



UNIVERSIDADE FEDERAL DO TOCANTINS  
CAMPUS DE PALMAS  
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**LUCAS CAJUEIRO ARAUJO**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA IMPLANTAÇÃO DA USINA  
SOLAR FOTOVOLTAICA NA UNIVERSIDADE FEDERAL  
DO TOCANTINS – UFT CÂMPUS PALMAS**

Palmas/TO  
2019

**LUCAS CAJUEIRO ARAUJO**

**ANÁLISE DOS IMPACTOS DA IMPLANTAÇÃO DA USINA  
SOLAR FOTOVOLTAICA NA UNIVERSIDADE FEDERAL  
DO TOCANTINS – UFT CÂMPUS PALMAS**

Monografia foi avaliada e apresentada à UFT – Universidade Federal do Tocantins – Campus Universitário de Palmas, Curso de Engenharia Elétrica como requisito de aprovação na disciplina Projeto de Graduação I em sua forma final.

Orientador: Prof. Me. Alcy Monteiro Júnior  
Banca: Prof. Dr. Sérgio Manuel Rivera Sanhueza  
Prof.<sup>a</sup>. Me. Gisele Souza Parmezzani Marinho

Palmas/TO  
2019

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)**  
**Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Tocantins**

---

A663a Araujo, Lucas Cajueiro .

ANÁLISE DOS IMPACTOS DA IMPLANTAÇÃO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA NA UNIVERSIDADE FEDERAL DO TOCANTINS – UFT CÂMPUS PALMAS. / Lucas Cajueiro Araujo. – Palmas, TO, 2019.

98 f.

Monografia Graduação - Universidade Federal do Tocantins – Câmpus Universitário de Palmas - Curso de Engenharia Elétrica, 2019.

Orientador: Alcy Monteiro Júnior

1. Geração distribuída. 2. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede. 3. Qualidade de energia. 4. Fluxo de potência. I. Título

**CDD 621.3**

---

TODOS OS DIREITOS RESERVADOS – A reprodução total ou parcial, de qualquer forma ou por qualquer meio deste documento é autorizada desde que citada a fonte. A violação dos direitos do autor (Lei nº 9.610/98) é crime estabelecido pelo artigo 184 do Código Penal.

**Elaborado pelo sistema de geração automática de ficha catalográfica da UFT com os dados fornecidos pelo(a) autor(a).**

## FOLHA DE APROVAÇÃO

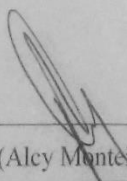
LUCAS CAJUEIRO ARAUJO

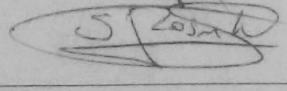
### ANÁLISE DOS IMPACTOS DA IMPLANTAÇÃO DA USINA SOLAR FOTOVOLTAICA NA UNIVERSIDADE FEDERAL DO TOCANTINS – UFT CÂMPUS PALMAS

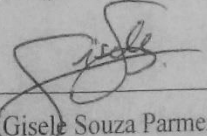
Trabalho de Graduação submetido ao curso de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Tocantins, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica e aprovado pela seguinte banca examinadora:

Data de aprovação: 31 / 07 / 2019

Banca Examinadora

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Me. (Alcy Monteiro Júnior), UFT

  
\_\_\_\_\_  
Prof. Dr. (Sérgio Manuel Rivera Sanhueza), UFT

  
\_\_\_\_\_  
Profª. Me. (Gisele Souza Parmezani Marinho), UFT

Palmas-TO, 2019

*“Dê aos seus sonhos tudo o que você tem. E  
você se surpreenderá com a energia que surge  
dentro de você”*

*(William James)*

## **AGRADECIMENTOS**

Agradeço a Deus e a Meishu-Sama pela oportunidade de ter Ambrósio Félix de Araujo como pai e Luziene Cajueiro de Araujo como mãe e pelos ensinamentos e lições de vida vividos durante este período de faculdade.

Agradeço a minha tia Deuselina Milhomem bem como Graciete Salani pelas oportunidades de estudo, ao meu grande mestre que me incentivou a fazer o curso de engenharia elétrica, Professor de física Glauco. Agradeço a família Chagas pelo acolhimento em Palmas.

Agradeço ao técnico do laboratório de máquinas e medidas elétricas Neiber Garcia da Cruz pelo acompanhamento nos trabalhos de campos para elaboração deste projeto de graduação, ao meu orientador Professor Mestre Alcy Monteiro Júnior, por disponibilizar seu tempo e conhecimento e pelas oportunidades de emprego.

A todos, muito obrigado pelas oportunidades que me possibilitaram sonhar um futuro melhor.

## RESUMO

Este presente trabalho avalia de forma preliminar através de estudos de nível de tensão, fluxo de potência e fator de potência, o comportamento da rede de distribuição radial do Campus Palmas da Universidade Federal do Tocantins na cidade de Palmas – TO ocasionado pela inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Para isso foi utilizado o *software* de código aberto *OPENDSS – Distribution System Simulator*, neste foi estruturado todo o código necessário para simulação da rede de distribuição no cenário anterior e posterior a inserção dos sistemas fotovoltaicos compreendendo os efeitos deste tipo de geração distribuída na rede. Estudar e avaliar os impactos ocasionados pela inserção dos sistemas fotovoltaicos torna-se necessário afim de ser proposto possíveis soluções para os impactos que prejudiquem os parâmetros de qualidade de energia descrito no módulo 8 do PRODIST.

**Palavras-chaves:** Geração Distribuída, Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede, Qualidade de Energia, Fluxo de Potência.

## **ABSTRACT**

This work evaluates in a preliminary way through studies of voltage level, power flow and power factor, the behavior of the radial distribution network of Campus Palmas of the Federal University of Tocantins in the city of Palmas - TO caused by the insertion of photovoltaic systems connected to the network. In order to do this, OPENDSS - Distribution System Simulator software was used, in which all the necessary code for the simulation of the distribution network in the previous scenario and after the insertion of the photovoltaic systems were structured, including the effects of this type of distributed generation in the network. Studying and evaluating the impacts caused by the insertion of the photovoltaic systems becomes necessary in order to propose possible solutions for the impacts that undermine the power quality parameters described in module 8 of PRODIST.

