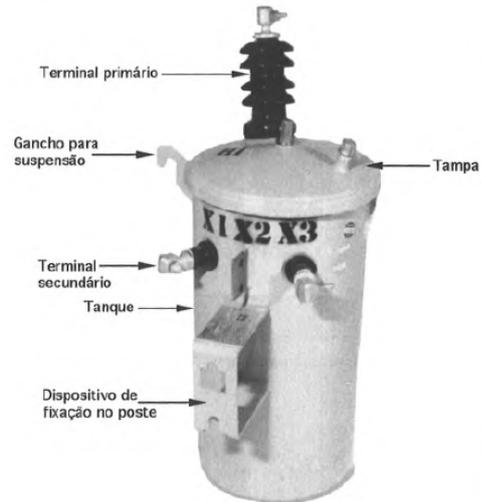
Fonte: (KOSOW, 2005)

A figura acima apresenta um esquema básico de um transformador, no qual, a tensão de entrada V_1 induz uma tensão e_1 nos terminais da bobina do primário. Essa tensão se opõe a V_1 e, juntamente com o fluxo magnético variável do núcleo de ferro, induz uma tensão e_2 nos terminais da bobina do secundário (KOSOW, 2005).

No sistema de distribuição, os transformadores são responsáveis por baixar as tensões em média tensão dos ramais primários de distribuição e adequá-las aos níveis de fornecimento em baixa tensão.

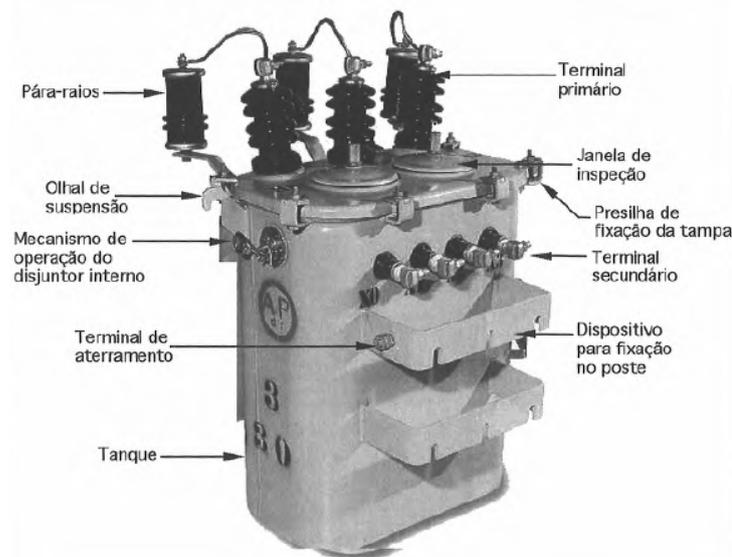
Portanto, os transformadores encontrados nas redes urbanas são trifásicos (figura 35) e, na rede rural, são encontrados os transformadores monofásicos (figura 34). Tal característica é consequência da configuração de distribuição da rede primária desses alimentadores, como já mencionado anteriormente. A rede rural possui ramais primários com um único condutor e na rede urbana com três condutores.

Figura 34: Transformador monofásico rural de distribuição



Fonte: (FILHO, 2005)

Figura 35: Transformador trifásico urbano de distribuição



Fonte: (FILHO, 2005)

2.3.3.5 CONDUTORES DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Os condutores da rede de distribuição são instalados em estrutura de sustentação de madeira ou concreto, mais especificamente, postes de madeira ou postes de concreto. A disposição dos condutores seguem, normalmente, duas configurações de instalações para a rede primária: convencional e compacta, como mostram, respectivamente, as figuras 36 e 37.

Figura 36: Rede primária convencional



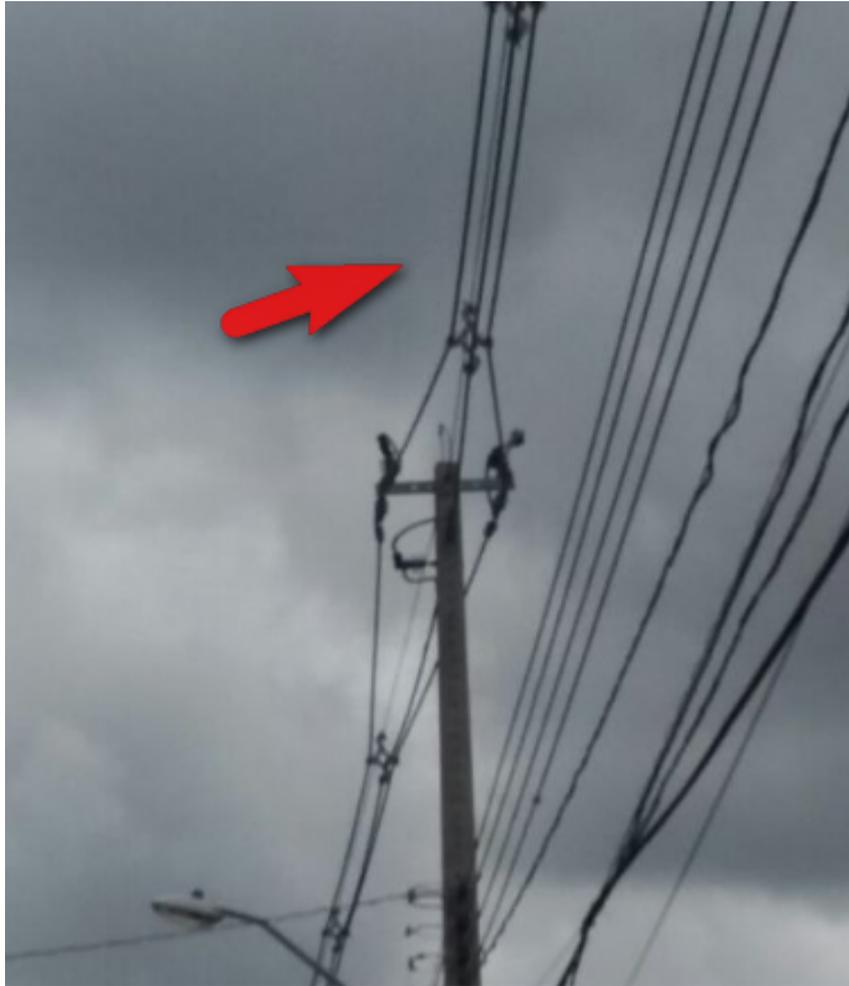
Fonte: autoria própria

Bem como apresentado na figura anterior, os condutores da rede primária são geometricamente espaçados, visando garantir a integridade física, pois os condutores não possuem material de proteção ou isolamento. De acordo com (COPEL, 1999), os condutores utilizados são de alumínio nú, podendo assumir as seguintes bitolas de acordo com as condições determinadas em projeto: 02 AWG, 2/0 AWG, 4/0 AWG, 336,4 MCM e 04 AWG.

Para a rede rural, de acordo com (COPEL, 2002), os condutores podem assumir as bitolas 02 AWG (C.A), 04 AWG (C.A.A), 2/0 AWG (C.A.A), 4/0 AWG (C.A.A) e 336,4 MCM (C.A) em condutores de alumínio. Para condutores de cobre, as bitolas são padronizadas em 35 mm, 70 mm e 120 mm.

A figura acima 37 mostra a estrutura de uma rede compacta. Essa estrutura é aplicada quando há congestionamento de alimentadores nas saídas das subestações, pois diminui a área ocupada nos postes em relação à rede convencional. Ela é implantada em áreas onde há necessidade de maiores índices de confiabilidade no fornecimento de energia, pois os condutores utilizados nessa estrutura possuem uma camada protetora de XLPE, o que evita curtos-circuitos causados por galhos de árvores que caem acidentalmente na rede

Figura 37: Rede primária compacta



Fonte: autoria própria

e geram contato entre fases. Outro benefício é a redução de área ocupada no ambiente urbano. Por exemplo, a rede convencional exige muita poda de árvores e nem sempre consegue conviver harmoniosamente com as edificações das grandes cidades. Já as redes compactas apresentam maior adaptabilidade para o ambiente urbano (COPEL, 2013a).

Os condutores que são utilizados nessas estruturas são de alumínio coberto em XLPE e podem assumir as seguintes bitolas de acordo com as condições exigidas em projeto: 35 mm, 70 mm e 185 mm (COPEL, 2013a). Já para a rede rural, os condutores com cobertura de XLPE são padronizados em 35 mm, e 185 mm (COPEL, 2002).

Da rede primária, passando pelos transformadores de distribuição, encontra-se alocada a rede secundária para fornecimento de energia para as unidades consumidoras em baixa tensão. Para esse subsistema, é possível encontrar duas configurações: rede secundária convencional, conforme a figura 38, e rede secundária isolada.

Figura 38: Rede secundária convencional



Fonte: autoria própria

Na rede apresentada acima, são utilizados condutores nus de alumínio e as bitolas para esses cabos ficam padronizadas em 02 AWG (C.A), 2/0 AWG (C.A) e 4/0 AWG (C.A). Também, podem ser utilizados condutores de cobre de 16 mm, 35 mm e 70 mm (COPEL, 1999). Para a rede rural, são utilizados condutores de alumínio de 02 AWG (C.A) e 04 AWG (C.A.A), ou condutores de cobre de 16 mm e 35 mm (COPEL, 2002).

Por fim, assim como a rede primária compacta, a rede secundária isolada se apresenta como uma maneira mais confiável no fornecimento de energia, de acordo com (COPEL, 2013b). Essa configuração de rede apresenta os seguintes benefícios: melhora nos índices de DEC / FEC, melhor aproveitamento da área útil dos postes de distribuição, dificulta vandalismo e furto dos condutores e apresenta melhoria nos índices de segurança contra choques elétricos. A figura 39 apresenta um exemplo de rede secundária isolada.

Os condutores utilizados para fins de rede secundária isolada são de alumínio e possuem isolamento com XLPE para 0,6/1 kV, com bitolas padronizadas em 35 mm, 70 mm e 120 mm (COPEL, 2013b). Na rede rural, são utilizados os mesmos condutores com as mesmas bitolas (COPEL, 2002).

É necessário compreender que o revestimento dos cabos da rede primária compacta é aplicado para fins de proteção do condutor e, portanto, não assume caráter de isolamento. Dessa forma, não possível encostar nos condutores quando a rede estiver energizada. Já na rede secundária isolada, a proteção de XLPE assume caráter de isolamento, 0,6/1 kV, fato que possibilita manipulação da rede com os condutores energizados.

Figura 39: Rede secundária isolada



Fonte: autoria própria

2.3.4 ATENDIMENTO DE UNIDADES CONSUMIDORAS PARA FORNECIMENTO DE ENERGIA PELA REDE PRIMÁRIA E SECUNDÁRIA

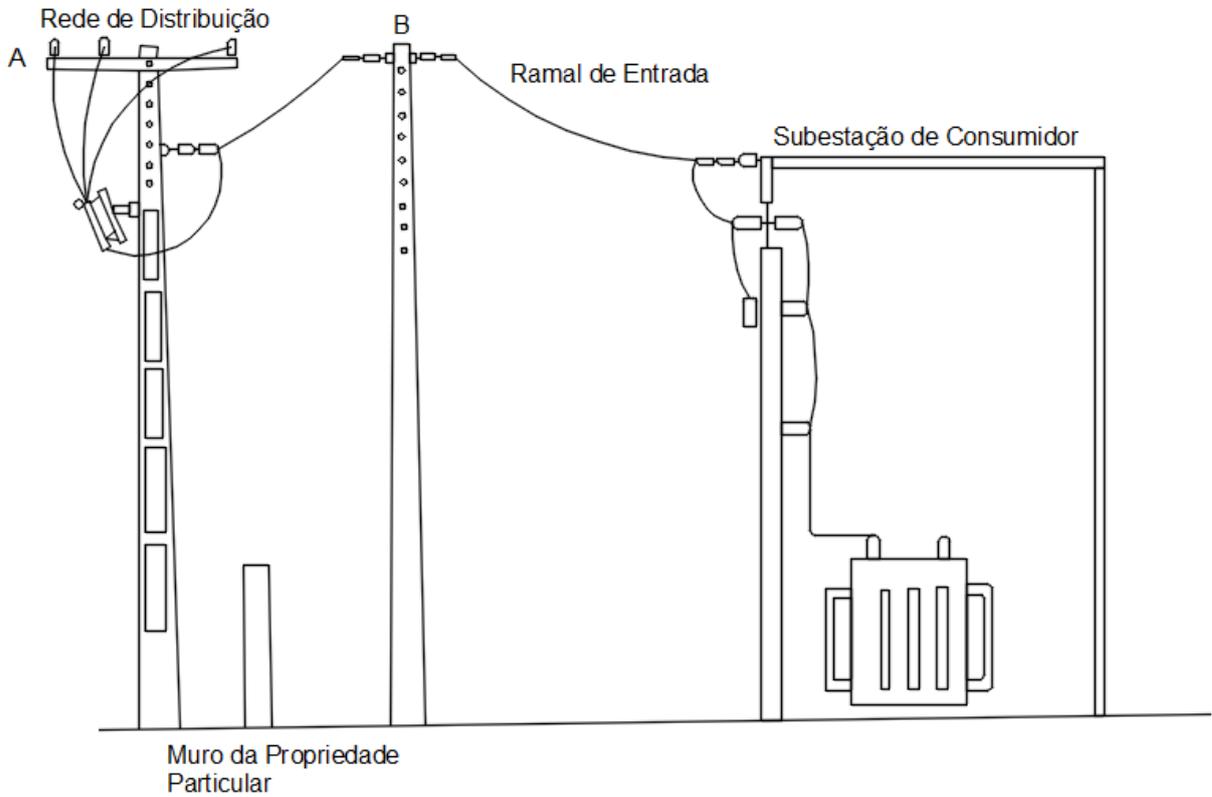
O atendimento de unidades consumidoras nos sistemas de distribuição para suprimento de energia elétrica, segue critérios que são determinados pelas legislações estabelecidas pela ANEEL e pelas condicionantes apresentadas nas normas pelas concessionárias de energia. Para (COPEL, 2013c), as unidades consumidoras serão supridas em tensão primária de 13,8 kV ou 34,5 kV, quando possuírem uma carga instalada superior a 75 kW e demanda contratada igual ou inferior a 2500 kW.

De forma genérica, a entrada de energia pela rede primária segue a configuração mostrada na figura 40.

Esta figura, mostra uma entrada de energia para um consumidor que é atendido pela rede primária. Nessa configuração, há uma derivação da rede de distribuição para um poste particular da unidade consumidora. Os condutores que saem da rede de distribuição e acessam a estrutura particular compõem o ramal de ligação. O ponto B, na figura, representa o local de entrega do ramal de ligação e, a partir dele, os condutores entram na subestação particular da unidade consumidora através do ramal de entrada. Conforme figura 40.

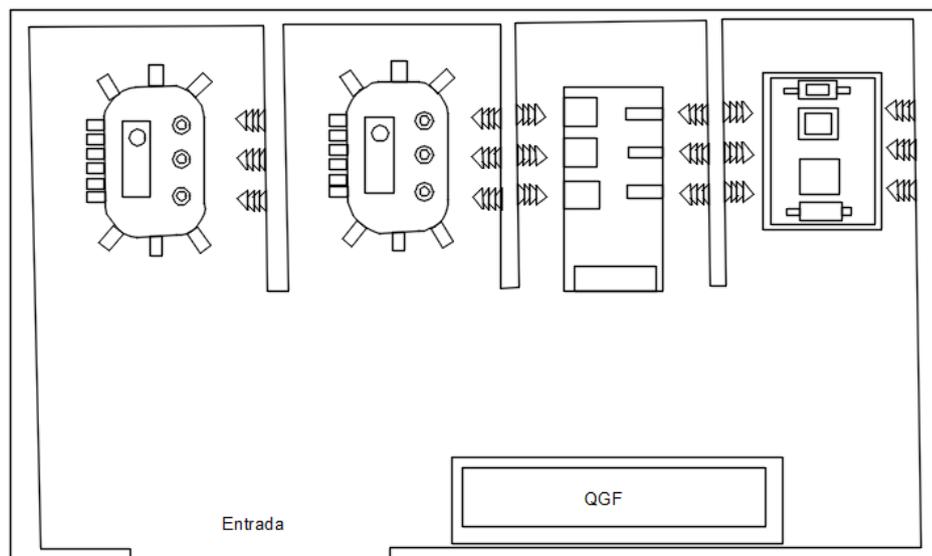
Na subestação de consumidor, figura 41, é onde ocorre a transformação da tensão e corrente da rede primária considerando as necessidades de consumo da unidade

Figura 40: Entrada de energia pela rede primária



Fonte: adaptado (FILHO, 2010)

Figura 41: Subestação de consumidor

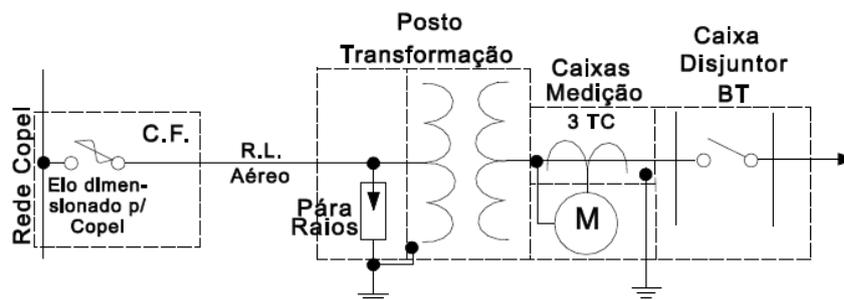


Fonte: (FILHO, 2010)

consumidora. Basicamente, uma subestação de consumidor é composta, a partir do ramal de entrada, de sistema de medição, proteção e transformação, e em seguida é caracterizado o ramal alimentador que irá alimentar os quadros de distribuição.

No que diz respeito à configuração apresentada anteriormente, ela sofre modificação no sistema de proteção de acordo com a potência do transformador da subestação. Para transformadores com potência de até 300 kVA, a configuração elétrica fica definida como mostrado na figura 42.

Figura 42: Subestação até 300 kVA

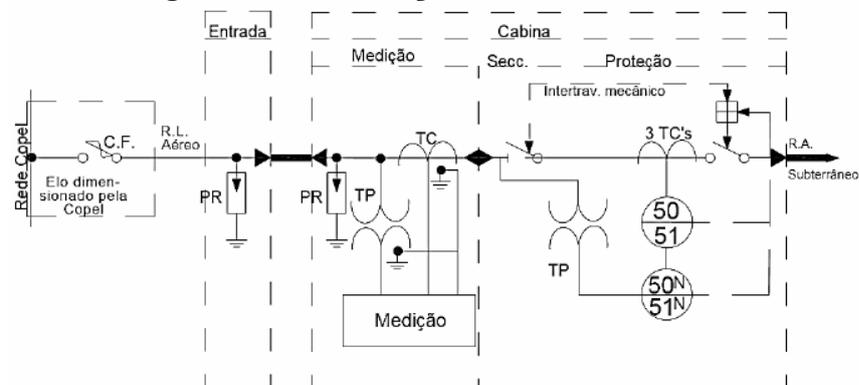


Fonte: (COPEL, 2013c)

Conforme a figura anterior, para subestação de consumidor com transformador de até 300 kVA, os componentes elétricos da subestação são: pára-raios, transformador, medição e disjuntor.

Para transformadores de potência acima de 300 kVA, a configuração elétrica fica definida como segue na figura 43.