**Key-words:** Distributed Generation, Networked Photovoltaic Systems, Power Quality, Power Flow.



## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Representação simplificada do SEP .....	21
Figura 2 - Representação do SEP contendo as subdivisões da distribuição de energia .....	21
Figura 3 - Topologia padrão do sistema de distribuição .....	23
Figura 4 - Rede aérea convencional .....	24
Figura 5 - Rede aérea compacta .....	24
Figura 6 - Condutores CAA.....	24
Figura 7 - Condutores CA .....	25
Figura 8 - Representação das chaves de manobra na rede primária radial com socorro .....	26
Figura 9 - Transformador de distribuição.....	27
Figura 10 - Representação da geração distribuída (GD) e geração centralizada (GC).....	28
Figura 11 - Fluxo de potência a partir de uma geração centralizada.....	29
Figura 12 - Fluxo de potência reverso devido a geração distribuída.....	29
Figura 13 - Esquema de ligação do SFCR.....	32
Figura 14 - Circuito de uma célula fotovoltaica real .....	33
Figura 15 - Célula fotovoltaica de silício cristalino .....	33
Figura 16 - Componentes do módulo fotovoltaico de silício cristalino .....	34
Figura 17 - Composição do painel fotovoltaico .....	35
Figura 18 - Curva característica I-V, curva de potência de um módulo de 100 Wp.....	36
Figura 19 - Influência da irradiância solar sobre a curva característica I-V.....	37
Figura 20 - Influência da temperatura do módulo sobre a curva característica I-V .....	38
Figura 21 - Influência da temperatura sobre a curva de potência P-V .....	38
Figura 22 - Associação em série dos módulos fotovoltaicos.....	39
Figura 23 - Variação da tensão de acordo com a quantidade de módulos em série .....	39
Figura 24 - Associação em paralelo dos módulos fotovoltaicos .....	40
Figura 25 - Variação da corrente de acordo com a quantidade de módulos em paralelos .....	40
Figura 26 - Associação mista entre módulos fotovoltaicos.....	41
Figura 27 - Caixa de junção e seus conectores .....	41
Figura 28 - Representação interna de um módulo contendo 60 células fotovoltaicas em funcionamento normal.....	42
Figura 29 - Representação interna do módulo contendo sombreamento em parte do módulo .....	43
Figura 30 - Esquema de conexão do gerador com a rede elétrica por meio do inversor.....	44
Figura 31 - Inversor central .....	44

Figura 32 - Inversor string .....	45
Figura 33 - Inversor multistring .....	46
Figura 34 - Microinversor.....	46
Figura 35 - Irradiância uniforme. a) Gerador fotovoltaico. b) Curva potência - tensão.....	48
Figura 36 - Irradiância não uniforme. a) Gerador fotovoltaico. b) Curva potência - tensão....	48
Figura 37 - Mapa de identificação do local de estudo.....	49
Figura 38 - Imagem aérea da UFT .....	50
Figura 39 - Localização dos transformadores e SFCR .....	54
Figura 40 - Barra N nós .....	64
Figura 41 - Diagrama do circuito simulado.....	68
Figura 42 - Medições em campo com o auxílio do analisador de energia .....	98

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Irradiância ao longo do dia 08/05 a 09/05.....	52
Gráfico 2 - Temperatura ambiente ao longo dia 08/05 a 09/05.....	53
Gráfico 3 – Curva de consumo diário em dia típico na barra 1.....	71
Gráfico 4 – Comparativo do nível de tensão sem e com SFCR na barra 1.....	71
Gráfico 5 – Comparativo de potência aparente sem e com SFCR na barra 1.....	72
Gráfico 6 – Comparativo de potência ativa sem e com SFCR na barra 1.....	72
Gráfico 7 – Potência ativa e reativa com SFCR barra 1.....	73
Gráfico 8 – Fator de potência com SFCR na barra 1.....	73
Gráfico 9 – Curva de consumo diário em dia típico na barra 5.....	74
Gráfico 10 - Comparativo do nível de tensão sem e com SFCR na barra 5.....	74
Gráfico 11 - Comparativo de potência aparente sem e com SFCR na barra 5.....	75
Gráfico 12 - Comparativo de potência ativa sem e com SFCR na barra 5.....	75
Gráfico 13 – Potência ativa e reativa com SFCR na barra 5.....	76
Gráfico 14 - Fator de potência com SFCR na barra 5.....	76
Gráfico 15 - Curva de consumo diário em dia típico na barra 9.....	77
Gráfico 16 - Comparativo do nível de tensão na barra 9 sem e com SFCR.....	77
Gráfico 17 - Comparativo de potência aparente sem e com SFCR na barra 9.....	78
Gráfico 18 - Comparativo de potência ativa sem e com SFCR na barra 9.....	78
Gráfico 19 - Potência ativa e reativa com SFCR na barra 9.....	79
Gráfico 20 - Fator de potência com SFCR na barra 9.....	79
Gráfico 21 - Curva de consumo diário em dia típico na barra 11.....	80
Gráfico 22 - Comparativo do nível de tensão sem e com SFCR na barra 11.....	80
Gráfico 23 - Comparativo de potência aparente sem e com SFCR na barra 11.....	81
Gráfico 24 - Comparativo de potência ativa sem e com SFCR na barra 11.....	81
Gráfico 25 - Potência ativa e reativa com SFCR na barra 11.....	82
Gráfico 26 - Fator de potência com SFCR na barra 11.....	82

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tensões usuais no sistema elétrico de potência.....	22
Tabela 2 - Dados meteorológicos da estação automática A009 de Palmas.....	51
Tabela 3 - Relação de transformadores e SFCR do Campus Palmas - UFT .....	55
Tabela 4 - Relação dos transformadores e identificação das cargas.....	55
Tabela 5 - Especificações técnicas dos SFCR.....	56
Tabela 6 - Características técnicas dos inversores.....	57
Tabela 7 - Parâmetros básicos do objeto <i>Circuit</i> .....	59
Tabela 8 - Parâmetros básicos do objeto <i>LineCode</i> .....	60
Tabela 9 - Parâmetros básicos do objeto <i>Line</i> .....	60
Tabela 10 - Parâmetros básicos do objeto <i>Transformer</i> .....	61
Tabela 11 - Parâmetros básicos do objeto <i>LoadShape</i> .....	62
Tabela 12 - Parâmetros básicos do objeto <i>Load</i> .....	63
Tabela 13 - Parâmetros básicos do objeto <i>Monitor</i> .....	64
Tabela 14 - Parâmetros básicos do objeto <i>PVSystem</i> .....	66
Tabela 15 - Dados de localização, conexão, potência e tipo de ligação dos SFCR utilizados no software <i>OPENDSS</i> .....	69
Tabela 16 - Dados das linhas e interconexão entre as barras .....	69
Tabela 17 - Barras conectadas aos transformadores.....	69
Tabela 18 – Local de monitoramento e tipos de simulações realizadas no <i>OPENDSS</i> .....	70