Figura 43: Subestação acima de 300 kVA



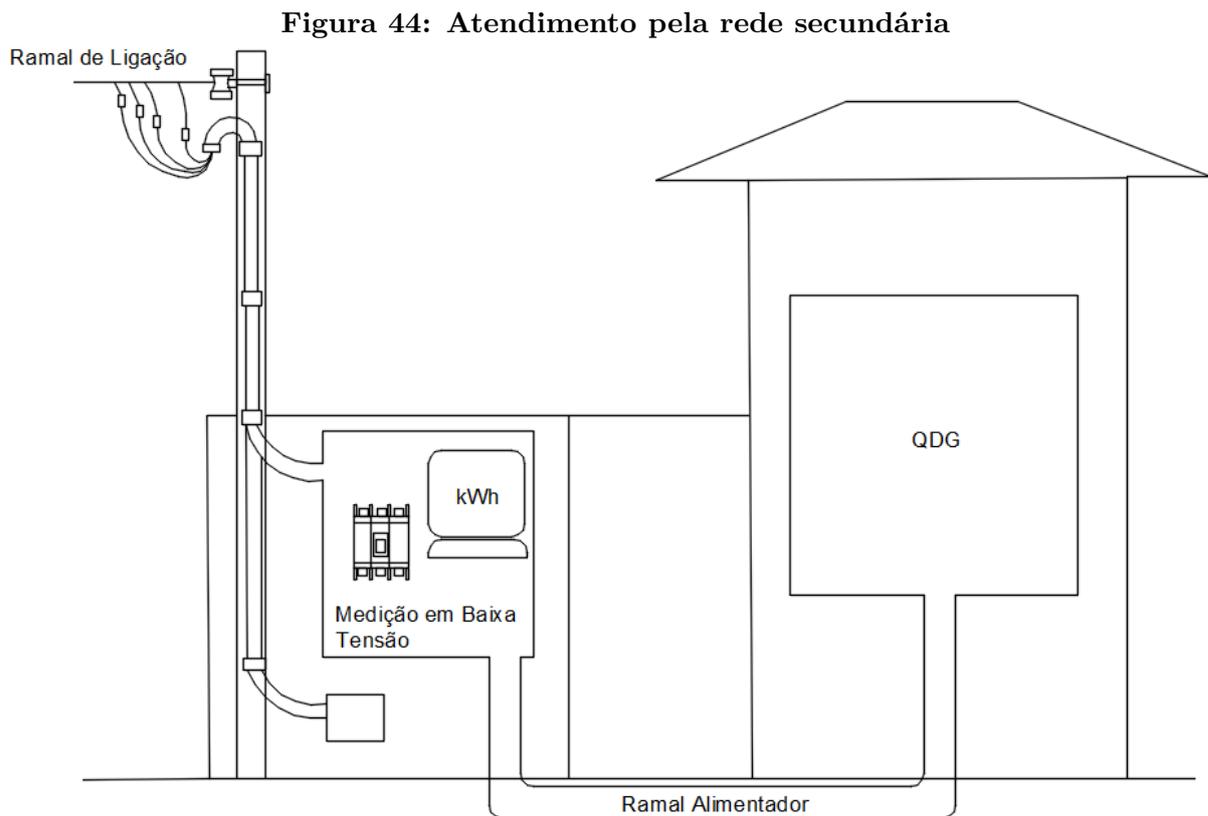
Fonte: (COPEL, 2013c)

Neste caso, há o acréscimo de chaves seccionadoras e as funções de proteção 50/51

e 50N/51N.

O faturamento dessas unidades consumidoras se enquadra na modalidade binômia, ou seja, é faturada a energia ativa e a demanda contratada do sistema de distribuição. Extrapolando, também há faturamento de energia reativa quando não há conformidade com os limites de fator de potência descritos pelo módulo 8 do PRODIST ANEEL.

Para atendimento de energia em tensão secundária, a unidade consumidora deverá possuir no máximo 75 kW de carga instalada. A tensão de fornecimento nessa modalidade será de 127 V monofásico, 127/254 V monofásico a três fios para redes rurais e 127/220 V bifásico ou trifásico (COPEL, 2016). Em outras regiões nacionais, é possível encontrar 220 V monofásico, 220/440 monofásico a três fios e 220/380 bifásico ou trifásico. De forma genérica, a entrada de energia pela rede secundária possui a configuração apresentada na figura 44.



Fonte: (CAVALIN; CERVELIN, 2005)

De acordo com a estrutura apresentada previamente, a unidade consumidora é atendida através do poste da concessionária a partir dos condutores da rede secundária, os quais entram através de eletrodutos aparentes para uma mureta de alvenaria onde fica

alocado o disjuntor geral da instalação elétrica e o sistema de medição. A partir desse ponto, forma-se o ramal alimentador, que irá abastecer o quadro de distribuição elétrica do ambiente construído.

A título de faturamento, as unidades consumidoras atendidas pela rede secundária, enquadram-se no grupo B de faturamento, ou seja, são faturados apenas pela energia ativa consumida do sistema de distribuição.

2.4 ACESSO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA À REDE DE DISTRIBUIÇÃO ATRAVÉS DA UNIDADE CONSUMIDORA

A conexão dos sistemas fotovoltaicos na rede deve seguir as orientações descritas nos procedimentos pertinentes a cada distribuidora da respectiva área de concessão, ou, na ausência de tais procedimentos, deve-se utilizar outras normas pertinentes ao setor elétrico nacional. Por exemplo a COPEL, pela NTC - 905200, determina as condições para o acesso da micro ou minigeração no seu sistema de distribuição (COPEL, 2014).

Para a instituição citada acima, fica determinado que, para geradores fotovoltaicos com potência abaixo ou igual a 75 kW, a conexão poderá ser em baixa tensão. A seguir é apresentado, pela figura 45, um exemplo de conexão de geração distribuída de baixa tensão de acordo com as normas da COPEL.

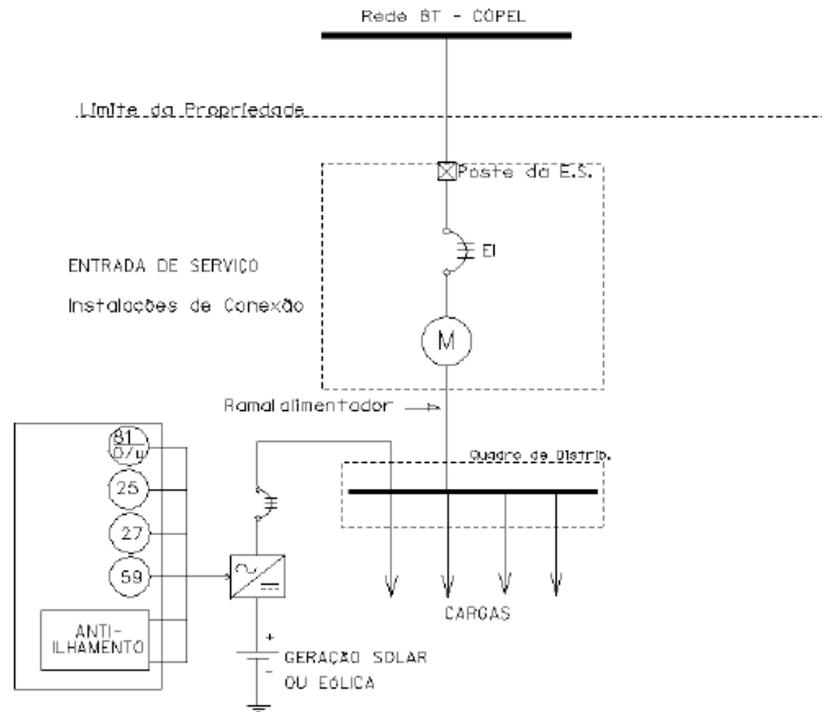
Já para geradores acima de 75 kW, a conexão será obrigatoriamente trifásica, com relés de proteção e com transformador exclusivo. Através da figura 46, é mostrado um exemplo de conexão de geração distribuída em média tensão de acordo com as orientações da COPEL.

Observando as duas figuras apresentadas, fica claro que a conexão da geração distribuída por meio de inversores é realizada diretamente no ramal alimentador, não sendo admitida conexão em qualquer outra parte da instalação.

2.5 DINÂMICA DO FLUXO DE POTÊNCIA DA REDE DE DISTRIBUIÇÃO COM A GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA

A inserção da geração distribuída na rede de distribuição muda a concepção tradicional sobre fluxo de potência nesse segmento do SEP. No modelo convencional, o fluxo de potência caminha em sentido unidirecional dos ramais primários, passando pelos secundários, até o atendimento das cargas. Com a geração distribuída, como já mencionado anteriormente, há fluxo de potência no sentido inverso, das cargas para os

Figura 45: Esquema de conexão da geração distribuída em baixa tensão



Fonte: (COPEL, 2014)

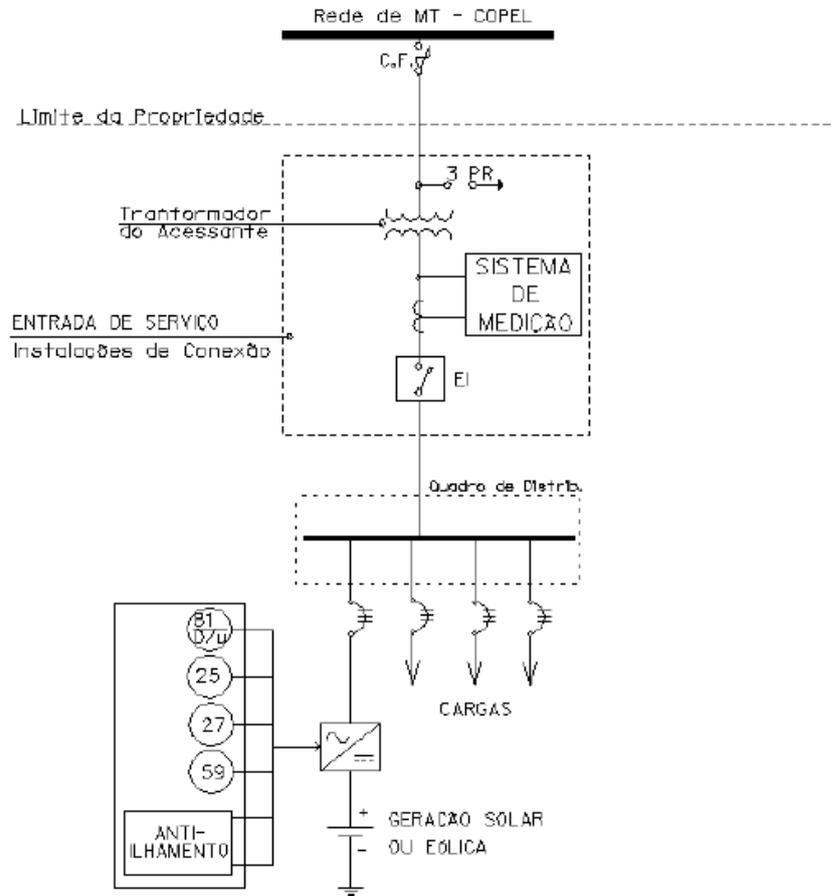
ramais alimentadores. Focando nos sistemas fotovoltaicos, a geração de energia desses sistemas segue as curvas de irradiância mostradas na figura 14. Portanto, há maior produtividade em horários próximos ao meio dia e menos produtividade ao cair da tarde e no começo da manhã. Dessa forma, o regime de fluxo de potência reverso na rede de distribuição irá se comportar diferentemente para cada perfil típico de consumidor. De acordo com (SHORT, 2014), as unidades consumidoras residenciais possuem perfil de consumo típico apresentado na figura 47.

Nesse caso, a unidade consumidora concentra suas atividades de consumo pela manhã e à noite e, por consequência, devido ao alto índice de produtividade da geração fotovoltaica na metade do dia, haverá intensa retroalimentação de energia elétrica na rede de distribuição.

Unidades consumidoras comerciais e industriais, possuem curva de consumo típica como mostrado na figura 48.

Nesse caso, a produção de energia da geração fotovoltaica coincide com o horário de maior consumo da unidade consumidora, caracterizando pouca energia retroalimentada no sistema de distribuição, pois a energia produzida será instantaneamente consumida.

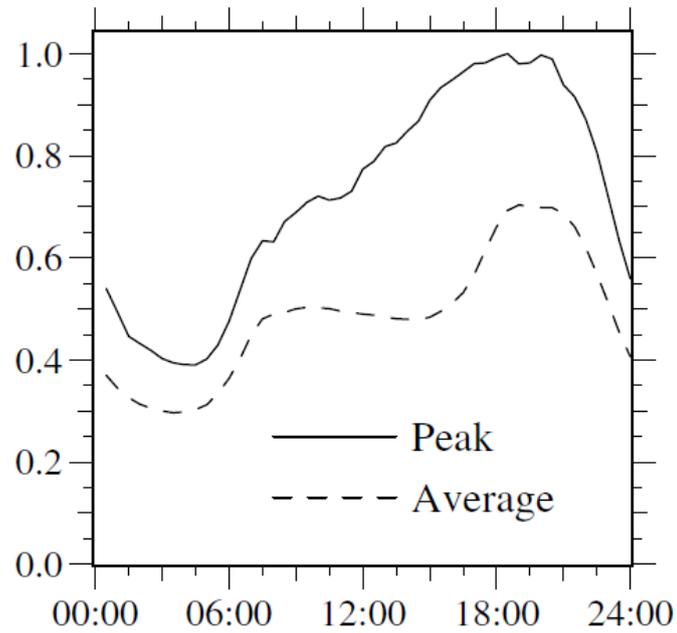
Figura 46: Esquema de conexão da geração distribuída em média tensão



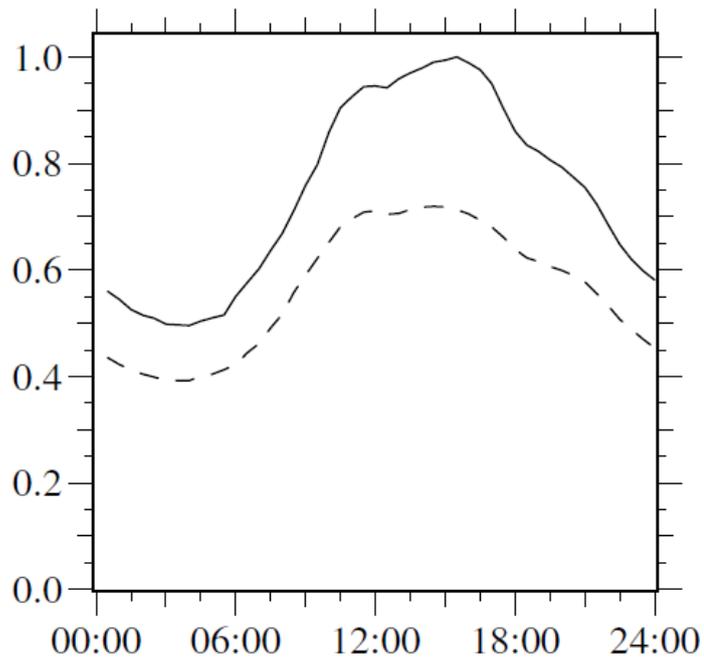
Fonte: (COPEL, 2014)

2.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS SOBRE O CAPÍTULO

O presente Capítulo caracteriza o sistema geração fotovoltaica conectado à rede e o sistema de distribuição de energia elétrica, visando apresentar as características e o funcionamento do conjunto geração/distribuição. Para o próximo Capítulo, será apresentada a modelagem de uma rede de distribuição, realizada com o software *OpenDSS*, no qual foram aplicados sistemas de geração fotovoltaica, que objetivou avaliar a regulação de tensão, fluxo de potência e fator de potência. Também será apresentado, através de um estudo de curto-circuito, o aumento do nível de curto-circuito trifásico em uma rede de distribuição de energia com a presença da geração fotovoltaica distribuída.

Figura 47: Típica curva de consumo residencial

Fonte: (SHORT, 2014)

Figura 48: Típica curva de consumo comercial e industrial

Fonte: (SHORT, 2014)

3 ESTUDO DE CASO

O presente capítulo é dividido em duas partes: a primeira apresenta uma abordagem sobre o estudo de fluxo de potência considerando a rede teste de 13 barras da IEEE e, por último, é avaliada, em um ramal de distribuição tipicamente radial, a alteração nos níveis de curto-circuito na rede de distribuição na presença da geração fotovoltaica distribuída.

3.1 FLUXO DE POTÊNCIA

Calcular o fluxo de potência é a maneira pela qual é possível avaliar as condições de operação de uma rede elétrica. A partir desse cálculo, há a possibilidade de verificação das condições de regulação de tensão, injeção de potência ativa e reativa nas barras do sistema (MONTICELLI, 1983).

O cálculo do fluxo de potência consiste na solução de equações e inequações algébricas, de forma que as incógnitas dessas equações e inequações, representem as variáveis elétricas das barras do sistema. Portanto, a solução algébrica irá representar o estado da rede em condições de regime permanente (MONTICELLI, 1983).

Para o estudo do fluxo de potência nesse trabalho, foi utilizado o *software* Open DSS, que apresenta como solução matemática, o método das matrizes inversas das admitâncias do sistema (FREITAS, 2015), seguindo as equações 1 à 13.

Onde:

$$A = B^{-1}.C \quad (1)$$

$$A = \begin{bmatrix} V1 \\ \dots \\ Vj \\ \dots \\ Vn \end{bmatrix} \quad (2)$$

$$B = \begin{bmatrix} Y11 & \dots & Y1j & \dots & Y1n \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Yj1 & \dots & Yjj & \dots & Yjn \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ Yn1 & \dots & Ynj & \dots & Ynn \end{bmatrix} \quad (3)$$

$$C = \begin{bmatrix} I1 \\ \dots \\ Ij \\ \dots \\ In \end{bmatrix} \quad (4)$$

As equações 1, 2 e 3 mostram, de forma genérica, a primeira etapa de solução para o problema de fluxo de potência, a partir do método das matrizes inversas. Nela, é possível avaliar que a tensão em cada barra, matriz A, para a primeira iteração, é representada em função da matriz inversa das admitâncias, matriz B, multiplicada por um vetor de corrente, matriz C (FREITAS, 2015). Na primeira iteração, as tensões nas barras ficam definidas considerando o circuito inteiro a vazio, levando-se em conta apenas a corrente e tensão da subestação, visando satisfazer a igualdade a seguir (FREITAS, 2015).

Onde:

$$A = \begin{bmatrix} V1^{(1)} \\ \vdots \\ Vj^{(1)} \\ \vdots \\ Vn^{(1)} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$B = \begin{bmatrix} Y11 & \dots & Y1j & \dots & Y1n \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Yj1 & \dots & Yjj & \dots & Yjn \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Yn1 & \dots & Ynj & \dots & Ynn \end{bmatrix} \quad (6)$$

$$C = \begin{bmatrix} I1^{(0)} \\ \vdots \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (7)$$

A única corrente elétrica apresentada no vetor das correntes da igualdade anterior, é definida a partir da tensão nominal e a impedância da subestação (FREITAS, 2015).

Para a enésima iteração, é feita uma análise nodal. Porém, dessa vez, é considerado o carregamento nas barras, de forma a fornecer um vetor de corrente completo para a dedução das tensões da segunda iteração e, assim, satisfazer a igualdade abaixo.

Onde:

$$A = \begin{bmatrix} V_1^{(n+1)} \\ \vdots \\ V_j^{(n+1)} \\ \vdots \\ V_n^{(n+1)} \end{bmatrix} \quad (8)$$

$$B = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1j} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{j1} & \cdots & Y_{jj} & \cdots & Y_{jn} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nj} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \quad (9)$$

$$C = \begin{bmatrix} I_1^{(n)} \\ \vdots \\ I_j^{(n)} \\ \vdots \\ I_n^{(n)} \end{bmatrix} \quad (10)$$

Dessa maneira, o procedimento de definir as correntes nas barras para assim verificar as tensões, as quais serão utilizadas para definir as correntes nodais para a próxima iteração, cessa quando for satisfeita a desigualdade a seguir.

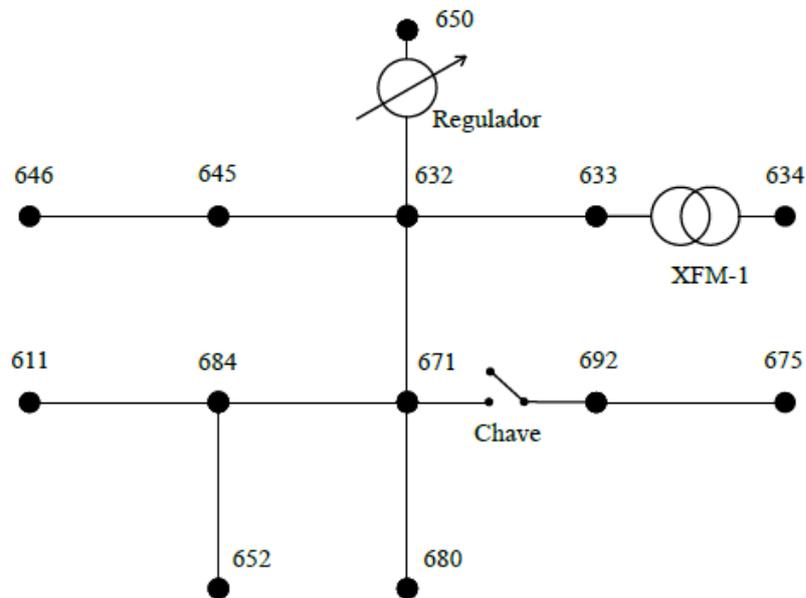
$$A - B < 0,0001pu \quad (11)$$

$$A = \begin{bmatrix} V_1^{(n+1)} \\ \vdots \\ V_j^{(n+1)} \\ \vdots \\ V_n^{(n+1)} \end{bmatrix} \quad (12)$$

$$B = \begin{bmatrix} V_1^{(n)} \\ \vdots \\ V_j^{(n)} \\ \vdots \\ V_n^{(n)} \end{bmatrix} \quad (13)$$

Para este tópico, a rede de energia utilizada para o estudo de fluxo de potência foi a rede teste de 13 barras da IEEE. A descrição dessa rede foi fundamentada no trabalho de (FREITAS, 2015). De acordo com o autor, a rede apresenta a disposição física mostrada na figura 49.

Figura 49: Rede de 13 barras da IEEE



Fonte: (FREITAS, 2015)

Pode ser observado na figura anterior, que a rede apresenta numeração de três dígitos para localização e identificação das barras. A alimentação da rede se dá através da subestação, a qual se encontra entre as barras 650 e 632. Há outro transformador abaixador entre as barras 633 e 634 e, por fim, uma chave que isola as barras 692 e 675.

Os transformadores da rede possuem a especificação conforme apresentado na seguinte tabela:

Avaliando a tabela 1, a subestação alimenta a rede com tensão de 4,16 kV com uma potência de 5000 kVA e apenas a barra 634 é alimentada com tensão de 480 V

Tabela 1: Transformadores da rede

Transformadores	kVA	kV / Primário	kV/ Secundário	r %	x %
Subestação	5000	115 /delta	4,16 / estrela aterrado	1	8
XFM-1	500	4,16 estrela aterrado	0,48 estrela aterrado	1,1	2

Fonte: adaptado (FREITAS, 2015)

consumindo uma potência de 500 kVA.

As cargas pertencentes às barras são apresentadas na tabela a seguir:

Tabela 2: Demonstrativos das cargas da rede

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
634	160	110	120	90	120	90
645	0	0	170	125	0	0
646	0	0	230	132	0	0
652	128	86	0	0	0	0
671	385	220	385	220	385	220
675	485	190	68	60	290	212
692	0	0	0	0	170	151
611	0	0	0	0	170	80

Fonte: adaptado (FREITAS, 2015)

A partir da tabela 2, fica notória a presença de barras com carregamentos distintos, característica típica das redes de distribuição. As cargas trifásicas podem ser consideradas redes urbanas, enquanto que as cargas monofásicas podem ser consideradas redes de distribuição rural. Todas as barras recebem energia em alta tensão e apenas a barra 634 recebe energia em baixa tensão, podendo ser considerada uma rede de distribuição secundária.

Além das cargas concentradas acima, no trecho entre a barra 632 e 671, existem também cargas distribuídas, com configuração apresentada na tabela 3.

Tabela 3: Cargas distribuídas

Barra	Fase A		Fase B		Fase C	
	kW	kvar	kW	kvar	kW	kvar
634 - 671	17	10	66	38	117	68

Fonte: adaptado (FREITAS, 2015)

O estudo do fluxo de potência deste trabalho focou em determinar a injeção líquida de potência ativa e reativa nas barras do alimentador em um período de 24 horas

de operação. Portanto, para cada carga, foi vinculada uma curva de demanda, que pode representar um perfil tipicamente comercial ou residencial. As tabelas a seguir mostram as curvas de demanda associadas as cargas. Vale ressaltar que os valores estão apresentados em base percentual.

Tabela 4: Carga e perfil de demanda

Carga	Perfil de Demanda
634	Residencial
645	Residencial
646	Residencial
652	Residencial
671	Comercial/Industrial
675	Comercial/Industrial
692	Residencial
611	Residencial
632 - 671	Residencial

As curvas comercial/industrial e residencial foram definidas de acordo com dados históricos de perfil residencial e comercial/industrial apresentados por (SHORT, 2014).

Tabela 5: Perfil de demanda residencial

horas do dia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
%	0,37	0,33	0,3	0,31	0,33	0,37	0,41	0,47	0,49	0,49	0,47	0,47
horas do dia	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
%	0,47	0,465	0,46	0,49	0,58	0,65	0,68	0,69	0,68	0,64	0,45	0,4

Fonte: adaptado (FREITAS, 2015)

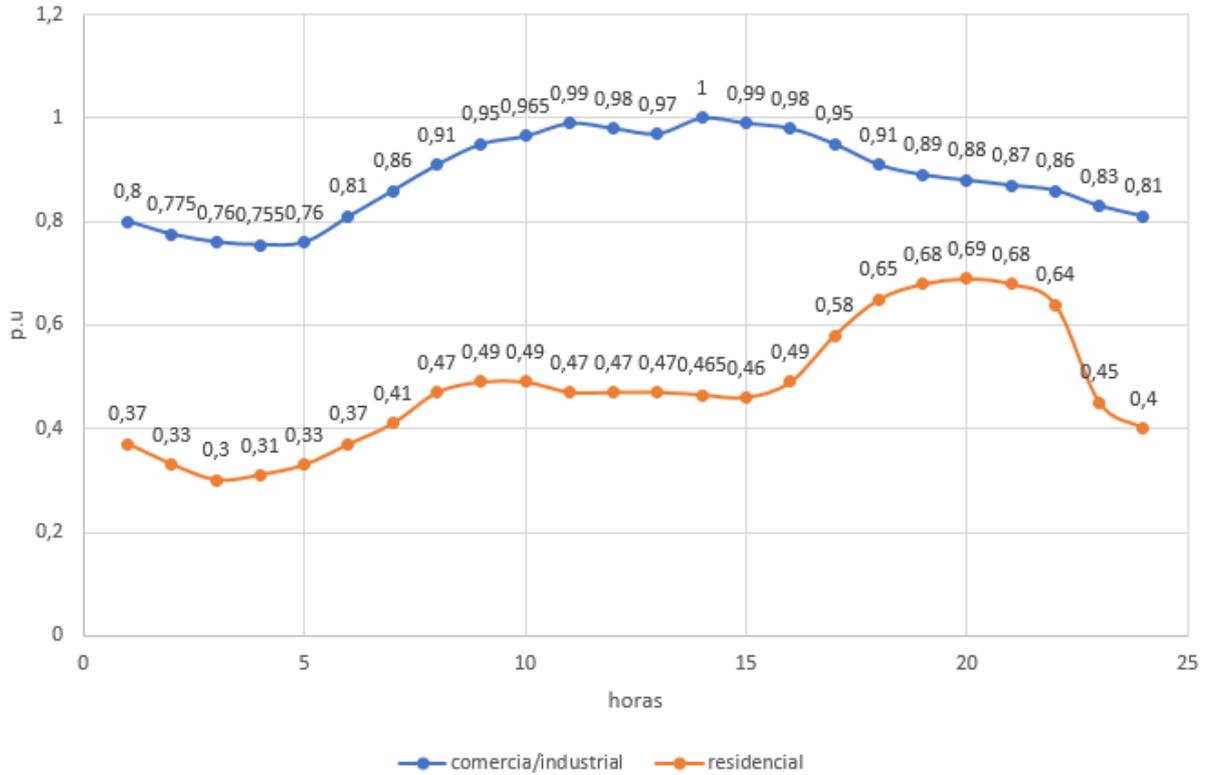
Tabela 6: Perfil de demanda comercial

horas do dia	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
%	0,8	0,775	0,76	0,755	0,76	0,81	0,86	0,91	0,95	0,965	0,99	0,98
horas do dia	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
%	0,97	1	0,99	0,98	0,95	0,91	0,89	0,88	0,87	0,86	0,83	0,81

Fonte: adaptado (FREITAS, 2015)

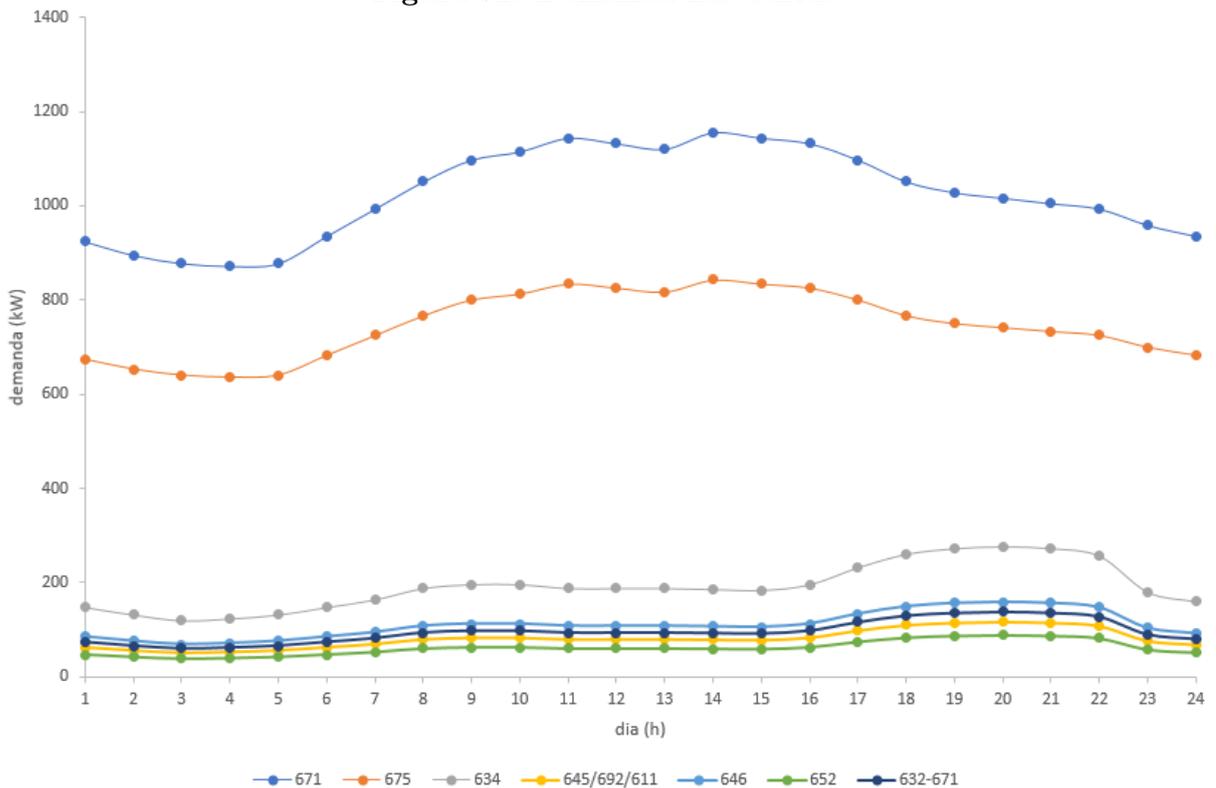
A figura 50 ilustra graficamente os perfis de demanda, apresentados de forma numérica nas tabelas acima. A partir da figura, fica notória a diferença entre o perfil de carga residencial e o perfil comercial. No primeiro, há maior demanda instantânea a partir das 18 horas, enquanto que, no segundo, a maior demanda ocorre no período diurno. Ressalta-se que as demandas nas barras são apresentadas no gráfico da figura 51.

Figura 50: Perfil das curvas de demandas - referência tabela 5 e 6



Fonte: adaptado (SHORT, 2014)

Figura 51: Demanda nas barras



As curvas acima, obtidas com o auxílio do *software* Excel, do pacote *MSoftware*, podem ser representadas por uma equação polinomial, cuja integral definida entre 1 e 24 horas determina o consumo de energia elétrica de cada barra em um período diário.

Tabela 7: Equação polinomial das curvas de demanda

Barra	Equação Polinomial	Energia (kWh)
671	$y = 0,0229x^4 - 1,202x^3 + 19,013x^2 - 80,895x + 979,39$	23.664,6
675	$y = 0,0167x^4 - 0,8773x^3 + 13,877x^2 - 59,043x + 714,83$	17.235,4
634	$y = -0,063x^3 + 2,0902x^2 - 12,288x + 154,16$	4.418,4
645/699/611	$y = -0,0268x^3 + 0,8883x^2 - 5,2224x + 65,517$	1.875,6
646	$y = -0,0362x^3 + 1,2019x^2 - 7,0655x + 88,641$	2.542,8
652	$y = -0,0202x^3 + 0,6689x^2 - 3,9321x + 49,331$	1.410,7
632-671	$y = -0,0315x^3 + 1,0451x^2 - 6,1439x + 77,079$	2.209,2

A partir da tabela 7, com o auxílio da formulação a seguir, proposta por (PINHO; GALDINO, 2014), foi possível determinar a potência fotovoltaica exigida por cada barra para compensar a energia elétrica consumida, dada por (14).

$$P_{fv} = \frac{E.G}{H.PR} \quad (14)$$

Em (14), E é a energia elétrica diária consumida pela carga (kWh/dia), G é a irradiância solar, definida em $1\text{kW}/\text{m}^2$, PR é a taxa de desempenho do sistema, normalmente, definido como 0,75 e H é a irradiação média diária, dada em $(\text{kWh}/\text{m}^2.\text{dia})$. Para o estudo, foi considerada a média diária de irradiação da cidade de Curitiba - PR, que apresenta $H = 4,194 \text{ kWh}/\text{m}^2.\text{dia}$ (INPE, 2017). Dessa maneira, aplicando os valores da tabela 7 em (14), foram definidas as potências dos geradores fotovoltaicos bem como apresentadas na tabela 8.

Tabela 8: Especificação dos geradores fotovoltaicos

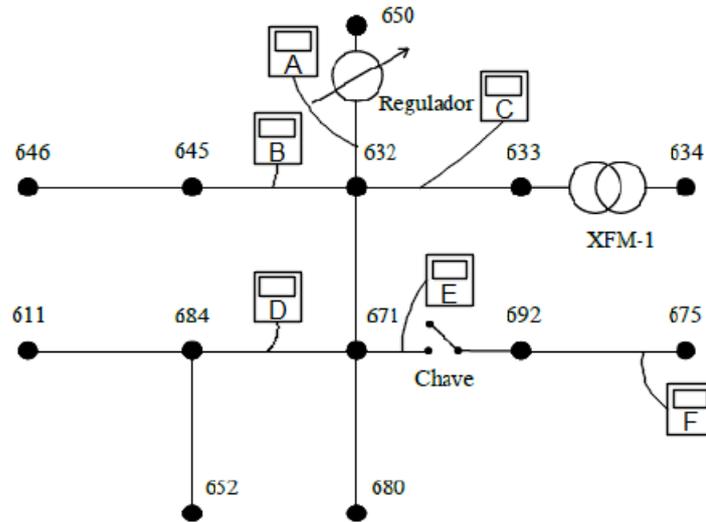
Barra	Gerador Solar Fotovoltaico (kWp)
671	1.155,0
675	843,0
634	1404,7
645/699/611	596,3
646	808,4
652	448,5
632-671	702,3

Vale salientar que, para as cargas 671 e 675, a potência do gerador foi especificada de acordo com a demanda máxima diária, pois tais cargas foram definidas como unidades consumidoras do tipo A e a sua demanda contratada ficou definida como a maior demanda

diária no alimentador, o que de acordo com a resolução 482/2012, é o fator limitante da potência da geração distribuída.

Assim definido, a figura 52 mostra onde foi feito monitoramento no ramal de distribuição, visando avaliar a injeção de potência ativa e reativa nesses ramos em um período de 24 horas.

Figura 52: Locais de monitoramento da rede



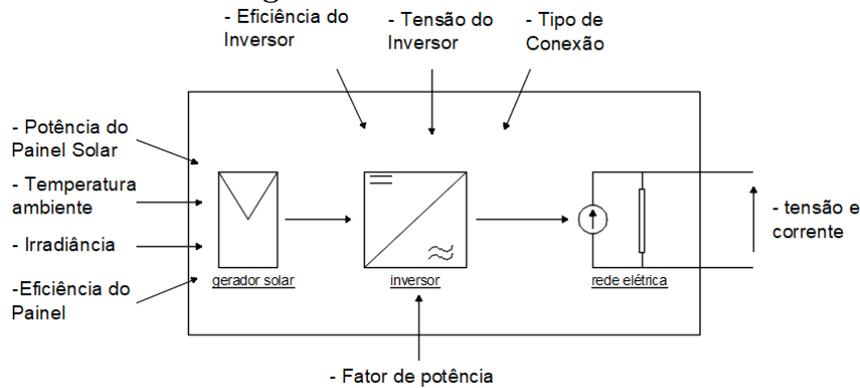
Fonte: adaptado (FREITAS, 2015)

Para a figura 52, em *A* foi avaliada injeção de potência da subestação na rede. *B* monitorou a derivação da rede que alimenta as cargas 645 e 646, ambas monofásicas e com perfil residencial. *C* monitorou a carga em baixa tensão alocada na barra 634. *D* fez o monitoramento do ramal que alimenta as barras 652 e 611. *E* monitorou o ramal alimentador das barras 692 e 675, sendo a primeira com perfil residencial, enquanto que a última, com perfil comercial. Por fim, *F* verificou o comportamento do fator de potência no alimentador dedicado para a barra 675 na presença de geração fotovoltaica distribuída.

Para melhor caracterização da rede, foi necessário identificar as barras de acordo com as variáveis elétricas que representem o seu comportamento operacional. Por exemplo, a barra 650 ficou definida como a barra de referência. Portanto, foi aquela que deu a referência de tensão e ângulo ao resto do sistema. O restante das barras foram definidas como barras de carga. Assim, seus comportamentos ficaram pré-definidos de acordo com uma curva de demanda discretizada em 24 horas, conforme tabela 5 e 6 e a figura 50. Dessa forma, o problema de fluxo de potência consistiu em determinar a injeção líquida de potência ativa nos ramos do alimentador, sem e com a presença da geração fotovoltaica distribuída.

A modelagem dos sistemas fotovoltaicos no software Open DSS, baseou-se na figura 53.

Figura 53: Guia de modelagem de sistema fotovoltaico via software OpenDSS



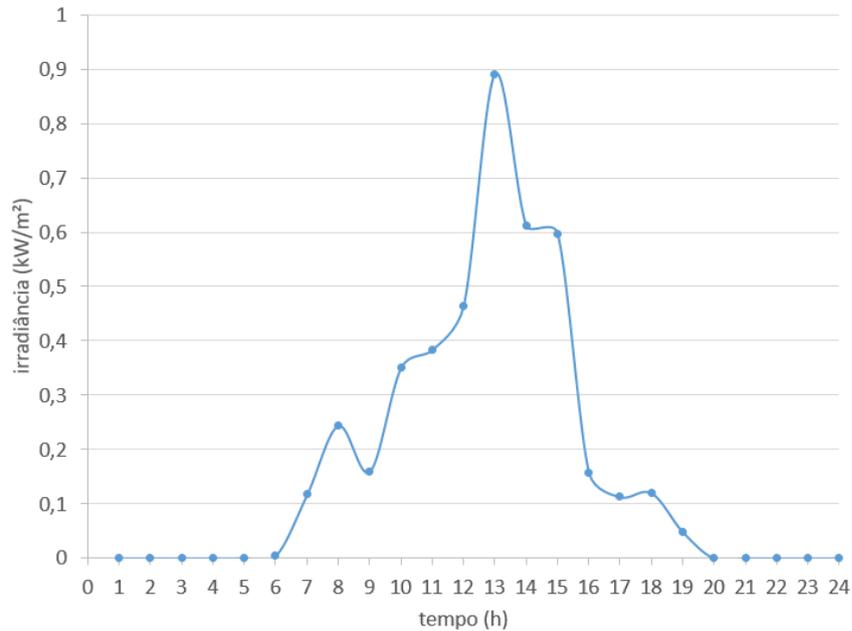
Fonte: adaptado (EPRI, 2011)

A figura 53 resume, graficamente, as informações necessárias para a modelagem de um sistema de geração solar conectado à rede elétrica. De acordo com (EPRI, 2011), para verificar o comportamento da integração de um sistema de geração solar com a rede elétrica utilizando o *software OpenDss*, é necessário determinar o tempo de avaliação. Por exemplo, para a presente pesquisa, foi considerada um tempo de avaliação de 24 horas, exatamente um dia. Dessa forma, foi necessário informar a curva de irradiação que o gerador estará submetido, nesse caso 24 horas de um dia, bem como a curva de temperatura desse determinado dia e eficiência do painel fotovoltaico em função da curva de temperatura desse período.