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Código de simulação da rede de distribuição .....	90
Quadro 2 - Modelagem do circuito.....	91
Quadro 3 - Definição de transformadores .....	91
Quadro 4 - Curva de consumo .....	92
Quadro 5 - Relação de cargas .....	93
Quadro 6 - Relação de SFCR .....	94
Quadro 7 - Monitoramento de transformadores .....	96

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AM – Massa de Ar  
ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica  
CA – Corrente Alternada  
CAA – Condutor de Alma de Aço  
CC – Corrente Contínua  
CONFINS – Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social  
DDP – Diferença de Potencial Elétrico  
GC – Geração Centralizada  
GD – Geração Distribuída  
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços  
IEC – *International Electrotechnical Commission*  
IEEE – *Institute of Electrical and Electronics Engineers*  
Imp<sub>p</sub> – Corrente no Ponto de Máxima Potência  
INPE – Instituto Nacional de Pesquisa Espaciais  
I<sub>sc</sub> – Corrente de Curto Circuito  
MME – Ministério de Minas e Energia  
MPPT – *Maximum Power Point Tracking*  
MW – Mega Watt  
PIS – Programa de Integração Social  
PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional  
SEP – Sistema Elétrico de Potência  
SFCR – Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede  
SPMP – Seguidor do Ponto de Máxima Potência  
V<sub>mpp</sub> – Tensão no Ponto de Máxima Potência  
V<sub>oc</sub> – Tensão de Circuito Aberto  
W<sub>p</sub> – Watt Pico  
W/m<sup>2</sup> – Watt por metro quadrado  
kV – Kilo Volt  
kW<sub>p</sub> – Kilo Watt pico

## SUMÁRIO

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>17</b>
<b>1.1</b>	<b>JUSTIFICATIVA .....</b>	<b>18</b>
<b>1.2</b>	<b>OBJETIVOS .....</b>	<b>19</b>
1.2.1	Objetivo Geral .....	19
1.2.2	Objetivos Específicos .....	19
<b>1.3</b>	<b>METODOLOGIA.....</b>	<b>19</b>
<b>2</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....</b>	<b>20</b>
<b>2.1</b>	<b>SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA - SEP.....</b>	<b>20</b>
2.1.1	Sistema de distribuição primária .....	22
2.1.2	Sistema de distribuição secundária.....	26
2.1.3	Geração distribuída (GD) .....	27
2.1.3.1	Surgimento do fluxo de potência reverso na rede de distribuição devido a geração distribuída .....	28
<b>2.2</b>	<b>POTÊNCIA APARENTE, ATIVA, REATIVA E FATOR DE POTÊNCIA .....</b>	<b>30</b>
<b>2.3</b>	<b>GERAÇÃO DISTRIBUÍDA A PARTIR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE - SFRC .....</b>	<b>31</b>
2.3.1	Sistema fotovoltaico conectado à rede - SFRC .....	31
2.3.2	Células fotovoltaicas .....	32
2.3.3	Módulos fotovoltaicos .....	33
2.3.3.1	Parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos .....	35
2.3.4	Fatores que afetam os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos.....	36
2.3.4.1	Influência da irradiância solar .....	36
2.3.4.2	Influência da temperatura do módulo.....	37
2.3.5	Associação dos módulos fotovoltaicos.....	38
2.3.5.1	Conexão em série dos módulos fotovoltaicos .....	38
2.3.5.2	Conexão em paralelo dos módulos fotovoltaicos.....	39
2.3.5.3	Conexão mista dos módulos fotovoltaicos .....	40
2.3.6	Caixa de junção dos módulos fotovoltaicos .....	41
2.3.7	Diodo de desvio (by-pass) .....	41
2.3.8	Inversor.....	43
2.3.9	Classificação dos inversores .....	44

2.3.9.1	Tipo de topologia.....	44
2.3.9.2	Tipo de comutação.....	46
2.3.9.3	Seguidor do Ponto de Máxima Potência - SPMP.....	47
<b>3</b>	<b>CARACTERÍSTICA DO LOCAL DE INSTALAÇÃO DOS SFCR E DA REDE ELÉTRICA .....</b>	<b>49</b>
<b>3.1</b>	<b>IDENTIFICAÇÃO DO LOCAL DE ESTUDO .....</b>	<b>49</b>
<b>3.2</b>	<b>LEVANTAMENTO DE DADOS METEOROLÓGICOS DA CIDADE DE PALMAS - TO .....</b>	<b>51</b>
<b>3.3</b>	<b>ESPECIFICAÇÕES DA REDE ELÉTRICA E DOS SFCR DO CAMPUS PALMAS - UFT .....</b>	<b>53</b>
<b>4</b>	<b>SIMULAÇÃO E RESULTADOS .....</b>	<b>58</b>
<b>4.1</b>	<b>SIMULADOR DE SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – SOFTWARE OPENDSS .....</b>	<b>58</b>
<b>4.2</b>	<b>DEFINIÇÃO DOS ELEMENTOS BÁSICOS DO OPENDSS USADOS NO ESTUDO DE CASO .....</b>	<b>59</b>
4.2.1	Definição <i>CIRCUIT</i> .....	59
4.2.2	Definição <i>LINECODE</i> .....	59
4.2.3	Definição <i>LINE</i> .....	60
4.2.4	Definição <i>TRANSFORMER</i> .....	61
4.2.5	Definição <i>LOADSHAPE</i> .....	62
4.2.6	Definição <i>TSHAPE</i> .....	63
4.2.7	Definição <i>LOAD</i> .....	63
4.2.8	Definição <i>MONITOR</i> .....	64
4.2.9	Definição <i>XYCurve</i> .....	65
4.2.10	Definição <i>PVSystem</i> .....	66
<b>4.3</b>	<b>DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE ESTUDO .....</b>	<b>67</b>
<b>4.4</b>	<b>SIMULAÇÃO DOS CASOS.....</b>	<b>70</b>
4.4.1	Resultados em relação ao transformador 1.....	71
4.4.2	Resultados em relação ao transformador 2.....	74
4.4.3	Resultados em relação ao transformador 3.....	77
4.4.4	Resultados em relação ao transformador 4.....	80
<b>5</b>	<b>CONCLUSÕES.....</b>	<b>83</b>
	<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>85</b>
	<b>APÊNDICE A – CÓDIGO UTILIZADO PARA AS SIMULAÇÕES.....</b>	<b>89</b>



**APÊNDICE B – FOTOS DE MEDIÇÕES COM ANALISADOR DE ENERGIA..... 98**

## 1 INTRODUÇÃO

A constante evolução da humanidade permitiu que a ciência evoluísse de tal maneira a satisfazer a necessidade humana. A energia sempre desempenhou um papel de destaque na sociedade. Consonante a isso, o entendimento da eletricidade ampliou as variedades do uso final da energia proporcionando conforto, segurança e qualidade no desenvolvimento das atividades humanas (FARIAS; SELLITO, 2011).