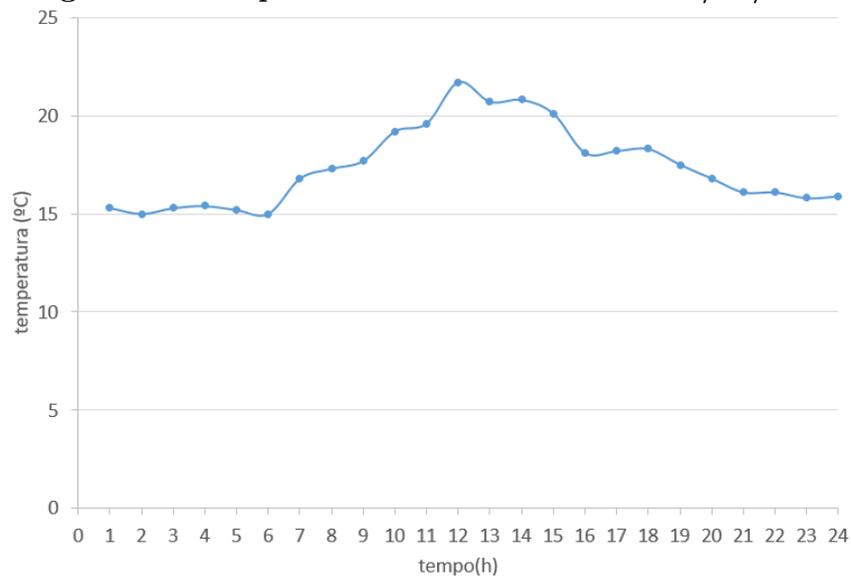
Outras informações que são fixas e independem do tempo de análise e, que devem ser informadas são: potência do gerador solar, potência do inversor, tensão de operação do inversor, tipo de conexão do inversor com a rede elétrica, curva de eficiência do inversor e o fator de potência que o inversor irá operar conectado à rede.

A seguir, nas figuras 54 e 55, apresentam-se as curvas de irradiação e temperatura, as quais foram retiradas da base de dados da estação meteorológica do Instituto Nacional de Meteorologia referente ao dia 01/12/2017 da cidade de Curitiba-PR.

A curva do inversor que representa a eficiência de conversão em função do carregamento fotovoltaico, é apresentada na figura 56. Por fim, a figura 57 apresenta o comportamento da entrega de potência do painel fotovoltaico em função da temperatura ambiente. O coeficiente que determina a curva a seguir é $-0,5\%/^{\circ}\text{C}$, ou seja, o módulo

Figura 54: Irradiância em Curitiba - PR 01/12/2017

Fonte: adaptado (INMET, 2017)

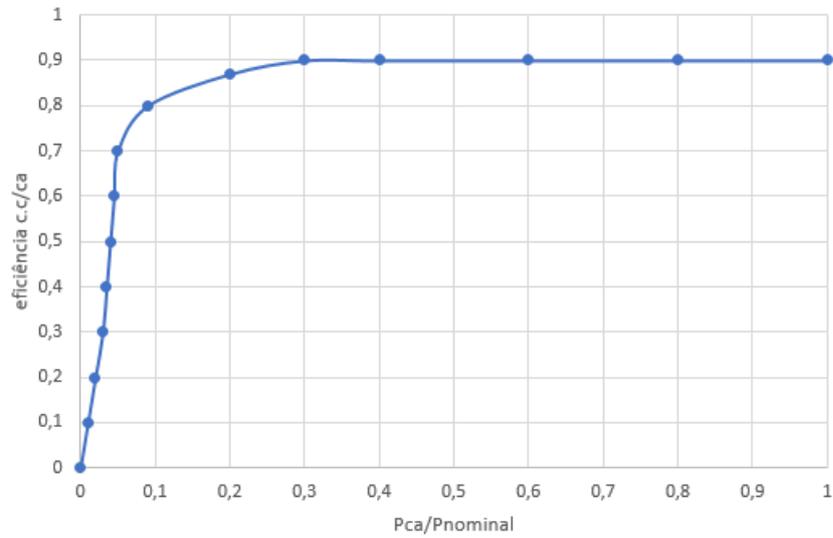
Figura 55: Temperatura em Curitiba - PR 01/12/2017

Fonte: adaptado (INMET, 2017)

perde 0,5% da sua potência nominal para cada aumento de 1°C acima do valor da temperatura de referência do painel (25°C). Sendo aplicado também que, para cada diminuição de 1°C desse valor de referência, haverá um ganho de 0,5% na potência de saída.

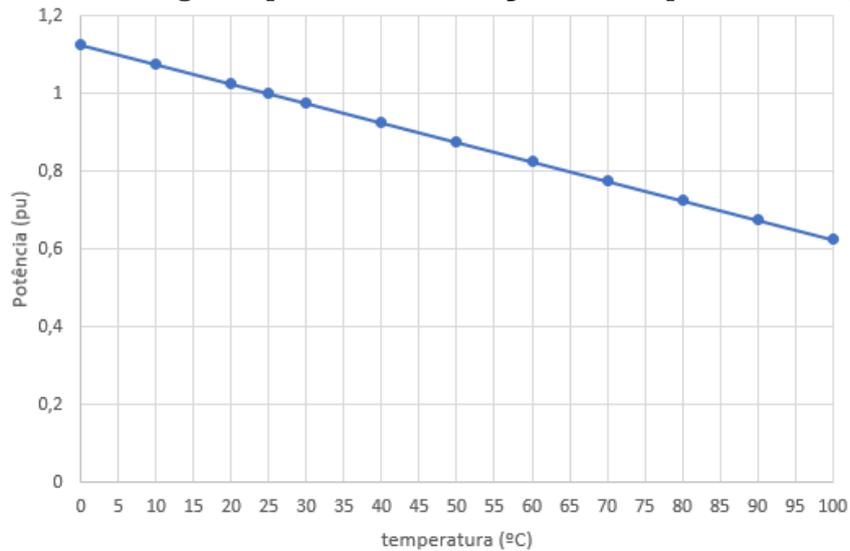
Assim definido todo o sistema estudado, o sub-tópico a seguir apresenta

Figura 56: Eficiência de conversão do inversor



Fonte: adaptado (RAMPIENELLI et al., 2018)

Figura 57: Entrega de potência em função da temperatura no painel



Fonte: adaptado (PINHO; GALDINO, 2014)

graficamente o comportamento da injeção de potência ativa nos ramos do alimentador na presença da geração solar fotovoltaica.

3.1.1 RESULTADOS

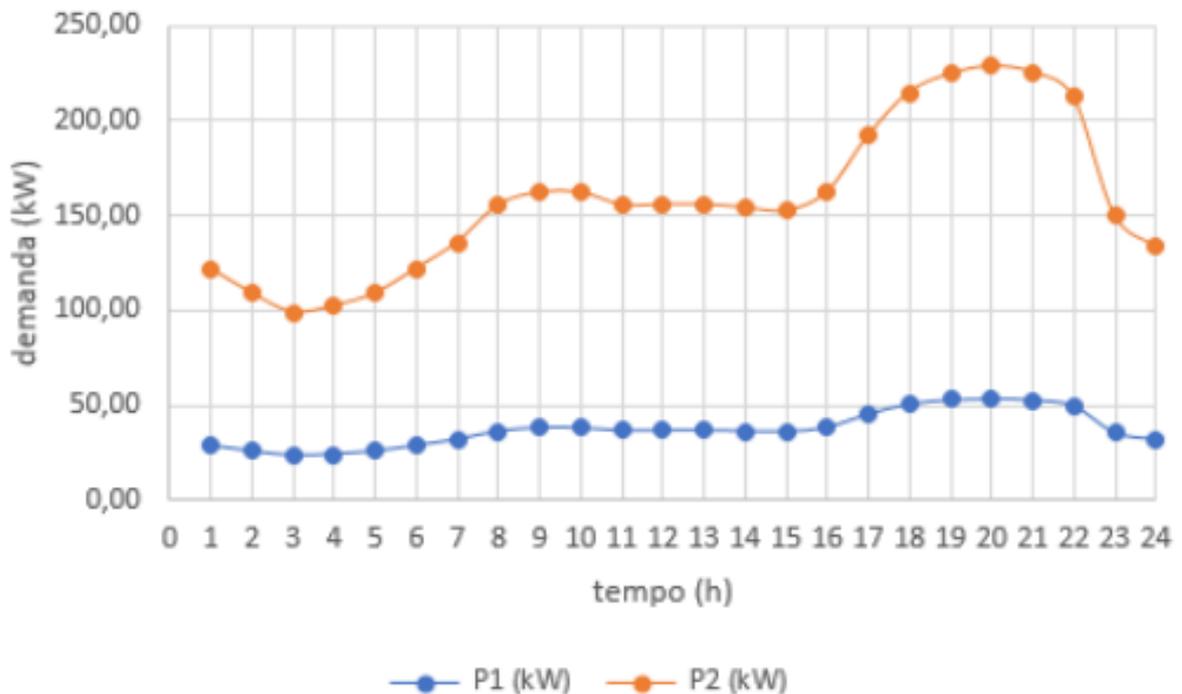
3.1.1.1 FLUXO DE CARGA NOS ALIMENTADORES

Da figura 58 até a figura 67 é apresentado o comportamento do fluxo de potência ativa nos alimentadores considerando dois cenários, sem a geração fotovoltaica e com a geração fotovoltaica. Nos gráficos, P1, P2 e P3 significam, respectivamente, fase A, Fase B e Fase C do alimentador monitorado. Caso no gráfico apareça apenas P1 e P2, isso significa que o ramal é composto apenas por duas fases.

- Monitor B

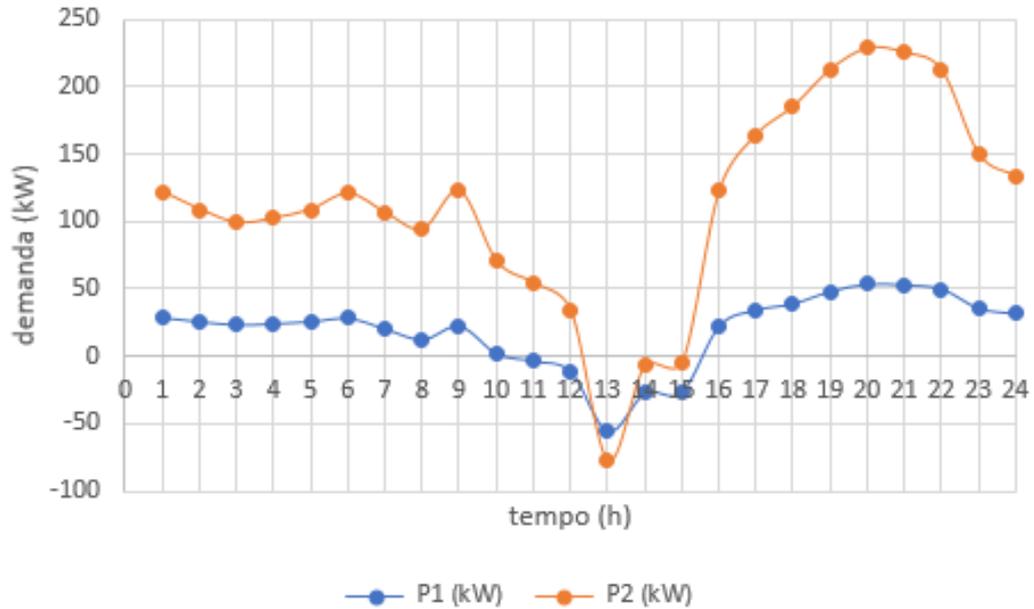
O gráfico da figura 58 mostra a demanda de potência ativa requerida pelas cargas situadas nas barras 654 e 646.

Figura 58: Monitor B: ramal sem GD Fotovoltaica



O gráfico da figura 59, mostra a demanda nesse ramo do alimentador, agora considerando a presença de geração solar fotovoltaica.

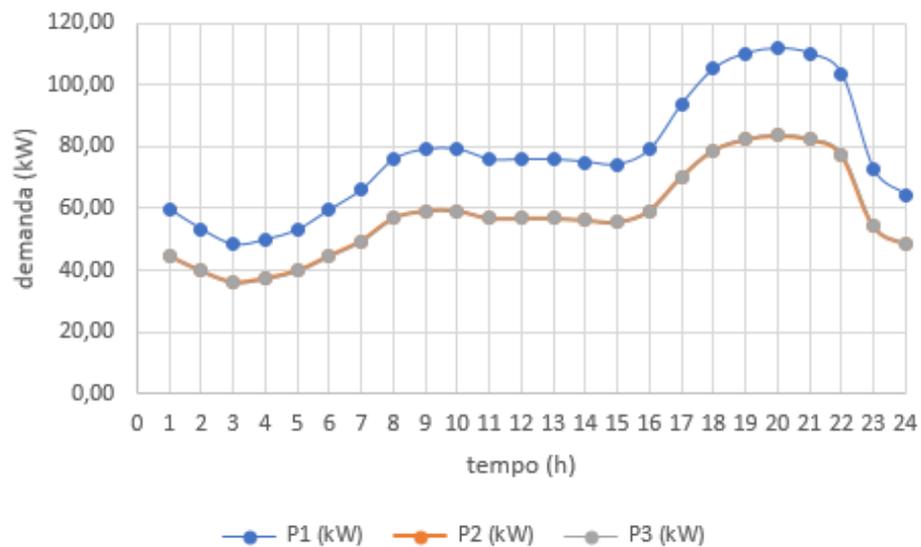
Figura 59: Monitor B: ramal com GD Fotovoltaica



- Monitor C

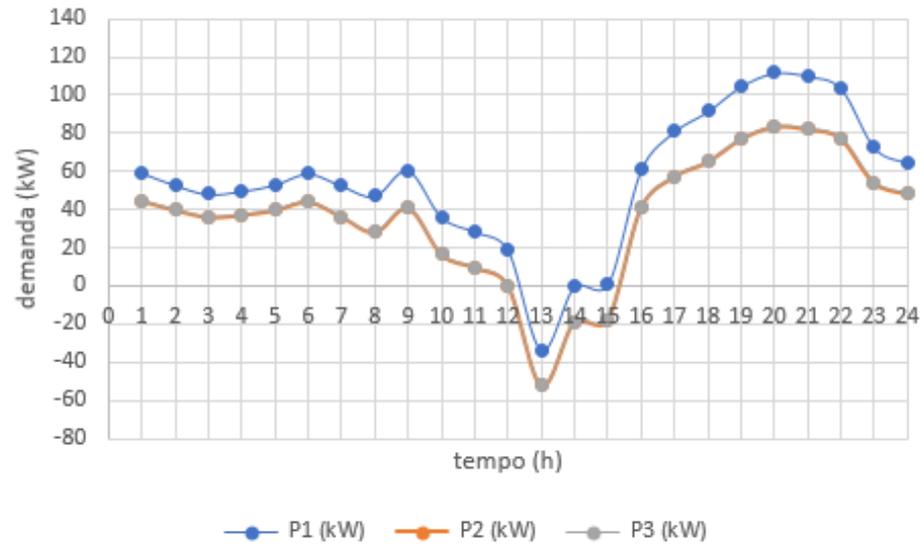
O gráfico da figura 60 mostra a demanda ativa requerida pela barra 633 e a barra 634, a primeira em alta tensão enquanto que a segunda em baixa tensão.

Figura 60: Monitor C: ramal sem GD Fotovoltaica



O gráfico da figura 61, mostra a demanda nesse ramo do alimentador, agora considerando a presença de geração solar fotovoltaica.

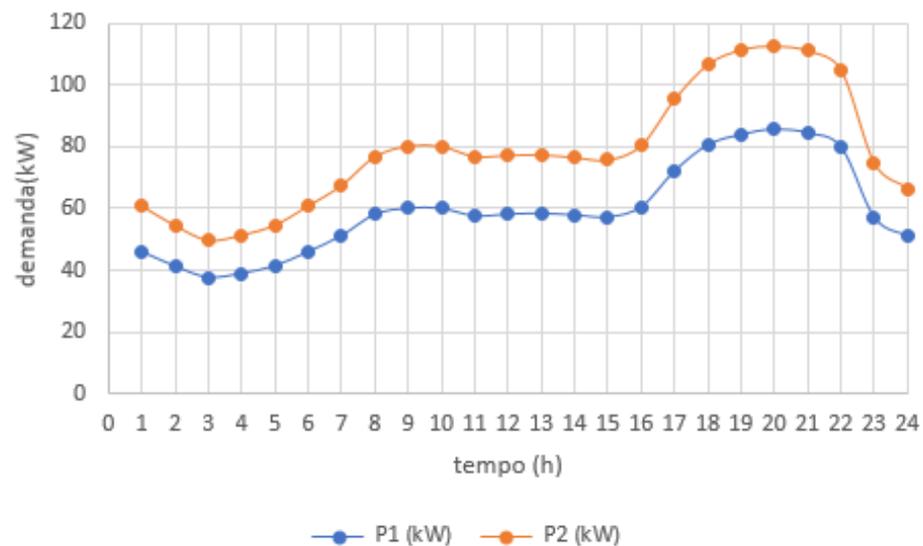
Figura 61: Monitor C: ramal com GD Fotovoltaica



- Monitor D

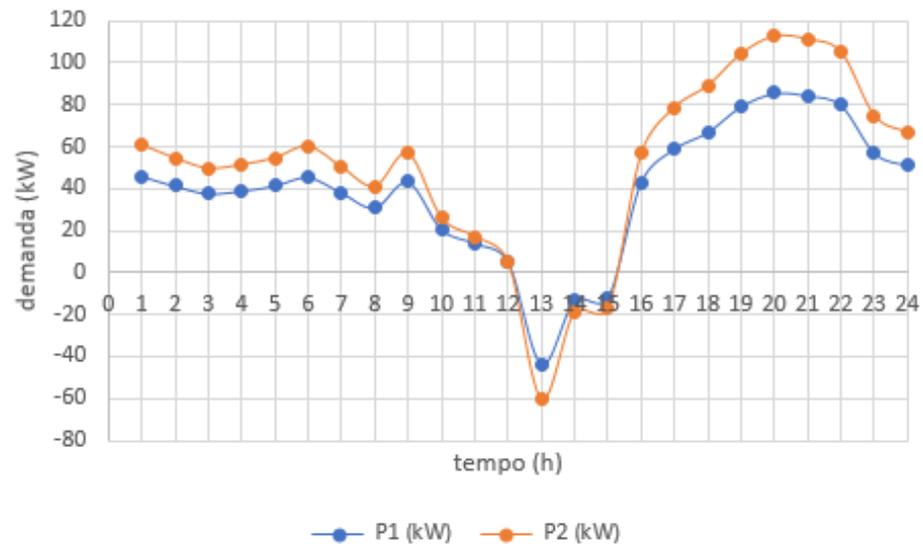
O monitor D realizou o monitoramento da demanda de potência ativa requerida pelas barras 684, 611, 652. A figura 62 mostra o comportamento da demanda para esse ramal sem a presença da geração fotovoltaica.

Figura 62: Monitor D: ramal sem GD Fotovoltaica



O gráfico da figura 63, mostra a demanda nesse ramo do alimentador, agora considerando a presença de geração solar fotovoltaica.

Figura 63: Monitor D: ramal com GD Fotovoltaica



- Monitor E

A figura 64 mostra o a demanda trifásica de potência ativa requerida pelas barras 692 e 675 sem a presença da geração fotovoltaica. Enquanto que a figura 65, já considera a demanda no alimentador considerando a presença do gerador.

Figura 64: Monitor E: ramal sem GD Fotovoltaica

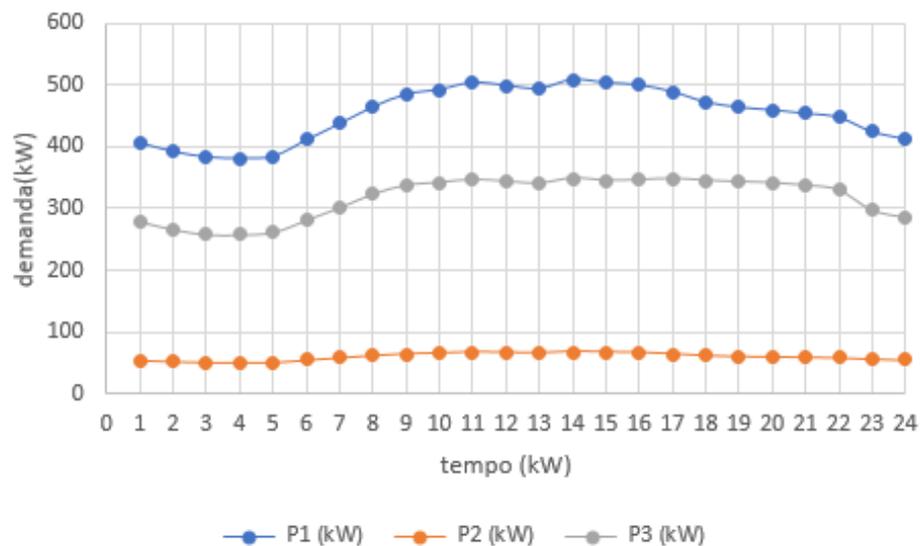
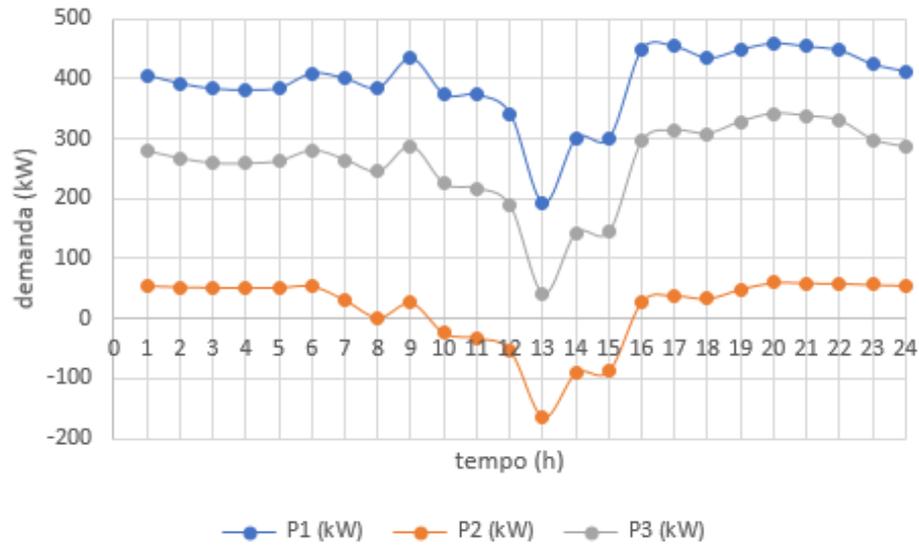


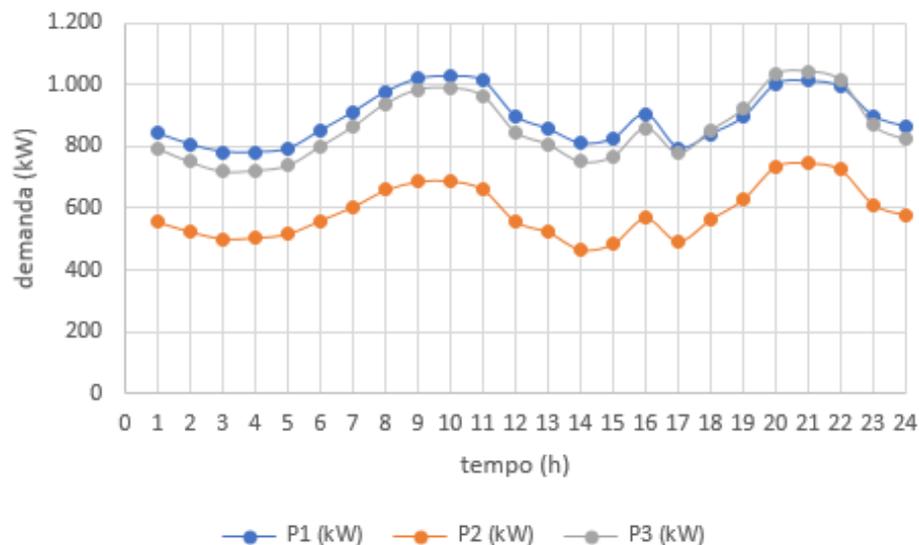
Figura 65: Monitor E: ramal com GD Fotovoltaica



- Monitor A

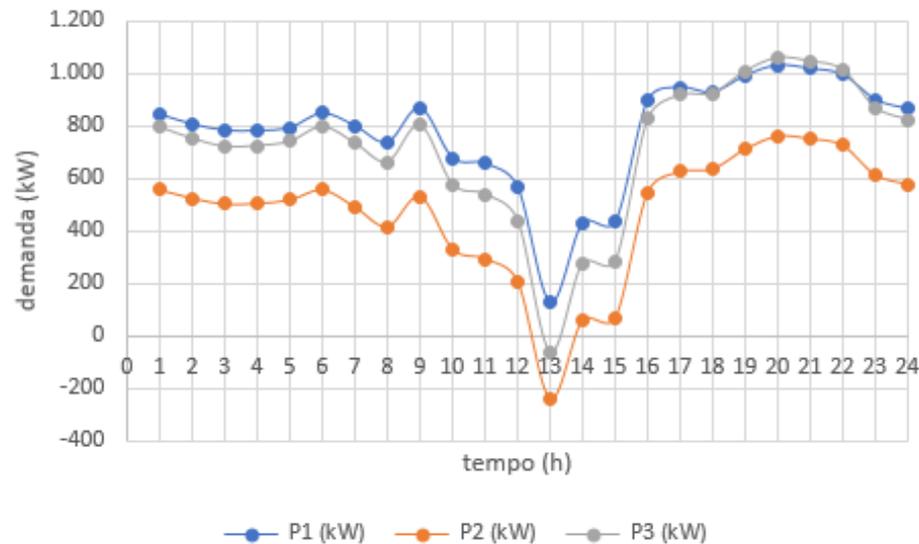
Por fim, o monitor A, mostrou a demanda de potência ativa de todas as barras do alimentador. A figura 66 mostra o comportamento dessa demanda no período de 24 horas sem considerar a presença de nenhum gerador solar nas barras do sistema. A figura 67 mostra a demanda em todos os ramos da subestação já considerando geração fotovoltaica nas barras do sistema.

Figura 66: Monitor A: ramal sem GD Fotovoltaica



Analisando os gráficos apresentados até o momento, o comportamento dos ramos do ramal de distribuição apresentaram significativa mudança na presença da

Figura 67: Monitor A: ramal com GD Fotovoltaica



geração fotovoltaica distribuída. Em horários de baixos níveis de irradiação, a geração fotovoltaica pouco interferiu no comportamento dos alimentadores. No entanto, ao passo que a irradiação diária se intensificou entre 10 e 15 horas, o carregamento dos ramos alimentadores foi diminuindo até apresentar valores negativos. Esse fato ocorreu porque a geração distribuída alocada nas cargas passou a contribuir para o fornecimento de energia, inibindo gradativamente a contribuição da subestação. Dessa forma, quando as curvas dos gráficos tocam o eixo das abscissas, significa que a geração fotovoltaica está suprindo a carga em sua totalidade, e a subestação cessou o fornecimento. Já quando as curvas do gráfico atingem valores negativos, significa que os geradores estavam produzindo mais energia do que a carga estaria consumindo. Logo, o alimentador passa a receber energia dos geradores fotovoltaicos, caracterizando penetração de potência distribuída na rede de distribuição.

De acordo com (ELLIS et al., 2011), a penetração da potência ativa da geração distribuída em redes de distribuição pode afetar o comportamento operacional da rede. Em relação a esse assunto, (QUAN et al., 2017) afirma que a penetração de geração distribuída pode ser classificada em três níveis percentuais:

1) 0% até 100%: nesse caso a geração distribuída supre até 100% da carga. E dentro desse intervalo é considerado que a operação da rede se dá de forma segura. Além disso, há contribuição para a redução das perdas de potência ativa nas linhas de transmissão e diminuição das quedas de tensão (QUAN et al., 2017).

2) 101% até 224%: para esse intervalo, significa que a geração já supriu por

completo a carga e passa a transmitir energia para a rede, a qual será suprida ou transmitida para outros ramais e, nesse caso, as perdas de potência ativa voltam a surgir (QUAN et al., 2017).

3) acima de 225%: quando a geração distribuída fornece energia em quantidades muito maiores às necessidades da carga, o comportamento operacional apresenta-se instável, pois o alto volume de fluxo de carga reverso na rede, irá proporcionar altos valores de corrente elétrica que irá danificar os condutores, diminuir a sua vida útil e acionar sistemas de proteção (QUAN et al., 2017).

Para determinar a penetração de geração distribuída dentro dos intervalos mencionados acima, é possível utilizar a formulação (15), que também foi definida de acordo com (QUAN et al., 2017).

$$P_{penetração} = \frac{P_{gd}}{P_l} \times 100 \quad (15)$$

Onde P_l é o carregamento inicial máximo admitido no alimentador e P_{gd} é a maior potência instantânea de geração fotovoltaica no alimentador.

Sendo assim, a tabela 9 mostra os valores instantâneos de geração fotovoltaica, no momento de maior intensidade de irradiação, 13 horas. Nesse caso, o carregamento inicial considerada, foi o maior consumo de energia registrado pelas cargas do alimentador.

Tabela 9: Demanda inicial e maior Potência Fotovoltaica Instantânea GD

Monitor	P_l P1	P_l P2	P_l P3	P_{gd} P1	P_{gd} P2	P_{gd} P3
A	1042	1042	1042	730	765	871
B	228,54	228,54	-	92,41	233,57	-
C	111,75	111,75	111,75	109,21	109,13	109,16
D	113	113	-	102	138	
E	509	509	509	302	230	298

Aplicando (15) de acordo com os dados da tabela 9, foi possível construir a tabela 10 a seguir.

Tabela 10: Percentual de penetração fotovoltaica nos ramos da rede em estudo

Monitor	PEN P1	PEN P2	PEN P3
A	70,06%	73,39%	83,64%
B	40,43%	102,20%	-
C	97,73%	97,66%	97,68%
D	90,51%	121,86%	-
E	59,34%	45,12%	58,60%

Avaliando a tabela 10, fica notório que todas as fases dos ramos da rede em estudo ficaram dentro dos limites satisfatórios de operação. Outro aspecto importante que a tabela 10 evidenciou, é que para um rede de distribuição desbalanceada, a porcentagem de penetração nas fases do sistema se dará também da mesma forma.

No entanto, os índices apresentados por (QUAN et al., 2017) afirmam que os primeiros 100% de geração, ficam destinados ao consumo instantâneo da carga, enquanto que o restante admissível, 124%, seria destinado ao fornecimento para a rede. Todavia, considerando cenários mais realísticos, ramais tipicamente residenciais, podem, em alguns períodos do ano, apresentar demandas extremamente reduzidas, como por exemplo em períodos de férias escolares. Dessa forma, toda a energia que seria consumida, iria ser descarregada na rede. Por exemplo, se considerar tal situação para o ramal do monitor D, a fase P2 descarregará os 121,86% excedentes na rede. O valor apresentado ainda não supera os 124% admitidos. No entanto considerando que para esse estudo admitiu-se um valor médio de irradiação, é possível que em dias mais ensolarados esse valor de segurança poderia ser superado. Segundo (KHANI et al., 2018), redes de distribuição tipicamente radial foram dimensionadas e projetadas para proceder com fluxo de potência unidirecional e, quando há intenso fluxo de potência reverso nessas redes devido à crescente inserção da geração distribuída, devem-se aplicar medidas de controle visando mitigar o fluxo de potência reverso para manter segura a operação do sistema.

Um estudo realizado por (CARNE et al., 2016) propõe a utilização de um sistema de controle eletrônico que detecta a presença de fluxo de potência reverso na rede, o que motivaria um aumento da tensão da rede de distribuição visando limitar o fornecimento de potência por parte dos inversores. Outra opção apresentada por (ALAM et al., 2013), é a de utilizar bancos de baterias junto ao ponto de conexão das unidades geradoras distribuída, visando absorver a energia fornecida nos períodos de intensa irradiação solar e descarregar tal armazenamento em horário noturno. Além de propor a utilização de um sistema de armazenamento, (CAMILO et al., 2016) propõe que haja um modelo estratégico que incentive a mudança de perfil de carga, visando ter o maior pico de demanda das cargas no mesmo período de maior produtividade dos geradores, o que caracterizaria um consumo instantâneo. Por fim, (JABR et al., 2018) afirma que com a crescente utilização de chaves inteligentes em *Smart Grids*, é possível realizar reconfiguração dos alimentadores objetivando balancear as fases do alimentadores que manifestarem um grande volume de fluxo de potência reverso na rede.

Além dos aspectos relacionados apresentados até o momento, a penetração de

geração distribuída na rede de distribuição altera o fator de potência das unidades consumidoras.

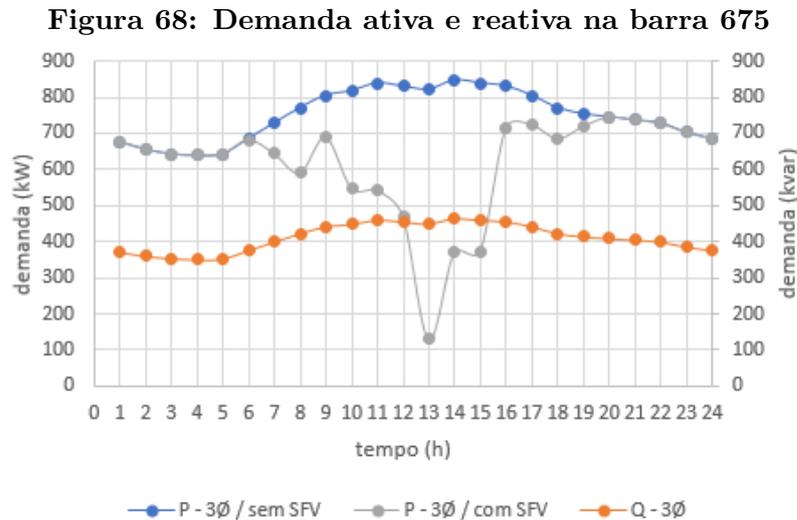
3.1.1.2 COMPORTAMENTO DO FATOR DE POTÊNCIA

De acordo com (ANEEL, 2017c), o fator de potência é definido como a razão entre potência ativa e potência aparente, de forma que o fator de potência pode ser calculado de acordo com a formula (16).

$$FP = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}} \quad (16)$$

Em (16), P representa a potência ativa demandada e Q a potência reativa demandada.

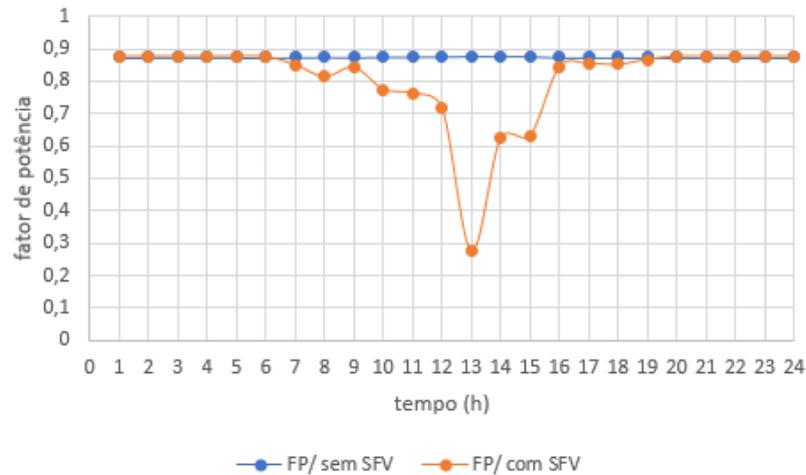
Para o estudo do fator de potência, foi realizado o monitoramento da carga alocada na barra 675. A figura 68 apresenta o comportamento da carga em um período de 24 horas, na presença e sem a presença de geração distribuída.



Em azul, é apresentada a potência ativa trifásica que a carga exige no alimentador. Já em cinza, está a potência trifásica exigida no alimentador considerando a geração fotovoltaica, ou seja, com a geração solar, mostrando que há uma queda de demanda no alimentador. Por fim, em laranja, é apresentada a demanda de potência reativa indutiva da carga, a qual não sofre alteração na presença de geração distribuída.

Portanto, aplicando (16) de hora em hora a todos os pontos da curva acima, considerando P com GD e P sem GD, foi possível deduzir que o fator de potência na unidade consumidora apresenta o comportamento registrado na figura 69.

Figura 69: Fator de potência na barra 675



A partir do gráfico da figura 69, fica claro que, como foi considerada uma carga estática, sem a presença de GD, o fator de potência permaneceu inalterado, com valor próxima ao de 0,9. Já na presença de geração distribuída, devido à diminuição de demanda ativa no alimentador, houve uma queda significativa no fator de potência da unidade consumidora. Dessa forma, considerando as legislações que visam multa para baixo fator de potência, para unidades consumidoras que ficam enquadradas nessa modalidade, devem-se empregar sistemas elétricos adequados para correção de fator de potência (FRITZEN; MORAES, 2018).

O resultado apresentado anteriormente coincide com um estudo realizado por (VIEIRA et al., 2018), no qual é apresentada uma análise do fator de potência no ponto de conexão entre um ramal alimentador da Enel Distribuidora do Ceará e o Campus Pici da Universidade Federal do Ceará. O estudo mostra que o fator de potência do campus diminui com a presença da geração solar fotovoltaica.

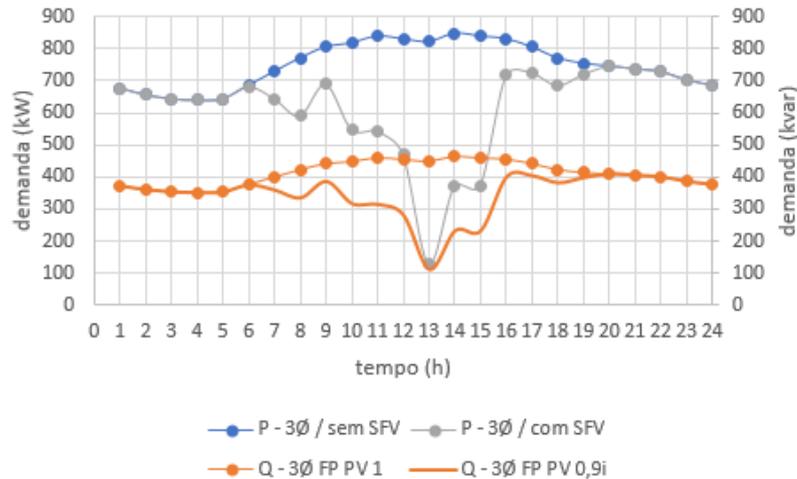
No entanto, o controle do fator de potência também pode ser realizado através das configurações internas disponíveis no inversor (OLIVEIRA et al., 2018), pois, de acordo com (ABNT, 2013), os inversores podem operar com fator de potência de acordo com as seguintes faixas de potência.

- Até 3 kW: Fator de potência Unitário com tolerância de 0,98i até 0,98c (ABNT, 2013).
- Entre 3 kW e 6 kW: Fator de potência unitário, com ajuste de 0,95i e 0,95c (ABNT, 2013).
- Acima de 6 kW: Fator de potência unitário com ajuste de 0,9i até 0,9c (ABNT,

2013).

Considerando as informações mencionadas acima, o gráfico a seguir mostra o comportamento da carga alocada na barra 675, porém, com o gerador fotovoltaico operando com fator de potência de 0,90 indutivo.

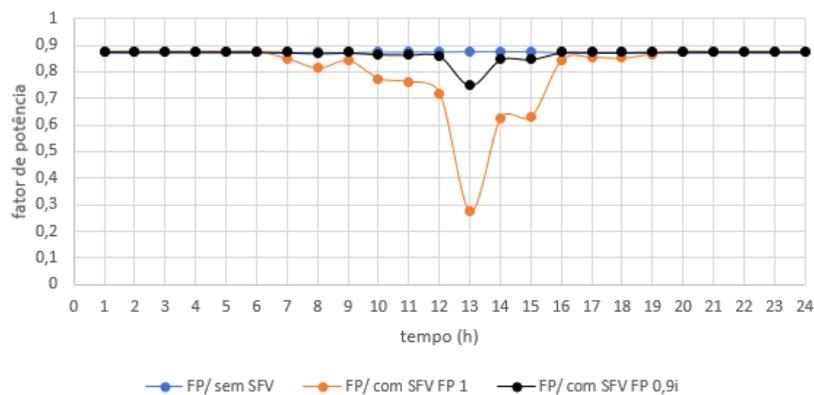
Figura 70: Demanda reativa no alimentador com gerador fotovoltaico com fator de potência 0,9i



No gráfico da figura 70, a curva em laranja sem marcação mostra que a demanda de potência reativa no alimentador diminuiu com o ajuste do inversor para 0,9 indutivo, ou seja, a geração de kvar indutivo supriu, em partes, a potência reativa indutiva demandada pela carga no instante da geração solar.