Com o passar das últimas décadas a matriz energética responsável pela produção de energia elétrica vem se diversificando cada vez mais devido ao aumento do consumo da população mundial. Os aspectos como disponibilidade de recursos, questões comerciais, desenvolvimento de tecnologias levaram aos países a uma diversificação da sua matriz energética (WALTER, 2010 citado por FARIAS; SELLITO, 2011).

No cenário brasileiro observa-se um crescente aumento de consumo de energia elétrica como já citado anteriormente, além disso as graves crises hídricas que o país passou nos últimos anos o que possibilitou a inserção das usinas termoelétricas como alternativa à geração hidroelétrica. Entretanto tais ações acabam por gerar energia elétrica mais cara ao consumidor final bem como uma maior degradação ambiental (LUCINDA, 2015).

Partindo dessa situação, a energia solar fotovoltaica passa a ser uma fonte alternativa de energia mais limpa e barata de ser produzida para complementação da matriz energética brasileira, ou seja, uma geração de energia elétrica a partir da radiação solar, sendo o sol uma fonte inesgotável considerando a escala de tempo terrestre (MATAVELLI, 2013).

Nesse sentido a energia solar propõe vantagens acessíveis ao consumidor, como por exemplo a implantação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede – SFCR. Tal modelo de sistema garante a geração descentralizada, onde ele pode ser instalado na casa do consumidor, ou seja, o ponto de consumo está próximo do ponto de geração, reduzindo os custos com transmissão de energia, alívio de carga dos geradores convencionais, dentre outros benefícios (RIBEIRO, 2012).

Partindo desse pressuposto, a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 da ANEEL, propõe um sistema de compensação de energia elétrica, no qual define que a energia ativa injetada pela unidade consumidora na categoria de microgeração e minigeração distribuída seja entregue a concessionária local e compensada posteriormente com o consumo de energia elétrica ativa, ou seja, essa compensação garante que o consumo da unidade consumidora seja abatido pela geração do sistema fotovoltaico conectado à rede (BRASIL, 2012).

Com a atualização dessa resolução através da Resolução Normativa nº 687, de 24 de novembro 2015, observam-se inovações que possibilitam o crescimento do setor de energia solar no Brasil a partir do início do ano de 2016, como o aumento no prazo de 36 meses para 60 meses para que o consumidor possa utilizar os créditos gerados pelo sistema solar, sendo que este crédito ocorre quando a energia gerada é maior que a energia consumida durante um determinado mês podendo usar esses créditos para abater a fatura de outros imóveis que estejam na mesma titularidade do consumidor e área de atendimento da concessionária. Adjacente a isso observa-se a isenção de ICMS sobre a energia inserida na rede da concessionária bem como a isenção de PIS/CONFINS sobre a energia inserida na rede elétrica e não compensada (MME, 2015).

Diante desse contexto de crescimento da geração solar, este trabalho procurar analisar quais os impactos positivos e negativos dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica de distribuição.

## **1.1 JUSTIFICATIVA**

O Brasil possui um dos melhores índices de radiação do planeta devido à sua posição geográfica privilegiada (INPE, 2017). Além disso, o aumento de consumo da população e as recentes crises hídricas que influenciam a geração hidroelétrica provocando aumento nos preços das tarifas fazem com que a energia solar seja uma forma alternativa de geração de energia elétrica viável.

Com isso observa-se o crescente aumento do número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede sobretudo após o estabelecimento das resoluções normativas nº 482 e 687 da ANEEL. De acordo com ANEEL, no ano de 2017 houveram 13.950 novas conexões com uma potência instalada de 126.738,55 kW e no ano seguinte – 2018 houve 35.129 SFCR totalizando uma potência de 393.085,20 kW. Até julho de 2019 já foram instalados cerca de 30.309 SFCR tendo uma potência instalada de 344.385,29 kW (ANEEL, 2019-a).

Diante dessa situação torna-se evidente a possibilidade de estudos sobre os impactos ocasionados pela inserção de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. Esclarecer esses impactos permite que tanto os órgãos governamentais como as concessionárias locais tomem as medidas necessárias para a solução de possíveis distúrbios que o sistema de distribuição de energia elétrica venha apresentar. Nesse contexto, este trabalho propõe analisar os impactos através do estudo da qualidade de energia baseado em três componentes: fluxo de potência, fator de potência e perfil de tensão. Para isso foi escolhido como modelo de análise a usina solar

fotovoltaica da Universidade Federal do Tocantins – Campus Palmas conectada à rede da concessionária Energisa.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Objetivo Geral

Tomando como referência o Campus Palmas da Universidade Federal do Tocantins de Palmas-TO como local de instalação dos sistemas fotovoltaicos, este trabalho busca realizar um estudo sobre os impactos acarretados pela inserção de dez sistemas fotovoltaicos, totalizando uma potência instalada de 600,600 kWp conectados na rede da concessionária local - Energisa. Para isso será utilizado o *software* livre *OPENDSS* de código aberto para as simulações.

### 1.2.2 Objetivos Específicos

1. Avaliar os indicadores de qualidade de energia elétrica de acordo com o modulo 8 do PRODIST e dos padrões internacionais IEEE 519/2014 e IEC.
2. Apresentar um estudo de comportamento do fluxo de potência ativa e reativa, fator de potência, perfil de tensão das cargas ligadas na rede de distribuição da Energisa e confrontar os resultados de tais parâmetros após a instalação dos sistemas fotovoltaicos e conseqüentemente analisar a qualidade da energia na rede de distribuição.
3. Modelar os componentes do sistema elétrico de distribuição do Campus Palmas – UFT na cidade de Palmas – TO, desde o ponto do alimentador da subestação, passando pela distribuição e chegando nos pontos de consumo e geração solar fotovoltaico conectado à rede da universidade.

## 1.3 METODOLOGIA

O trabalho proposto será desenvolvido de acordo com a seguinte metodologia:

- Levantamento bibliográfico sobre os assuntos relacionados a temática proposta por este trabalho.

- Modelar o sistema de distribuição da universidade antes e depois da instalação dos sistemas fotovoltaicos através do *software OpenDSS* (Simulador de Sistema de Distribuição de Energia Elétrica) bem como realizar o levantamento da curva de consumo dos postos de transformação que possuem SFCR com o auxílio do analisador de energia *Fluke - 1738*. Para as simulações foram utilizados os dados dos transformadores, impedância de linha e seu comprimento, potência e demanda das cargas, coletados a partir do Trabalho de Conclusão de Curso – TCC sobre Modelagem e Simulação Computacional do Sistema Elétrico de Distribuição da UFT – Campus De Palmas elaborado por Richardson Diego Melo Pires. Para mais informações segue a referência bibliográfica deste autor na seção REFERÊNCIAS.
- Analisar o fluxo de potência ativa e reativa, fator de potência e perfil de tensão das cargas que compõem a rede de distribuição presente no campus Palmas ocasionados pela instalação dos geradores fotovoltaicos. Nessa etapa será comparado os resultados das simulações.
- Por último serão feitas as conclusões do trabalho proposto de acordo com os resultados analisados pela simulação.

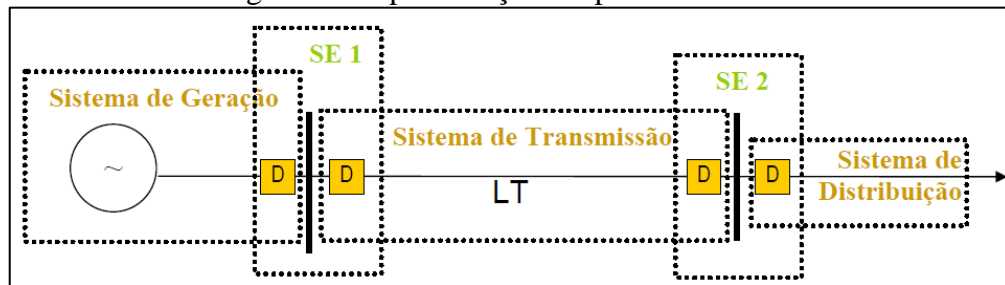
## **2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA**

Neste capítulo será abordado o sistema de distribuição e suas categorias, geração distribuída relacionado a sistemas fotovoltaicos conectados à rede bem como uma descrição dos principais componentes presentes nesse tipo de sistema fotovoltaico.

### **2.1 SISTEMA ELÉTRICO DE POTÊNCIA - SEP**

O sistema elétrico de potência – SEP possui a função de fornecer energia elétrica aos grandes e pequenos consumidores priorizando a qualidade da energia a ser entregue. Este sistema é responsável pela transformação de um determinado tipo de energia em energia elétrica. Dessa forma o sistema elétrico de potência é dividido em três grandes blocos: geração, transmissão e distribuição (AUGUSTO, 2017). A figura 1 mostra a estrutura simplificada do SEP, onde SE1 e SE2 representam as subestações elevadoras e abaixadoras respectivamente.

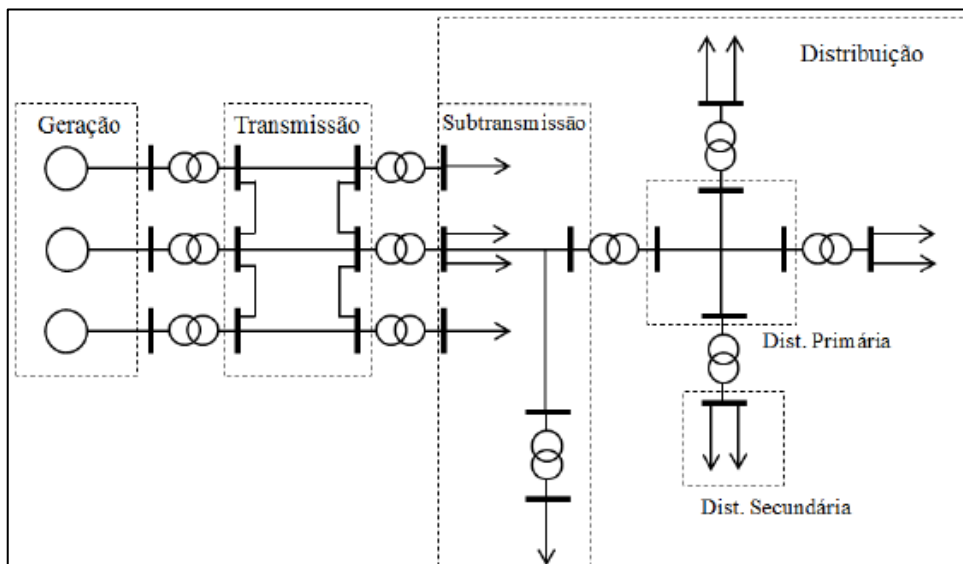
Figura 1 - Representação simplificada do SEP



Fonte: LEÃO (2009)

No cenário brasileiro é perceptível a predominância da geração de energia elétrica em tensão alternada e com frequência fixa a partir da energia mecânica produzida pela força da água ao movimentar as turbinas das usinas hidrelétricas, estando elas distantes do centro de consumo torna-se imprescindível projetar linhas de transmissão que possibilitem o transporte da energia do local gerador ao ponto de consumo (BLATT, 2016). A figura 2 representa a organização do SEP, contendo a subdivisão da distribuição em subtransmissão – alta tensão, distribuição primária – média tensão e distribuição secundária – baixa tensão.

Figura 2 - Representação do SEP contendo as subdivisões da distribuição de energia



Fonte: KAGAN *et al.* (2005)

Mas para que essa transmissão ocorra com perdas mínimas mantendo a qualidade de fornecimento, é necessário a elevação da tensão de geração para a tensão chamada de “tensão de transmissão” através de subestações elevadoras, sendo estabelecida de acordo com distância a ser percorrida e o montante de energia a ser transportada (KAGAN *et al.*, 2005).