Sendo assim, o fator de potência apresentou comportamento como mostra o gráfico a seguir.

Figura 71: Fator de potência no alimentador com gerador fotovoltaico com fator de potência 0,9i



Conclusivamente, a partir da curva em preto do gráfico da figura 71, é visível

que o controle de reativos no inversor atenuou consideravelmente o decréscimo do fator de potência, apresentando valor mais baixo às 13 horas na casa dos 0,75, enquanto que, sem o ajuste, o fator de potência beirou a casa 0,25. Tal afirmação corrobora com um estudo apresentado por (OLIVEIRA et al., 2018), no qual foi feito um estudo do fator de potência de uma unidade consumidora considerando correção do fator de potência via inversor. Nesse estudo, o fator de potência saiu de aproximadamente 0,55 para 0,98, comprovando o benefício do ajuste.

Segundo (PINTO et al., 2016), utilizar fator de potência tipicamente indutivo é uma estratégia que é ótima do ponto de vista da distribuidora, pois ajuda a diminuir a demanda reativa indutiva na rede. No entanto, haverá uma diminuição nos níveis de tensão no ponto comum de conexão (PCC). Por outro lado, utilizar o fator de potência do inversor ajustado para 0,9 capacitivo, viabilizaria um aumento tensão no (PCC), de acordo com (PINTO et al., 2016).

Por fim, outra condição que pode afetar temporariamente o fator de potência é o sistema de controle interno, o qual visa corrigir os desvios tensão através de injeção de energia reativa no PCC (SOUZA et al., 2018).

Portanto, considerando as informações previamente apresentadas, é conclusivo que ajustar fator de potência trás alguns benefícios sob o aspecto da correção do fator de potência, que para a concessionária proporcionaria uma diminuição da demanda de reativo nos alimentadores e, no ponto de vista da unidade consumidora, não seriam cobradas multas por tal situação.

No entanto, os desvios no perfil de tensão devem ser avaliados quando opta-se por tal metodologia na operação, uma vez que a injeção de potência ativa, juntamente com a reativa capacitiva, contribuem para um aumento significativo no perfil de tensão do ponto comum de conexão entre rede de distribuição e unidades consumidora.

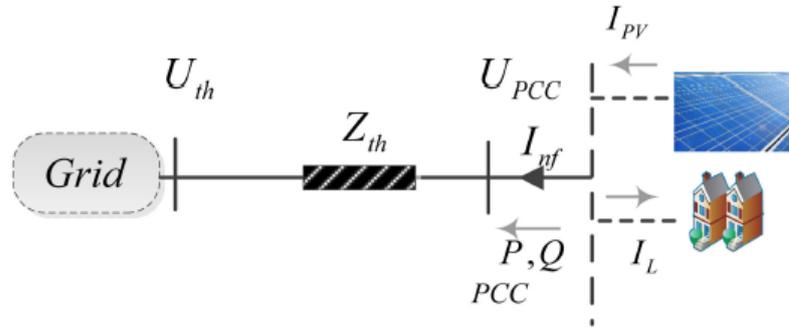
3.1.1.3 COMPORTAMENTO DA TENSÃO

Exemplificando melhor a afirmação apresentada no último parágrafo do tópico anterior, a seguir é mostrada uma análise matemática que apresenta o comportamento da tensão em função da injeção da potência ativa e reativa na rede.

A figura 72 mostra o equivalente de Thévenin de um rede de distribuição, que nele contém a U_{th} , que é tensão da subestação, o Z_{th} que é a impedância equivalente da rede, o I_{pv} que é a corrente injetada do gerador fotovoltaico, o I_L que é a corrente consumida

pela unidade consumidora, o I_{nf} que é a corrente injetada pela geração fotovoltaica, o P e o Q que representam a injeção de potência ativa e reativa na rede e, por fim, o PCC, que é a tensão no ponto de conexão do sistema.

Figura 72: Tensão no ponto comum de conexão



Fonte: (HASHEMI, 2017)

As equações apresentadas a seguir, foram retiradas de um estudo realizado por (HASHEMI, 2017), as quais mostram a relação dos parâmetros citados acima, com a tensão no ponto comum de conexão.

$$I_{nf} = I_{pv} - I_L = \frac{(S_{nf})^*}{U_{pcc}} \quad (17)$$

Em (4), I_{nf} é a corrente resultante da subtração entre a corrente do gerador solar e a corrente consumida pela carga, que pode ser representada pela potência aparente entregue ao sistema dividido pela tensão do ponto de conexão, conforme (18)

$$I_{nf} = \frac{P - jQ}{U_{th}} \quad (18)$$

Em (18), o autor igualou U_{th} com U_{pcc} , considerando que não haveriam perdas no sistema, com o objetivo de simplificar os cálculos. Sendo assim U_{pcc} ficou definido como mostra (19).

$$U_{pcc} = U_{th} + (Z_{th})X(I_{nf}) \quad (19)$$

Onde:

$$Z_{th} = R_{th} + j(X_{th}) \quad (20)$$

Expandindo Z_{th} , como é mostrado em (20) e substituindo (18) em (19), foi

possível chegar na equação (21).

$$U_{pcc} = U_{th} + \frac{(P)X(R_{th}) + (Q)X(X_{th})}{U_{th}} + j \frac{(P)X(X_{th}) - (Q)X(R_{th})}{U_{th}} \quad (21)$$

Separando (21) em parte real e imaginária, tem-se (22)

$$U_{pcc} = U_{re} + U_{im} \quad (22)$$

Logo:

$$U_{pcc} = \sqrt{U_{re}^2 + U_{im}^2} \quad (23)$$

De acordo com (STETZ et al., 2013), a parte real é muito maior que a parte imaginária e, portanto, a igualdade pode ser simplificada conforme (24).

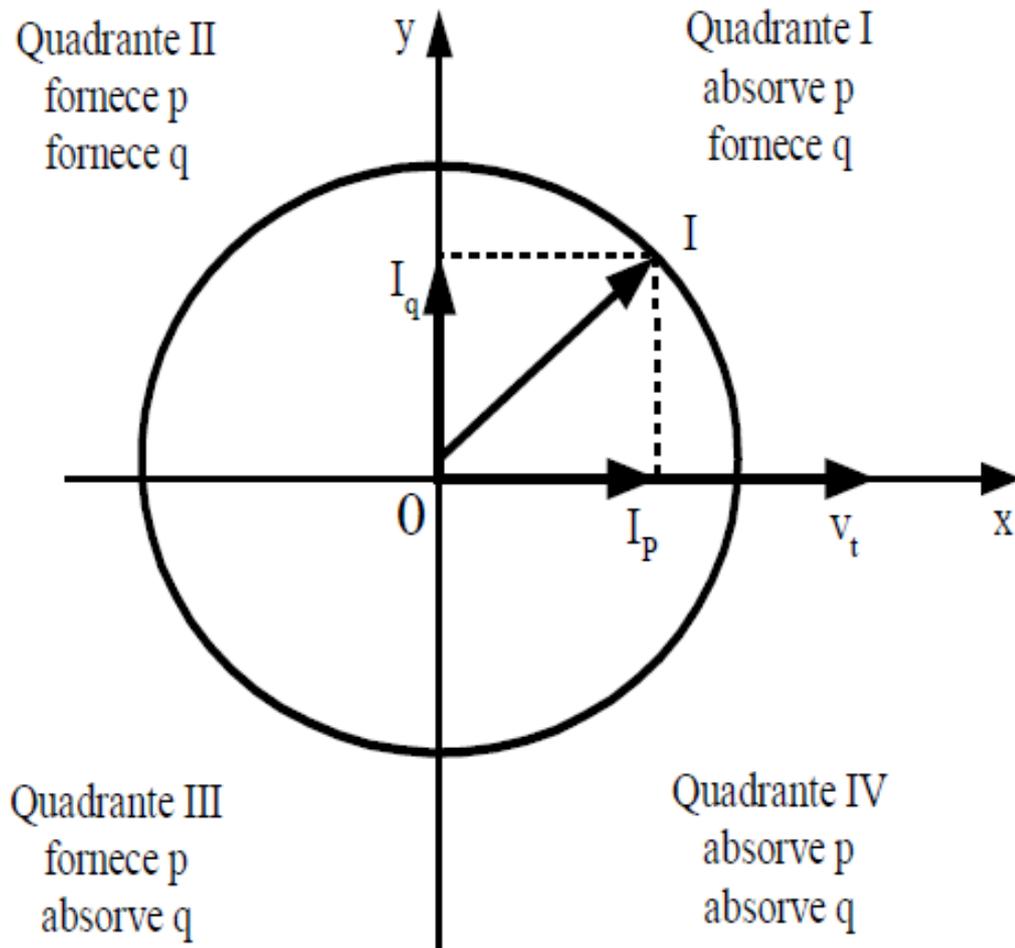
$$U_{pcc} = U_{th} + \frac{(P)X(R_{th}) + (Q)X(X_{th})}{U_{th}} \quad (24)$$

A igualdade apresentada em (24) representa, através do cálculo fasorial, o comportamento da tensão no ponto de conexão, considerando a geração distribuída, de forma que, através de sistemas de controle do inversor, pode-se modificar o perfil da tensão, alterando os parâmetros P e Q do sistema de geração. Portanto, um Sistema de Geração Distribuída que utiliza inversores para a conexão com a rede elétrica, pode operar de diferentes maneiras na interface com a rede, consumindo ou cedendo potência ativa e reativa (ALBUQUERQUE, 2012). A figura 73 mostra as possibilidades de operação da geração distribuída, conectada via inversor com a rede de distribuição.

Os quadrantes apresentados na figura 73 mostram como o sistema de controle alocado internamente nos inversores devem modificar as grandezas do sistema de geração, adotando valores fasoriais de acordo com a estratégia pretendida pelo sistema. Por exemplo, um gerador fotovoltaico que considere apenas fornecer potência ativa ao sistema de distribuição, deverá apresentar a composição fasorial mostrada na figura 74.

Na figura 74, a operação considera apenas fornecimento de potência ativa, pois a tensão do inversor (V_i) encontra-se adiantada em relação à tensão do sistema de distribuição (V_s) (ALBUQUERQUE, 2012). Nesse caso, o controle do fluxo de potência para a rede é realizado através do ângulo de defasagem entre as tensões do sistema e as do inversor. Para tal situação, não há fluxo de potência reativa na rede, pois a queda

Figura 73: Diagrama resumido de absorção e injeção de potência ativa e reativa



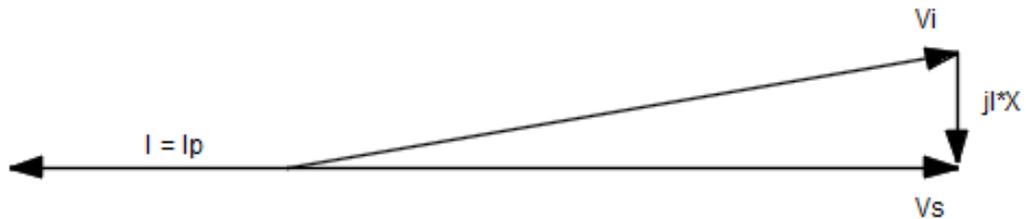
Fonte: (ALBUQUERQUE, 2012)

de tensão na reatância de conexão ficará obrigatoriamente igual ou muito próximo disso, condição garantida pelo sistema de controle do inversor (ALBUQUERQUE, 2012).

Vale observar o motivo pelo qual quanto maior a penetração de potência ativa na rede, maior a tensão no ponto de conexão, pois, imaginando que o ângulo entre V_s e V_i aumente, para garantir fator de potência unitário, para que haja fluxo de potência igual a zero, quanto maior a defasagem angular, o sistema de controle do inversor deverá aumentar o módulo da tensão, visando garantir que a relação fasorial apresentada acima permaneça em forma de triângulo retângulo.

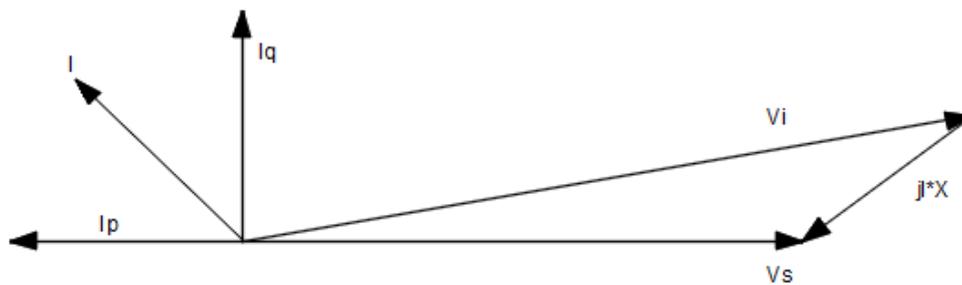
Já no caso da figura 75, a tensão do gerador está adiantada e apresenta valor muito maior do que a tensão do sistema. Nesse caso, há fornecimento de potência ativa e reativa para a rede (ALBUQUERQUE, 2012).

Figura 74: Diagrama de fornecimento de potência ativa



Fonte: (ALBUQUERQUE, 2012)

Figura 75: Diagrama de fornecimento de potência ativa

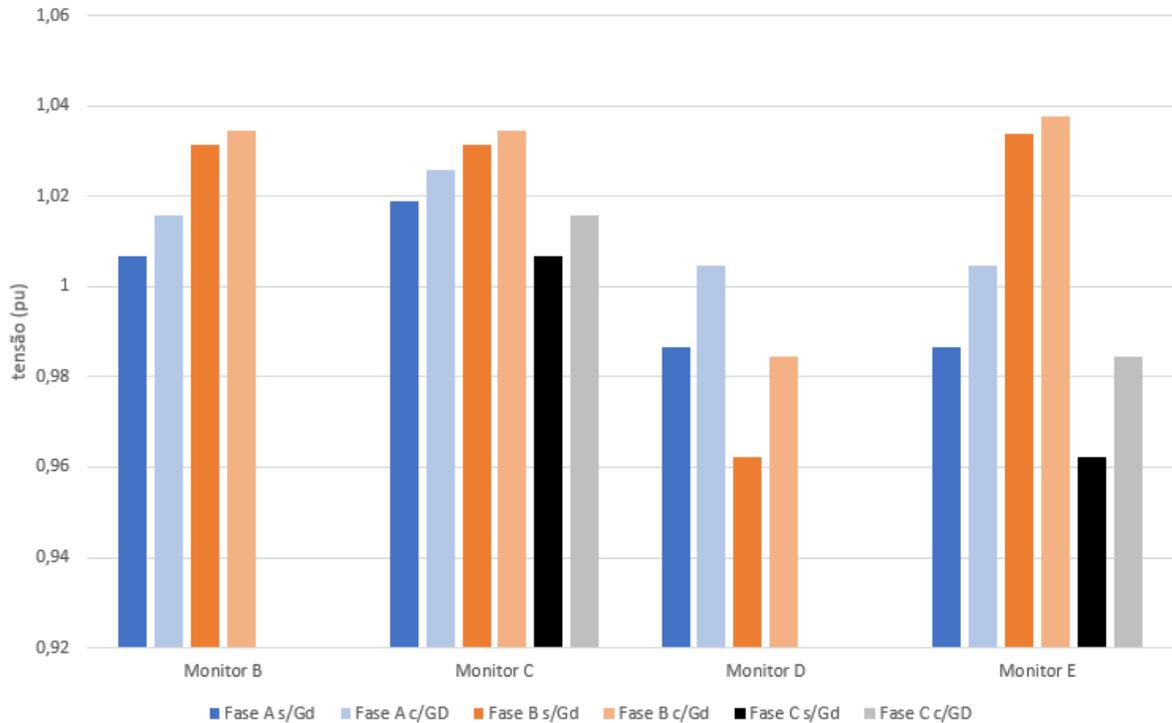


Fonte: adaptado (ALBUQUERQUE, 2012)

As duas situações mencionadas, apresentam operação no primeiro quadrante em relação às possibilidades da figura 73. O foco para a análise do comportamento da tensão na rede em estudo se deu nesse quadrante, pois busca-se avaliar o comportamento da tensão no caso de extrema possibilidade de violação nos valores máximos de tensão permitidos por uma rede de distribuição, ou seja, na injeção de potência ativa e a possibilidade de correção de fator de potência com a potência reativa.

Portanto, a figura 76 mostra o comportamento da tensão nos ramos de distribuição da rede em estudo, considerando a geração distribuída operando com fator de potência unitário, isto é, gerando apenas potência ativa ao sistema.

Figura 76: Tensão nos ramos do sistema



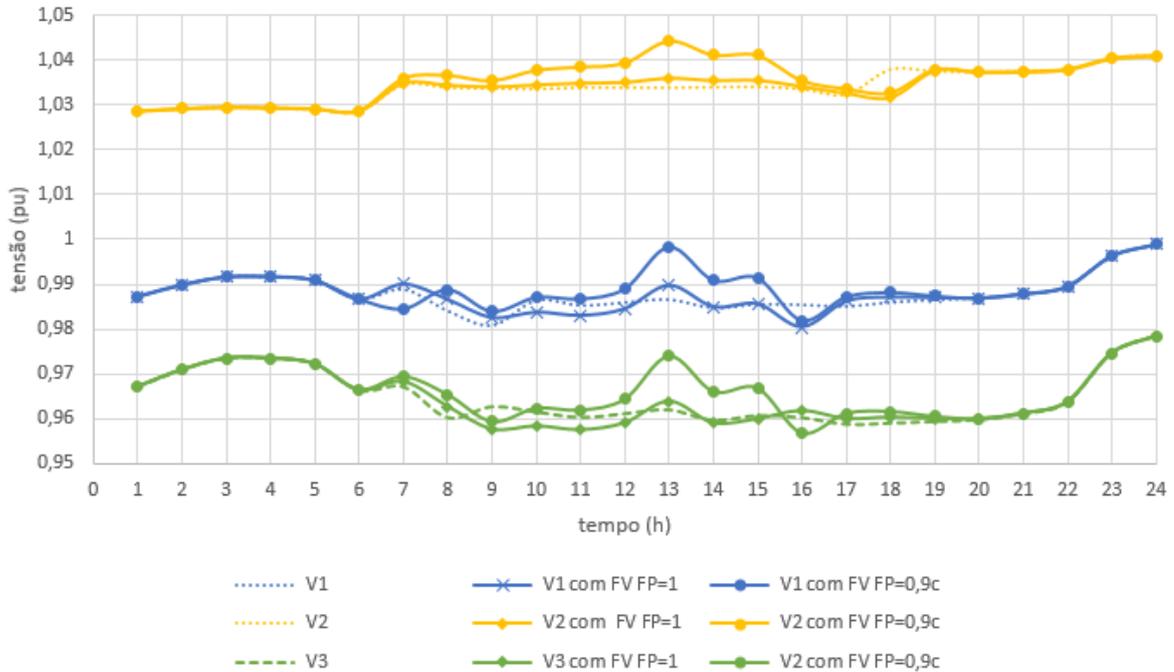
A figura anterior mostra o monitoramento dos ramos quando houve a maior incidência de radiação solar sobre os painéis fotovoltaicos alocados no sistema (13 horas). O gráfico mostra o valor instantâneo da tensão apontado pelos monitores em cada fase e seus respectivos ramos de acompanhamento. Por exemplo, o monitor B, responsável pela vistoria das barras 645 e 646, nas fases A e B, mostrou, que com a presença da GD, o sistema apresentou um aumento no valor da tensão. Tal comportamento também se repetiu para todos os outros monitores do sistema.

O desvio de tensão devido a penetração de potência ativa no sistema também foi mostrado em um estudo realizado por (ARRUDA et al., 2016). No entanto, o autor realiza a análise considerando uma carga com perfil tipicamente residencial, o qual apresenta consumo de pico diário após às 18 horas, horário diferente do de produção da geração solar. Portanto, no período entre 10 e 14 horas, o estudo mostrou que a energia gerada foi injetada em quase sua totalidade na rede, ocasionando um significativo desvio no nível de tensão. Já para o presente trabalho, como a maioria das cargas se enquadram num perfil tipicamente comercial, os geradores injetaram pouca potência na rede, pois a energia gerada, em quase sua totalidade, foi consumida instantaneamente pela carga. Dessa forma, o desvio de tensão também se apresentou de forma diminuta.