Neste nível da tensão de transmissão existem consumidores que são atendidos nessa classe. Após a entrega da energia para esses consumidores, ocorre o primeiro abaixamento da tensão de transmissão para a tensão de subtransmissão ou “alta tensão” por meio das subestações abaixadoras de subtransmissão e nessa fase há entrega de energia para consumidores nessa nova tensão de atendimento através do sistema de subtransmissão. Ao chegar próximo dos grandes centros de consumo, torna-se necessário o abaixamento da tensão por meio das subestações de distribuição primária, os quais reduzem a tensão de subtransmissão para tensão de distribuição primária ou “média tensão”, a partir disso ocorre a distribuição de energia em média tensão por meio do sistema de distribuição primária tendo como principais consumidores indústrias, hospitais, edifícios administrativos, etc. Por último ocorre a redução da média tensão para a tensão de distribuição secundária ou “baixa tensão” através dos transformadores de distribuição e por meio dos sistemas de distribuição em baixa tensão ocorre a entrega de energia aos consumidores comerciais, residenciais (KAGAN *et al.*, 2005). A tabela 1 descreve as tensões usais utilizadas no sistema de transmissão, subtransmissão, distribuição em média(primária) e em baixa tensão(secundária).

Tabela 1 - Tensões usuais no sistema elétrico de potência

Tensão (kW)		Campo de Aplicação	Área do Sistema de Potência
Padronizada	Existente		
0,220/0,127	0,110	Distribuição Secundária (BT)	Distribuição
0,380/0,220	0,230/0,115		
13,8	11,9	Distribuição Primária (MT)	
34,5	22,5		
34,5	88,0	Subtransmissão (AT)	
69,0			
138,0			
138,0	440,0 750,0	Transmissão	Transmissão
230,0			
345,0			
500,0			

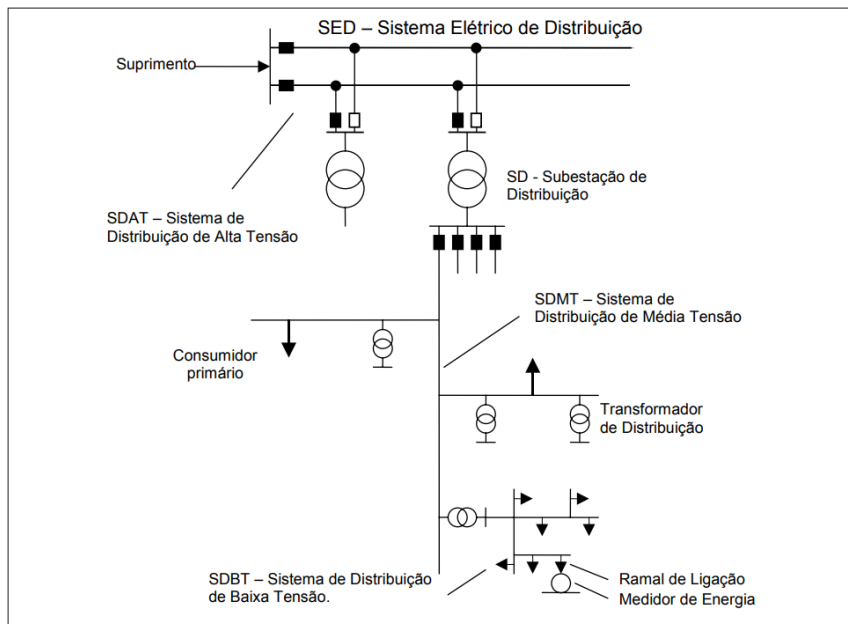
Fonte: KAGAN *et al.* (2005)

### 2.1.1 Sistema de distribuição primária

De acordo com ANEEL (2015 – a) o sistema de distribuição primária conhecido como sistema de distribuição em média tensão é um conjunto de equipamentos de proteção e linhas de distribuição chamado de alimentadores, utilizados após o abaixamento da alta tensão para

média tensão por meio de subestações abaixadoras de tal maneira que os alimentadores operam em níveis de tensão de 11,9 kV a 34,5 kV, sendo que as tensões mais usadas são 13,8 kV e 34,5 kV. A figura 3 representa a topologia padrão do sistema de distribuição.

Figura 3 - Topologia padrão do sistema de distribuição



Fonte: FELBER (2010)

De acordo com a topologia apresentada na figura 3, o sistema de distribuição em média tensão pode ser representado por barras de saída ou de extremo e de chegada ou extremo oposto conectadas por alimentadores ou linhas de distribuição primária ou simplesmente cabos condutores de corrente elétrica (AUGUSTO, 2017).

O modelo de linha de distribuição em média tensão possui parâmetros série: resistências ôhmicas, indutâncias próprias e mútuas e parâmetros shunt: capacitância e condutância, além disso as redes primárias podem ser classificadas como aéreas (convencional ou compacta) e subterrâneas, onde na grande maioria das redes de média tensão utilizadas são as aéreas (PAULA, 2016). A figura 4 e 5 representam as redes aéreas de distribuição em média tensão.



Figura 4 - Rede aérea convencional



Fonte: CEMIG (2011)

Figura 5 - Rede aérea compacta



Fonte: CEMIG (2011)

Os alimentadores de média tensão são construídos utilizando-se postes de concreto sobretudo em zonas urbanas, além disso de forma geral é utilizado condutores de alumínio de alma de aço – CAA conforme figura 6, ou sem alma de aço – CA podendo ser nus ou protegidos conforme figura 7 (FUCHS, 1997).

Figura 6 - Condutores CAA



Fonte: CORDEIRO (2019)

Figura 7 - Condutores CA



Fonte: CORDEIRO (2019)

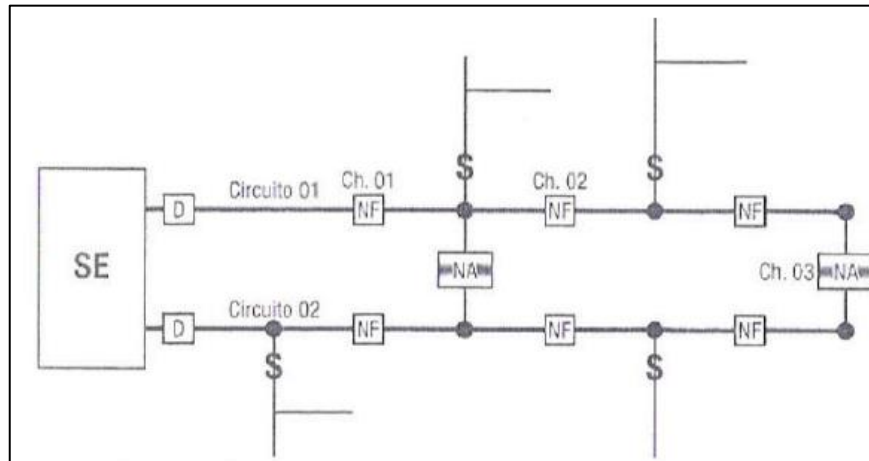
Consonante a isso as redes aéreas a serem debatidas neste trabalho são: primário radial simples e primário radiais com socorro (KAGAN *et al.*, 2005).