Agora, visando avaliar uma unidade consumidora que, além de fornecer potência

ativa ao sistema, também pode operar com fator de potência capacitivo, foi avaliada a tensão no ponto de conexão da carga alocada na barra 675, com o gerador solar operando com $FP=0,9c$. Neste caso, os resultados são mostrados na figura 77.

Figura 77: Tensão na barra 675 com GD- $FP=0,9c$



A figura 77 mostra o monitoramento nas 3 fases da barra, considerando 3 situações de operação: em pontilhado, sem a geração distribuída; em linha contínua com marcador em losango, com geração fotovoltaica operando com fator de potência unitário; e em linha contínua com marcador circular, com gerador fotovoltaico operando com fator de potência 0,9c. Os resultados atestam o que foi apresentado na figura 75. A operação do sistema de geração de forma capacitiva contribui para o aumento da tensão no ponto comum de conexão. O estudo realizado por (VIEIRA et al., 2018). Confirma que, unidades fotovoltaicas que operam de forma capacitiva, provocam um aumento no valor da tensão no ponto comum de conexão, enquanto que, para fatores de potência indutivos, há uma queda no perfil da tensão no mesmo ponto.

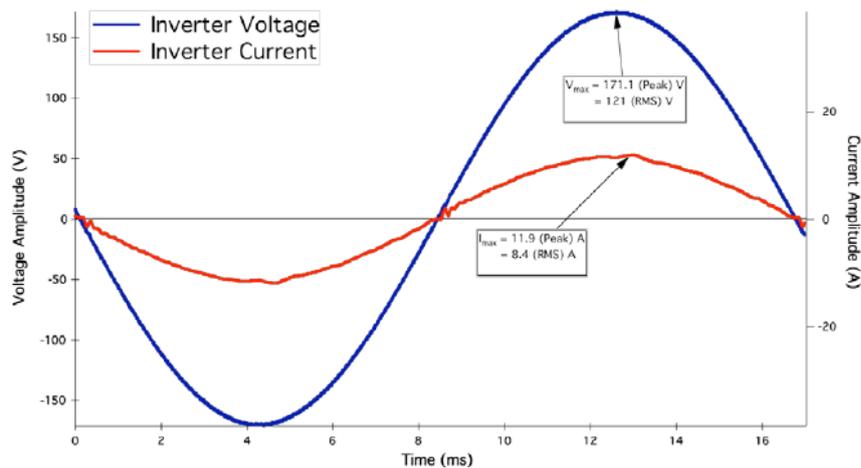
Os resultados apresentados até o presente momento dizem respeito ao fluxo de potência e suas consequências, bem como o fator de potência e o comportamento da tensão no ponto comum de conexão. No entanto, outro aspecto muito discutido é em relação ao impacto da inserção de geradores distribuídos no nível de curto-circuito da rede de distribuição, assunto tratado na seção seguinte.

3.2 NÍVEL DE CURTO CIRCUITO

Sobre esse tema, estudos internacionais datados da década de 80 e 90 já mostravam interesse sobre a real contribuição dos inversores conectados à rede na presença de curto circuito, chegando-se a conclusão que não havia um valor de referência a ser adotado (KELLER; KROPOSKI, 2010). Mais tarde, com o desenvolvimento e a intensa conscientização sobre o uso das energias renováveis, alguns estudos mostraram o comportamento dos inversores em condições de falta, comprovando que podem contribuir em até 200 % do valor de sua corrente nominal e que tal contribuição pode ser eliminada em até um ciclo (KELLER; KROPOSKI, 2010). Essa situação ocorre porque os conversores estáticos não apresentam massa rotativa como os geradores síncronos, o que diminui o tempo da falta devido a ausência do movimento de inércia da massa rotórica. Dessa maneira, o decaimento do nível do curto circuito é extremamente rápido e também pode ser controlado por sistemas de controle embarcados no próprio inversor (KELLER; KROPOSKI, 2010).

A figuras 78 e 79 foram retiradas de um estudo realizado em bancada pela NREL, mostrando o comportamento da tensão e da corrente de um inversor não comercial de 1 kW em condições normais de operação e na presença de curto-circuito.

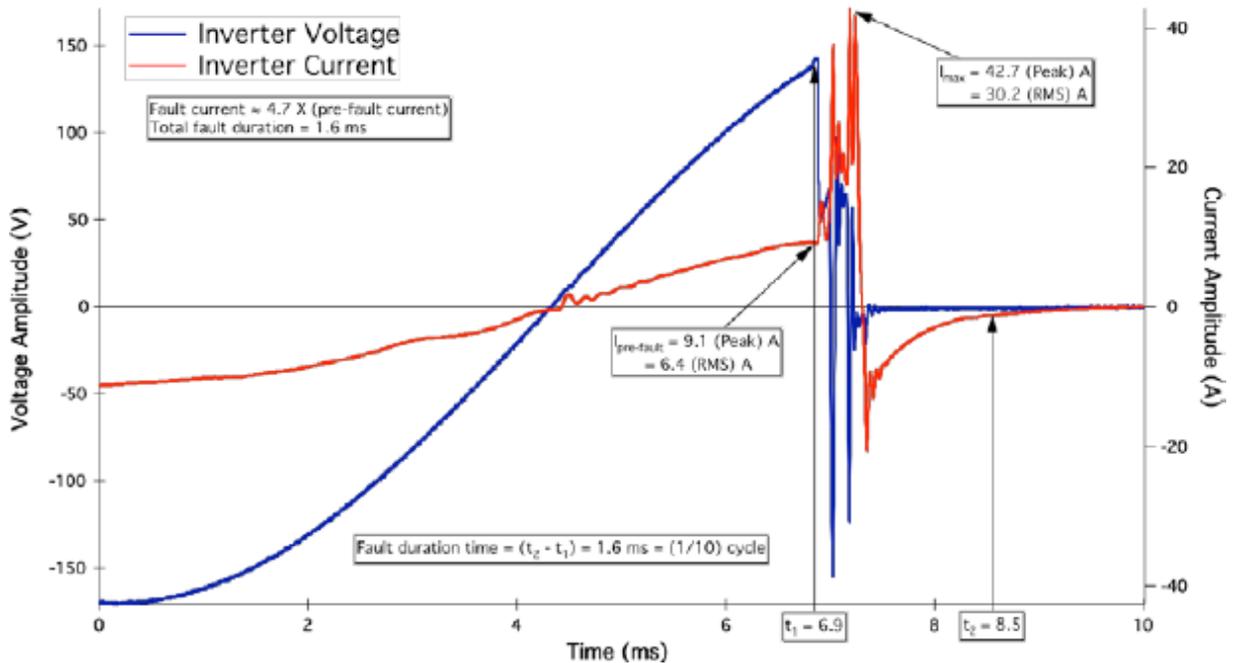
Figura 78: Inversor não comercial 1kW em operação normal



Fonte: (KELLER; KROPOSKI, 2010)

No gráfico da figura 78, nota-se que o inversor operou com uma corrente RMS de 8,4 A, corrente máxima de 11,9 A; a tensão RMS de 121 V e tensão máxima de 171,1 V. Já a figura 79, representa a mesma curva de tensão e corrente com o inversor sob um curto-circuito fase-terra.

Figura 79: Inversor não comercial 1kW em curto circuito



Fonte: (KELLER; KROPOSKI, 2010)

Observa-se no gráfico acima que a tensão e corrente sofreram intensa variação na presença do curto-circuito, de forma que a corrente nos terminais do inversor apresentou valor RMS de 30,2 A e valor máximo de 42,7 A, quase quatro vezes a corrente nominal. Verifica-se, também, que o tempo de duração da contribuição da falta é extremamente pequeno, por volta dos 1,6 ms, o que representa aproximadamente 1/10 de ciclo.

Ainda, o mesmo autor procedeu o mesmo teste com um inversor trifásico comercial de 500 kVA e os resultados para curto-circuito então obtidos são apresentados na tabela 11.

Tabela 11: Nível de curto circuito inversor comercial 500 kVA

testes	fase B - C		fase A - C		fase A - B	
	I max	duração	I max	duração	I max	duração
1	3,4 kA	1,1 ms	2,56 kA	4,25 ms	3,72 kA	1,25 ms
2	2,5 kA	1,25 ms	3,92 kA	1,25 ms	3,68 kA	1,45 ms
3	2,52 kA	1,75 ms	3,82 kA	1,5 ms	2,44 kA	1,65 ms
4	3 kA	1,2 ms	3,66 kA	1,2 ms	3,76 kA	1,45 ms
5	-	-	3,78 kA	1,2 ms	2,66 kA	1,35 ms

Fonte: adaptado (KELLER; KROPOSKI, 2010)

Através da tabela 11, verificou-se que a corrente de pico no curto-circuito

apresentou valores entre 2 a 3 vezes o valor da corrente nominal e que a mesma foi extinta entre 1,1 ms e 4,25 ms.

De acordo com o autor, o tempo de curto-circuito pode ser dividido em 3 condições: sub-transitório, transitória e o período de regime permanente. O período sub-transitório se refere aos primeiros ciclos do curto-circuito e, normalmente, dura aproximadamente 100 ms (KELLER; KROPOSKI, 2010). O período transitório pode durar aproximadamente 50 ms (KELLER; KROPOSKI, 2010) e, após a decorrência desses dois períodos, inicia-se a fase de regime permanente. Somando a média dos dois períodos, é possível afirmar que o regime permanente entraria em operação após 150 ms ou 0,15s, o que representa aproximadamente 10 ciclos. Portanto, considerando e avaliando a tabela 11, conclui-se que a contribuição dos inversores no momento da falta, dá-se em períodos sub-transitórios, com tempo de contribuição máxima de 4,25ms, o que representa aproximadamente 1/4 de ciclo.

No Brasil, a norma ABNT NBR 16149/2013, a qual trata das características da interface de conexão de sistemas fotovoltaicos com a rede elétrica de distribuição, afirma que um sistema fotovoltaico conectado com a rede de energia, quando submetido à falta, deve ser provido de um sistema de controle que suspenda o fornecimento de corrente de curto-circuito em até 1 segundo (ABNT, 2013), o que nesse caso já atingiria períodos de regime permanente.

Portanto, sabido a forma como os inversores contribuem para o aumento do nível de curto-circuito na rede de distribuição, essa parte do trabalho visa calcular o nível de curto circuito-trifásico em um ponto específico de uma rede de distribuição, considerando a penetração da geração fotovoltaica distribuída. Para tal procedimento, foi utilizada a metodologia proposta por (PETEAN, 2014), que desenvolveu, para sua tese de doutorado, uma metodologia para calcular o curto-circuito na presença da geração fotovoltaica distribuída. Na tese, o autor realizou um estudo aplicando um gerador solar em uma rede de distribuição radial e realizou os cálculos comprando-os com resultados via software, para avaliar a eficiência da sua metodologia.

O método deve seguir 3 procedimentos preliminares antes de iniciar o cálculo do curto-circuito, sendo:

a) O primeiro deles consiste em definir a reatância indutiva do elemento que conecta a GD com a rede de distribuição. Nesse caso, deve-se calcular a reatância indutiva do inversor segundo a equação (25)

$$X_{gd} = \frac{V_{inv}}{I_{c.c.inv}} \quad (25)$$

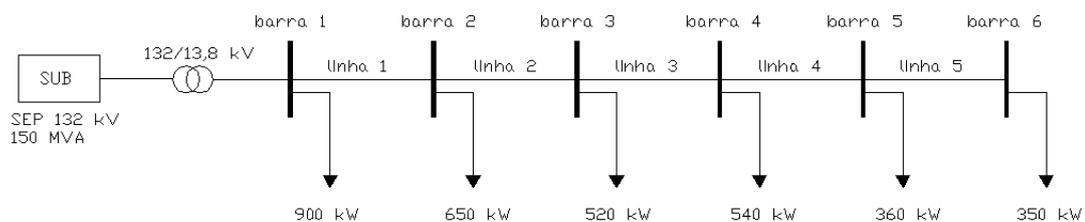
Em (25), V_{inv} e $I_{c.c.inv}$ referem-se, respectivamente à tensão nominal de saída e à corrente de curto-circuito do inversor. A tensão nominal pode ser considerada 1pu, enquanto que a corrente de curto-circuito baseia-se no valor de referência mencionado nos parágrafos anteriores e, no caso do presente estudo, foi definido como 2 vezes a corrente nominal, ou 2 pu. Portanto, substituindo esses valores em (25), chega-se à conclusão que X_{gd} apresenta valor de 0,5 pu na base do inversor.

b) o segundo passo consiste em inserir a GD nos pontos definidos na rede de distribuição em estudo. Sendo assim, há a necessidade de realizar a troca de base das GD's para a mesma base do sistema.

c) por último, usa-se a metodologia tradicional do teorema de Thevènin para o cálculo do curto-circuito trifásico.

Tomando a metodologia apresentada acima como instrumento de análise desse trabalho, a seguir é apresentada, na figura 80, uma rede de distribuição que foi submetida ao método, visando avaliar o nível de curto-circuito trifásico na presença da geração fotovoltaica distribuída. No entanto, foi considerado o limite de potência permitido pela legislação para potência fotovoltaica.

Figura 80: Rede de distribuição para teste de curto circuito



Fonte: adaptado (PETEAN, 2014)

A rede da figura 80 apresenta característica radial e é alimentada por um gerador 150 MVA com tensão de 132 kV, a qual é regularizada por um transformador delta/estrela aterrado 132/13,8 kV. A rede em 13,8 kV é constituída por 6 barras, sendo que, em cada qual, o carregamento se dá predominantemente por cargas tipicamente indutivas.

As tabelas 12 até a 14, mostram mais detalhadamente os parâmetros elétricos da rede.

Tabela 12: Parâmetros elétricos da subestação de distribuição

Parâmetros	Valores
Potência Nominal (MVA)	150
Tensão Primária (kV)	132
Tensão Secundária (kV)	13.8
Impedância (%)	10
Enrolamento Primário	Delta
Enrolamento Secundário	Estrela

Fonte: (PETEAN, 2014)

Tabela 13: Resistência e reatância das linhas do sistema teste

Linha	Resistência	Reatância
Linha 1	0,5624	2,5318
Linha 2	0,5000	2,2505
Linha 3	0,6248	1,4066
Linha 4	0,5000	1,1252
Linha 5	0,3750	0,8439

Fonte: (PETEAN, 2014)

Tabela 14: Carregamento por barra e geração fotovoltaica por barra

Barras	Carregamento	Geração Fotovoltaica
Barra 1	900 kW	12 x 75 kWp
Barra 2	650 kW	8 x 75 kWp + 50 kWp
Barra 3	520 kW	6 x 75 kWp + 70 kWp
Barra 4	540 kW	7 x 75 kWp + 15 kWp
Barra 5	360 kW	4 x 75 kWp + 60 kWp
Barra 6	350 kW	4 x 75 kWp + 50 kWp

As tabelas 12 e 13 mostram os parâmetros elétricos da subestação de distribuição e das linhas entre as barras. Já a tabela 14 mostra o carregamento ativo das barras, bem como a geração fotovoltaica distribuída nelas conectada.

Para definição da potência da geração, considerou-se que, o carregamento das barras representam a demanda contratada de uma unidade consumidora e, de acordo com a legislação vigente, a unidade consumidora pode instalar a potência fotovoltaica de acordo com sua demanda perante a concessionária. Dessa forma, por exemplo, a unidade consumidora da barra 1 pode instalar um gerador fotovoltaico conectado à rede de 900 kWp; barra 2, 650 kWp; e assim por diante. A terceira coluna da tabela 14 mostra a composição elétrica da instalação da geração fotovoltaica; decidiu-se por instalar a geração em cada barra em frações de 75kW. Por exemplo, a unidade consumidora da barra 1, com uma demanda contratada de 900 kW, possui 12 geradores de 75 kWp, o que totaliza 900

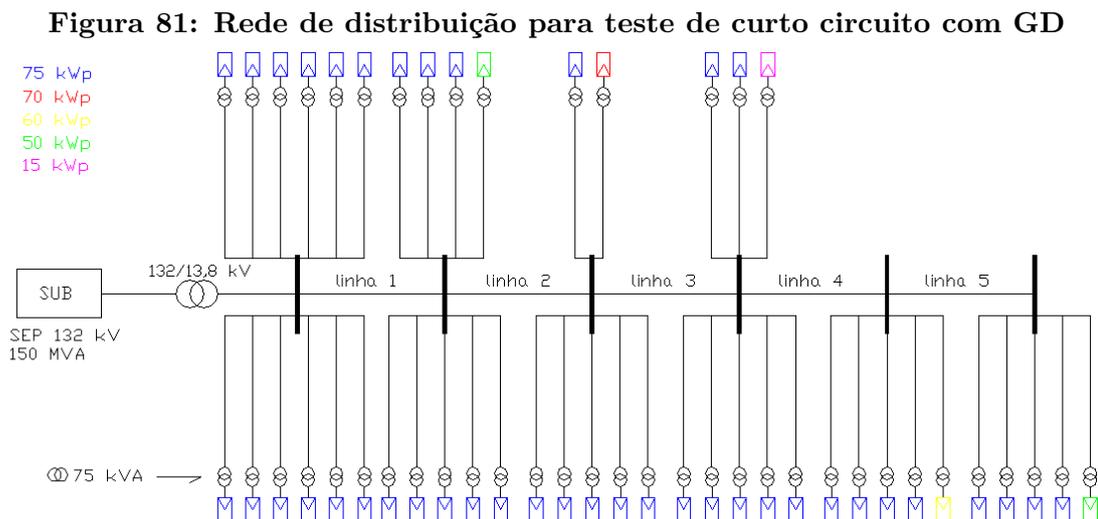
kWp; para a barra 2, 8 geradores de 75 kWp que totaliza 600 kWp, e para completar os 650 kW, mais um gerador de 50 kWp; a mesma lógica foi aplicada a todas as barras. Os inversores de até 75 kW apresentam tensão alternada com valor de 380 volts. Logo, para a conexão com a rede de distribuição em 13.800 volts, houve a necessidade de utilizar um transformador para a conexão de cada gerador solar, conforme tabela 15.

Tabela 15: Transformador de conexão gerador/rede

Potência(kVA)	75
Tensão (kV)	0.380/13.8
Reatância (%)	3,11
Conexão	Y/D

Fonte: (FILHO, 2010)

Dessa forma, a disposição da rede com a geração solar fotovoltaica distribuída ficou como apresentado na figura 81.

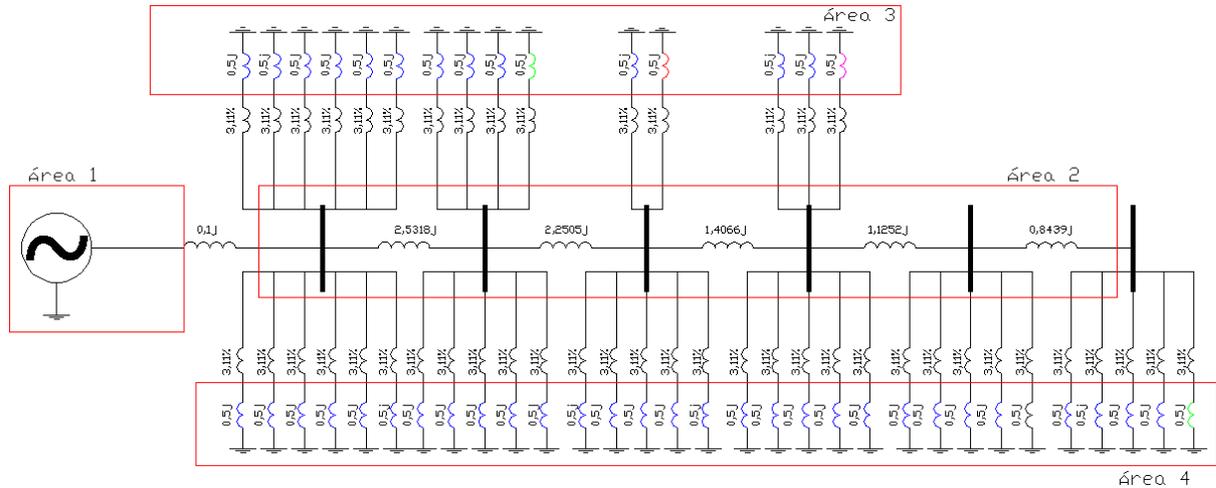


Fonte: adaptado (PETEAN, 2014)

A seguir é apresentada a figura do diagrama unifilar contendo as impedâncias do sistema ainda sem base unificada.

A figura acima foi dividida em 4 áreas, cada qual com seu nível de potência. Para o cálculo do curto-circuito foi utilizado o sistema por unidade para a realização dos cálculos, sendo a base geral do sistema definida como referente à área 1. Para a mudança das bases, foram utilizadas as equações propostas por (STEVENSON, 1974). A tabela 16 mostra as áreas e suas respectivas bases já readequadas em função da base da área 1.

Figura 82: Rede de distribuição teste disposta com impedâncias



Fonte: adaptado (PETEAN, 2014)

Tabela 16: Áreas e suas respectivas medidas de base para o sistema

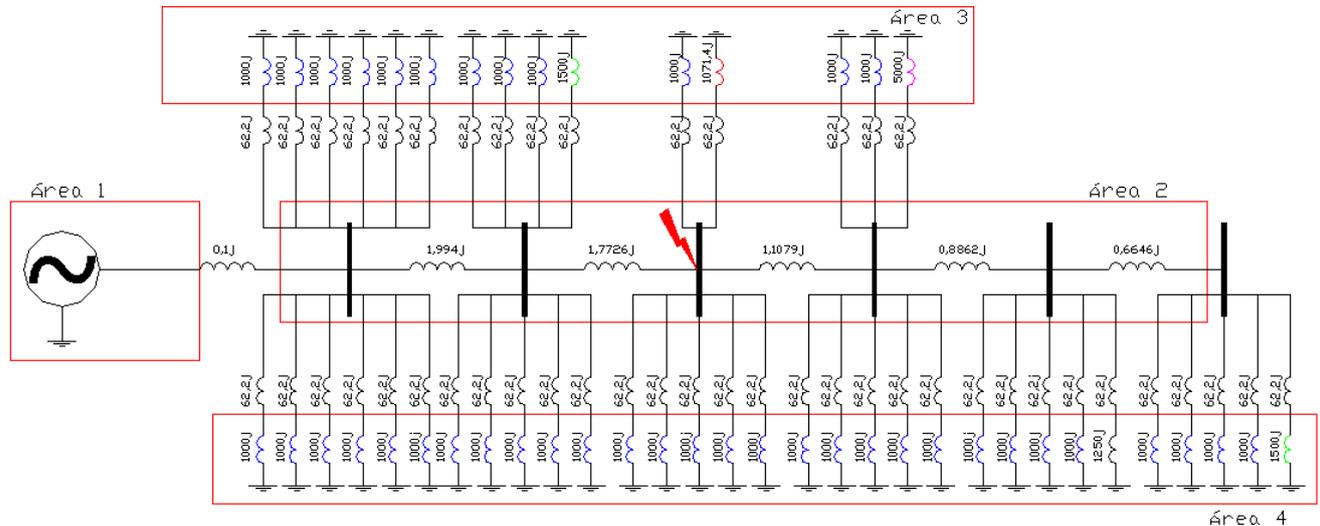
Área	Potência de Base	Tensão de Base	Impedância de Base
1	150 MVA	132 kV	116,16
2	150 MVA	13,8 kV	1,2696
3	150 MVA	0,380 kV	0,000962
4	150 MVA	0,380 kV	0,000962

Baseado na tabela 16, a figura 83 mostra o diagrama da rede de distribuição já com a impedâncias na mesma base para cálculo.

O cálculo do curto-circuito trifásico foi realizado na barra 3, bem como mostra a marcação da figura 83. O cálculo foi realizado em sete etapas: a primeira considerou a rede sem nenhum gerador distribuído; em seguida, fez-se o cálculo considerando apenas a GD na barra 1; após, fez-se o cálculo com GD na barra 1 e na barra 2, e assim por diante, até que todas as barras estivessem carregadas com todos os geradores, o que totalizou 100% do carregamento de geração distribuída permitido legalmente para a rede em estudo. Vale salientar, também, que a barra 3 foi elegida aleatoriamente para os cálculos.

Por fim, a tabela 17 mostra os resultados alcançados para o curto-circuito trifásico na barra 3.

Figura 83: Rede teste com impedâncias na mesma base



Fonte: adaptado (PETEAN, 2014)

Tabela 17: Nível de curto circuito trifásico na barra 3 em função da penetração da geração fotovoltaica

cenários	barras carregadas	GD inserida (kWp)	GD total do sistema (kWp)	C.C
1	0	0	0	1622,98 A
2	1	900 kWp	900 kWp	1623,04 A
3	1 e 2	650 kWp	1550 kWp	1637,98 A
4	1,2 e 3	520 kWp	2070 kWp	1678,92 A
5	1,2,3 e 4	540 kWp	2610 kWp	1721,20 A
6	1,2,3,4 e 5	360 kWp	2970 kWp	1757,15 A
7	1,2,3,4,5 e 6	350 kWp	3320 kWp	1762,85 A

Da tabela acima, conclui-se que o aumento no nível de curto-circuito, considerando nenhum carregamento nas barras até o máximo nível de carregamento permitido pela legislação, não sofre uma variação significativa. Nesse caso, houve um aumento de 139,87 A, o que representa um aumento de 8,62%. O resultado apresentado anteriormente corrobora com estudos realizados por (AFIFI et al., 2014), (KRUPA et al., 2019) e (Mourad; Mohamed, 2015), nos quais os autores afirmam que, dentre todas as possibilidades de ação do curto-circuito, na presença da geração fotovoltaica distribuída, a falta trifásica é a mais severa e, mesmo assim, o seu acréscimo é pouco significativo para o sistema de energia.

3.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O capítulo mostra o comportamento da geração fotovoltaica distribuída aplicada à dois sistemas de distribuição distintos, cumprindo com as demandas expostas nos objetivos específicos. Foram analisados pontos que mostram o comportamento de um rede de distribuição considerando larga aplicação de geração fotovoltaica, realidade que no Brasil, ainda não foi alcançada. Portanto, tais análises contribuem para prever e analisar o comportamento de uma rede real com larga penetração de geração fotovoltaica, pois, como já mencionado, a inserção dessa modalidade de geração está aumentando substancialmente nos últimos anos.

4 CONCLUSÃO

Todas as análises e verificações apresentadas nesse trabalho visaram observar o comportamento de uma rede de distribuição de energia sob a influência de larga penetração de geração fotovoltaica distribuída. O nível de geração distribuída adotada em todas as simulações obedeceu os limites descritos na resolução 482/2012 e suas atualizações que estão vigentes até o presente momento.

A primeira etapa da análise consistiu em definir a potência dos geradores fotovoltaicos em função do consumo de energia elétrica atribuído às barras do primeiro sistema de distribuição. Nessa etapa, pôde-se verificar que, para a compensação completa da energia das unidades consumidoras, seriam necessários geradores com potência maior que as que foram consideradas. Foram então consideradas potências menores em função da potência máxima de entrada adotada para as fictícias unidades consumidoras. Essa limitação é mandatória de acordo com a legislação vigente, o que influencia diretamente no comportamento do fluxo de potência da rede, pois geradores mais potentes providenciariam menores demandas do alimentador e maior fluxo de potência reverso, o que, por sua vez poderia desequilibrar o funcionamento da rede de energia, trazendo problemas com a proteção da rede, regulação de tensão e fator de potência.

O fluxo de potência evidenciou a relação existente entre curva de consumo da unidade consumidora e período de geração solar. Nesse trabalho, foram considerado unidades consumidoras predominantemente comerciais/industriais, o que consiste em alto nível de consumo em horário comercial brasileiro, coincidindo com o período de geração fotovoltaica. Dessa maneira, a energia produzida é instantaneamente consumida, o que diminui a demanda do alimentador e também o fluxo de potência reverso. Seguindo essa lógica, em ramais predominantemente residenciais em que a demanda energética é baixa em períodos diurnos, haverá intensa retroalimentação na rede para compensação de créditos em períodos pertinentes.

O comportamento do fator de potência exige cuidados para unidades consumidoras que se enquadram em faturamento para excesso de reativos, já que, nesses casos, há diminuição na demanda de carga ativa da rede enquanto que o fluxo de potência direto de reativos permanece constante, ocasionando uma redução significativa do fator de potência, principalmente, por volta do meio dia, momento em que há maior volume produtivo por parte do gerador solar. A utilização de banco de capacitores se apresenta como forma mais tradicional para a solução do problema e exige um investimento adicional

para instalação e aquisição dos bancos. Outra solução viável é a configuração dos inversores visando corrigir ou amenizar o fluxo de reativos da rede, o que se apresenta como uma forma mais viável financeiramente para solucionar o problema. No entanto, deve-se avaliar o impacto dessa solução técnica no comportamento da tensão no ponto de conexão do sistema de geração junto à rede de distribuição.

Ainda com relação às tensões, a variação do perfil da tensão apresentou um aumento quando houve retroalimentação na rede. Essa ocorrência não foi muito significativa pois os níveis de fluxo de potência reverso, em todos os ramos da rede, foram bem pequenos.

Por fim, para a análise do curto-circuito trifásico, foi considerada uma rede radial e unidades consumidoras com potência de geração fotovoltaica no limite permitido pela legislação. Os resultados foram bem satisfatórios, pois, para uma larga penetração de geração fotovoltaica, o nível de curto-circuito não apresentou um aumento significativo no estudo, evidenciando que os sistemas de proteção tradicional da rede irão operar de forma seletiva e coordenada na presença da geração distribuída. Obviamente que, em caso de sistemas de proteção com intervalos de coordenação muito pequenos ou no limite, um pequeno aumento do curto-circuito irá mexer na coordenação e seletividade da rede. No entanto, essa análise visualizou uma rede com cem por cento de geração distribuída permitida pela legislação, fato que, no Brasil, irá demorar alguns anos para acontecer.

Portanto, os quatro aspectos analisados nesse trabalho pouco impactaram a estrutura da rede de distribuição. O fluxo de potência reverso, nível de curto circuito e a variação de tensão não apresentaram valores críticos que pudessem comprometer o funcionamento da rede. Apenas o fator de potência merece maior atenção quando aplicada à unidades consumidoras tipicamente indutivas, pois o seu valor pode apresentar valores bem críticos. O sucesso técnico apresentado se dá pelo fato de a legislação limitar os níveis de potência de instalação de geração solar nas rede de distribuição, o que garante uma interação saudável entre a rede de energia e os geradores distribuídos.

REFERÊNCIAS

- ABNT. **NBR 11704 - Sistemas Fotovoltaicos - Classificação**. 2008.
- ABNT. **NBR 16149 - Sistemas Fotovoltaicos - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição**. 2013.
- AFIFI, S.; DARWISH, M.; TAYLOR, G. Impact of photovoltaic penetration on short circuit levels in distribution networks. In: **International Conference on Renewable Energy and Power Quality Conference**. 2014. v. 17, p. 1958–1966.
- ALAM, M. J. E.; MUTTAQI, K. M.; SUTANTO, D. Mitigation of rooftop solar PV impacts and evening peak support by managing available capacity of distributed energy storage systems. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 28, n. 4, p. 3874–3884, nov. 2013. ISSN 0885-8950.
- ALBUQUERQUE, F. L. de. **Sistema Solar Fotovoltaico Conectado à Rede Elétrica Operando como Gerador de Potência Ativa e Compensador de Potência Reativa**. 2012, 2012.
- ANEEL. **Resolução Normativa 482**. 2012. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>>.
- ANEEL. 0056/2017-srd/aneel. **Nota Técnica**, 2017.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição - Módulo 3**. 2017.
- ANEEL. **Procedimentos de Distribuição - Módulo 8**. 2017.
- ARRUDA, L. B.; SCHETINGER, A. M.; BORBA, B. S. M. C.; DIAS, D. H. N.; MACIEL, R. S.; DIAS, B. H. Maximum PV penetration under voltage constraints considering optimal sizing of bess on brazilian secondary distribution network. **IEEE Latin America Transactions**, v. 14, n. 9, p. 4063–4069, set. 2016. ISSN 1548-0992.
- BARBI, I.; MARTINS, D. C. Introdução ao estudo dos conversores cc-ca. **Edição dos autores**, 2005.
- BOYLESTAD, R. L.; LOUIS, N. **Dispositivos Eletrônicos e Teoria de Circuitos**. São Paulo: Ed 8. Prentice Hall, 2004.
- BRITO, S. d. S. Energia solar princípios e aplicações. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica**, 2003.
- CAMILO, F. M.; CASTRO, R.; ALMEIDA, M. E.; PIRES, V. F. Self-consumption and storage as a way to facilitate the integration of renewable energy in low voltage distribution networks. **Transmission Distribution IET Generation**, v. 10, n. 7, p. 1741–1748, 2016. ISSN 1751-8687.

CARNE, G. D.; BUTICCHI, G.; LISERRE, M. Reverse power flow control in a st-fed distribution grid. In: **Proc. IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)**. 2016. p. 1–5.

CAVALIN, G.; CERVELIN, S. **Instalações elétricas prediais: conforme norma NBR 5410: 2004**. 13. ed. Ed. Érica, 2005.

CK, S. D.; SUNITHA, R. The effect of increased penetration of photovoltaic generation on steady state voltage of a power transmission system. **International Conference on Advanced Trends in Engineering and Technology**, 2014.

COPEL. **NTC 841001 - Projeto de Redes de Distribuição Urbana**. 1999.

COPEL. **NTC 831001 - Projeto de Redes de Distribuição Rural**. 2002.

COPEL. **NTC 841100 - Projeto de Redes de Distribuição Compacta Protegida**. 2013.

COPEL. **NTC 841200 - Projeto de Redes de Distribuição Secundária Isolada**. 2013.

COPEL. **NTC 903100 - Fornecimento em Tensão Primária de Distribuição**. 2013.

COPEL. **NTC 905200 - Acesso de micro e minigeração Distribuída ao sistema da copel**. 2014.

COPEL. **NTC 901100 - Fornecimento em Tensão Secundária de Distribuição**. 2016.

ELLIS, A.; BEHNKE, M.; BARKER, C. Pv system modeling for grid planning studies. In: CITESEER. **Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2011 37th IEEE**. 2011. p. 002589–002593.

EPE. Inserção da geração fotovoltaica distribuída no brasil-condicionantes e impactos. **Nota Técnica. Rio de Janeiro**, 2014.

EPRI. **OpenDss PVSystem Element Model**. 2011.

FILHO, J. M. **Manual de Equipamentos Elétricos** . 3. ed. Grupo Gen-LTC, 2005.

FILHO, J. M. **Instalações Elétricas Industriais** . 8. ed. Grupo Gen-LTC, 2010.

FILHO, J. M.; MAMEDE, D. R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Grupo Gen-LTC, 2000.

FILHO, W. P. B.; AZEVEDO, A. C. S. d. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. In: **II Simposio de estudos e pesquisas em ciencias ambientais na Amazonia**. 2013.

FREITAS, P. R. R. de. Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software opendss. **Universidade de São Paulo, Graduação em Engenharia Elétrica**, 2015.

FRITZEN, P.; MORAES, F. Avaliação técnica de um alimentador de distribuição com geração fotovoltaica distribuída. In: **XI Congresso Brasileiro de Planejamento Energético**. 2018.

FRITZEN, P. C. Projeto de proteção em redes de distribuição de energia. notas de aula. 2018.

HASHEMI, S. Methods and strategies for overvoltage prevention in low voltage distribution systems with PV. **IET Renewable Power Generation**, v. 11, n. 2, p. 205–214, 2017. ISSN 1752-1416.

INMET. **Estações Automáticas**. 2017. Disponível em: <www.inmet.gov.br>.

INMETRO. **Portaria 004/2011**. 2011. Disponível em: <<http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC001652.pdf>>.

INPE. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais, 2017.

JABR, R. A.; DZAFIC, I.; HUSEINAGIC, I. Real time optimal reconfiguration of multiphase active distribution networks. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 6, p. 6829–6839, nov. 2018. ISSN 1949-3053.

JUNIOR, J. U. **Sistemas fotovoltaicos conectados a redes de distribuição urbanas: sua influência na qualidade da energia elétrica e análise dos parâmetros que possam afetar a conectividade**. 2010. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Florianópolis, 2010.

KELLER, J.; KROPOSKI, B. D. **Understanding fault characteristics of inverter-based distributed energy resources**. National Renewable Energy Laboratory, 2010.

KHANI, H.; EL-TAWEEL, N.; FARAG, H. E. Z. Real-time optimal management of reverse power flow in integrated power and gas distribution grids under large renewable power penetration. **Transmission Distribution IET Generation**, v. 12, n. 10, p. 2325–2331, 2018. ISSN 1751-8687.

KOSOW, I. L. **Máquinas elétricas e transformadores**. 15. ed. Globo, 2005.

KRUPA, A. A.; MORAES, F. A.; FRITZEN, P. C. Study on fault currents contributed by distributed photovoltaic generation. In: **2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)**. IEEE, 2019.

LIU, Y.; BEBIC, J.; KROPOSKI, B.; BEDOUT, J. de; REN, W. Distribution system voltage performance analysis for high-penetration PV. In: **Proc. IEEE Energy 2030 Conf.** 2008. p. 1–8.

LUIZ, C. M. Avaliação dos impactos da geração distribuída para proteção do sistema elétrico. **Universidade Federal de Minas Gerais–UFMG, Escola de Engenharia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica–PPGEE. Belo Horizonte, MG**, 2012.

MONTICELLI, A. J. **Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica**. Edgard Blucher, 1983.

Mourad, N.; Mohamed, B. Short circuit current contribution of distributed photovoltaic integration on radial distribution networks. In: **Proc. 4th Int. Conf. Electrical Engineering (ICEE)**. 2015. p. 1–4.

OLIVEIRA, J. P. S.; SANTOS, I. N.; MOURA, L. P. Analysis of power factor and reactive power measured in industrial environment with distributed generation. In: **Proc. Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)**. 2018. p. 1–6.

PETEAN, D. **Metodologia para avaliação da influência de geradores distribuídos nos níveis de curto-circuito em sistemas de distribuição de energia**. 2014. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2014.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Grupo de trabalho de energia solar–GTES**. 2014.

PINTO, A.; ZILLES, R.; BET, I. Excedente de reativos em sistemas fotovoltaicos conectados à rede. **Revista Brasileira de Energia Solar**, v. 3, n. 2, p. 110, 2016.

PRAZERES, R. A. dos. **Redes de Distribuição de Energia Elétrica e Subestações**. 22. ed. Base Editorial, 2010.

QUAN, H.; LI, B.; XIU, X.; HUI, D. Impact analysis for high-penetration distributed photovoltaic generation integrated into grid based on digsilent. In: **Proc. IEEE Conf. Energy Internet and Energy System Integration (EI2)**. 2017. p. 1–6.

RAMPIENELLI, G. A.; KRENZINGER, A.; ROMERO, F. C. **Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos**. 2018. Disponível em: <<https://revistas.unicentro.br/index.php/RECEN/article/viewFile/2428/2231>>.

SHORT, T. A. **Electric power distribution handbook**. CRC press, 2014.

SOUZA, P. A.; SANTOS, G. B. D.; MARIANO, D. B. V. Analysis of active and reactive power injection in distributed systems with photovoltaic generation. In: **Proc. Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)**. 2018. p. 1–6.

STETZ, T.; MARTEN, F.; BRAUN, M. Improved low voltage grid-integration of photovoltaic systems in Germany. **IEEE Transactions on Sustainable Energy**, v. 4, n. 2, p. 534–542, abr. 2013. ISSN 1949-3029.

STEVENSON, W. D. **Elementos de análise de sistemas de potência**. McGraw-Hill do Brasil, 1974.

VIEIRA, C. R.; SAMOAIIO, R. F.; LEO, R. P. S.; RIBEIRO, S. D. C.; MEDEIROS, E. B.; MENEZES, K. D.; GARCIA, F. R. P. et al. Análise do fluxo de potência e do fator de potência no sistema elétrico de distribuição de um campus universitário com a inserção da geração solar fotovoltaica. In: **VII Congresso Brasileiro de Energia Solar-CBENS 2018**. 2018.

VILLALVA, M. **Conversor Eletrônico de Potência Trifásico para Sistema Fotovoltaico Conectado a Rede Elétrica. 2010. 292 f.** 2010. Tese (Doutorado) — Tese - Doutorado em Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2010.