A rede aérea primário radial simples é mais utilizada para regiões de baixa densidade de cargas e sobretudo quando os circuitos possuem direções distintas. Neste tipo de rede aérea o fluxo de potência possui um único sentido, no caso o fluxo de potência sai da subestação abaixadora de média tensão e vai diretamente as cargas, além disso tal tipo de rede aérea apresenta baixa confiabilidade dado uma vez que quando o alimentador é danificado não há um recurso de manobra e conseqüentemente o fornecimento de energia é interrompido (PAULA, 2016).

A rede aérea primária radial com socorro é mais utilizada quando há regiões de densidade maior de carga a serem atendidas. Diferentemente da rede primário radial simples, a rede primário radial com socorro opera com mais confiabilidade dado uma vez que, caso haja perda de uns dos alimentadores, tal fato não interrompe por completo o fornecimento de energia elétrica, além disso nesta rede, o fluxo de potência possui diversos caminhos até chegar as cargas finais sendo que esses caminhos são determinados através do tipo de configuração de manobra utilizada (PAULA, 2016).

Essa configuração de manobra é determinada pelo rearranjo das chaves de manobra normalmente aberta – NA e normalmente fechada – NF. A chave normalmente aberta é instalada no mesmo circuito ou em circuitos diferentes e além disso é usada para transferência de carga, no exemplo da figura 08 é perceptível a função dessa chave fazendo o fechamento quando necessário de um ponto de um alimentador no outro ponto do alimentador adjacente. Já a chave normalmente fechada é usada para isolar blocos de carga para que possa ser feita a manutenção corretiva ou preventiva como pode-se observar na figura 8 (KAGAN *et al.*, 2005, PAULA, 2016).

Figura 8 - Representação das chaves de manobra na rede primária radial com socorro

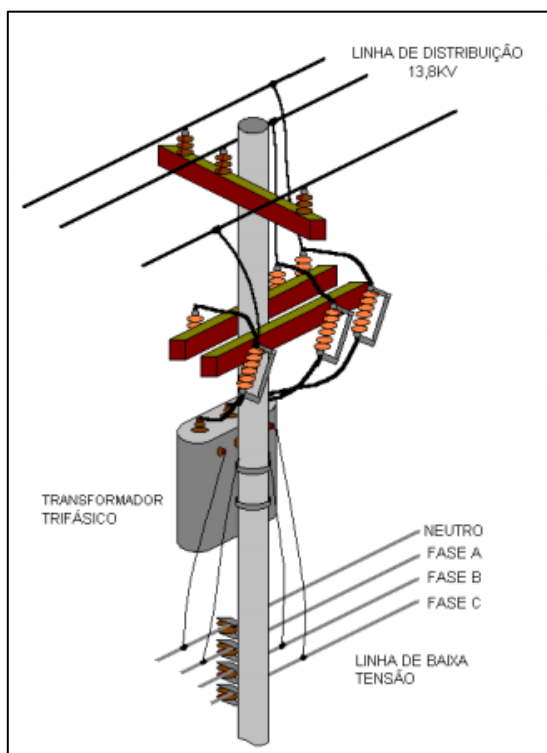


Fonte: KAGAN *et al.* (2005)

### 2.1.2 Sistema de distribuição secundária

De acordo com ANEEL (2015 – b), o sistema de distribuição de baixa tensão é um conjunto de equipamentos de proteção e de linhas de distribuição associados a tensões nominais inferiores a 1kV. A rede de baixa tensão inicia a partir do transformador de distribuição, onde ele realiza o abaixamento da tensão de 13,8 kV para tensões 380/220 V ou 220/127 V, nesta situação os consumidores finais são em geral pequenos comércios e industrias bem como residências e condomínios residenciais. Para redes aéreas, o transformador de distribuição está localizado em um poste de concreto. A figura 9 mostra o ponto do alimentador primário onde é feito o abaixamento da tensão por meio do transformador.

Figura 9 - Transformador de distribuição



Fonte: PEREIRA *et al.* (2000)

A rede aérea de baixa tensão pode ser radial ou em malha. Quando a configuração do circuito de distribuição ainda está simplificada é utilizado o formato radial, entretanto quando o carregamento da rede é atingindo, esta rede é configurada em malha adicionando mais transformadores de distribuição para o suprimento da potência das cargas (AUGUSTO, 2017).

### 2.1.3 Geração distribuída (GD)

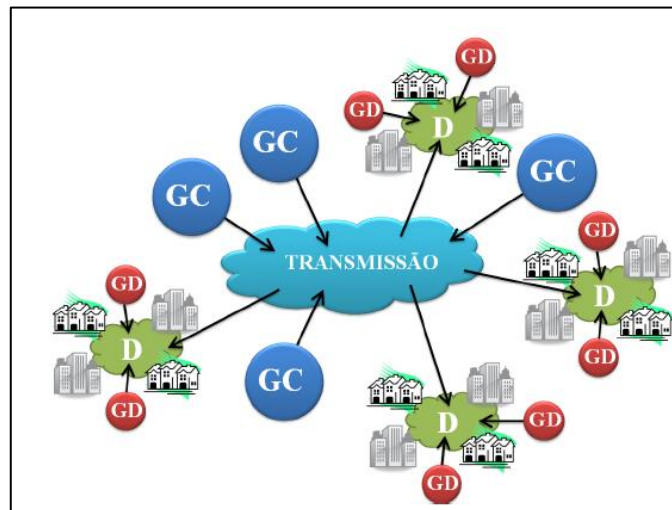
Geração distribuída pode ser definida como um tipo de geração que se diferencia da geração centralizada. A geração distribuída permite a descentralização da geração de energia elétrica fazendo com que seja possível a produção de energia em diversas localidades. A geração distribuída pode ser caracterizada pelos seguintes pontos: o gerador está conectado à rede de distribuição primária ou secundária de tal maneira que este gerador pode estar situado próximo do ponto de consumo e além disso pode suprir as cargas de um sistema isolado (SEVERINO, 2008).

As unidades geradoras que fazem parte da geração distribuída são baseadas de acordo com as fontes de energia renováveis e não renováveis: geradores eólicos, geradores a

combustível, geradores solares fotovoltaicos e pequenas centrais hidrelétricas - PCH's, etc (BITTENCOURT, 2011).

Em relação a geração centralizada, observa-se a produção de grandes montantes de energia elétrica injetadas nas linhas de transmissão e sendo direcionadas aos centros de consumo como já descrito na seção 2.1 e mostrado na figura 10. Todavia a geração distribuída permite a flexibilização da geração de tal maneira que o local de consumo está próximo do local de geração da energia elétrica (SHAYANI, 2010). Tal situação pode ser representada na figura 10.

Figura 10 - Representação da geração distribuída (GD) e geração centralizada (GC)



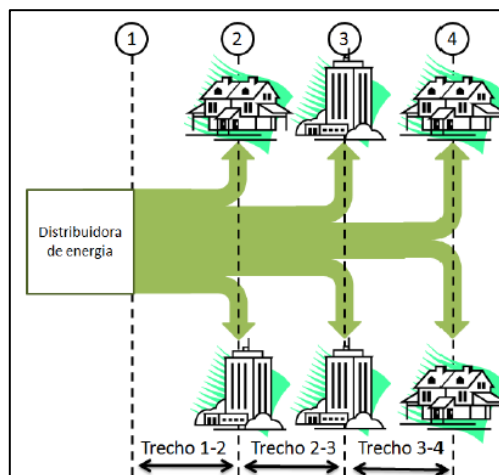
Fonte: SHAYANI (2010)

Para regularização da geração distribuída no Brasil, a ANEEL veio através da Resolução Normativa nº 482 de 2012 e que foi atualizada pela Resolução Normativa nº 687 de 2015 estabelecer todos os critérios relacionados a esse tipo de geração. Nesse cenário ficou estabelecido que a microgeração de energia deve possuir uma potência instalada de até 75 kW e de minigeração entre 75 kW a 3 MW para fontes hídricas ou 5 MW para demais fontes como por exemplo os geradores eólicos e fotovoltaicos. Além disso fica estabelecido a partir da Resolução Normativa nº 482, o sistema de compensação de energia o qual permite ao consumidor instalar geradores em sua unidade consumidora tomando como regra o abatimento do seu consumo a partir da geração de energia por parte do seu gerador (BRASIL, 2015).

#### 2.1.3.1 Surgimento do fluxo de potência reverso na rede de distribuição devido a geração distribuída

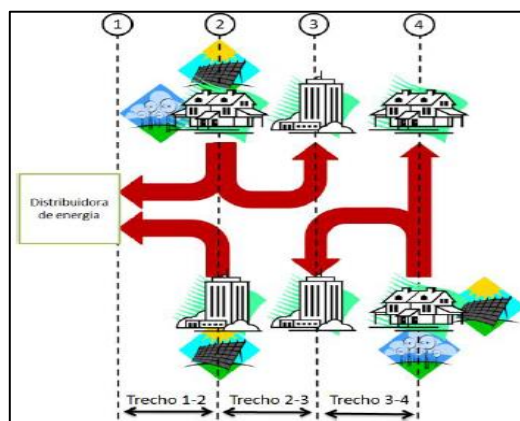
O sistema de distribuição foi pensado e projetado para fornecer energia de forma unidirecional, ou seja, o fluxo de potência vai desde a subestação até o ponto final de consumo. Adjacente a isso, com a instalação das gerações distribuídas há o fenômeno da geração de energia por parte do consumidor, quando a energia que não é injetada na residência por exemplo devido a um período de tempo onde a residência está demandando menos energia do que está sendo produzido, existe um direcionamento da energia gerada para os alimentadores de distribuição da concessionária local, nessa situação ocorre o aparecimento do fluxo de potência reverso (SHAYANI, 2010). As figuras 11 e 12 representam respectivamente um sistema com apenas o fluxo unidirecional e a outra com o fluxo de potência reverso devido a implantação da geração distribuída.

Figura 11 - Fluxo de potência a partir de uma geração centralizada



Fonte: SHAYANI (2010)

Figura 12 - Fluxo de potência reverso devido a geração distribuída



Fonte: SHAYANI (2010)

## 2.2 POTÊNCIA APARENTE, ATIVA, REATIVA E FATOR DE POTÊNCIA

A potência é o valor mais importante em sistemas de energia elétrica, eletrônicos e de comunicação, pois envolvem transmissão de energia de um ponto a outro (ALEXANDER; SADIKU, 2013).

A potência complexa foi desenvolvida para expressar o efeito total das cargas em paralelo dado uma vez que contém todas as informações pertinentes ao comportamento da potência absorvida por diferentes tipos de cargas (ALEXANDER; SADIKU, 2013).

De acordo com ALEXANDER; SADIKU (2013) potência complexa em VA (Volt Àmpere) é definido como o produto do fasor da tensão RMS<sup>1</sup> e conjugado do fasor da corrente RMS. Por ser um número complexo sua parte real é a potência ativa ( $P$ ) e a parte imaginária é a potência reativa ( $Q$ ).

$$\mathbf{S} = \mathbf{V}_{RMS} \mathbf{I}_{RMS}^* \quad (2.1)$$

Onde

$$\mathbf{V}_{RMS} = V_{RMS} \angle \theta_v \text{ e } \mathbf{I}_{RMS} = I_{RMS} \angle \theta_i \quad (2.2)$$

Assim tem-se que em coordenadas polares:

$$\mathbf{S} = V_{RMS} I_{RMS} \angle \theta_v - \theta_i \quad (2.3)$$

Em coordenadas retangulares:

$$\mathbf{S} = V_{RMS} I_{RMS} \cos(\theta_v - \theta_i) + j V_{RMS} I_{RMS} \sin(\theta_v - \theta_i) = P + jQ \quad (2.4)$$

Ou seja

$$P = V_{RMS} I_{RMS} \cos(\theta_v - \theta_i) \text{ e } Q = V_{RMS} I_{RMS} \sin(\theta_v - \theta_i) \quad (2.5)$$

---

<sup>1</sup> RMS (do inglês *root mean square*) é a raiz do valor quadrático médio ou valor eficaz é uma medida estatística da magnitude de uma quantidade variável.

A partir disso surge a definição de potência aparente ( $S$ ) em VA como sendo o produto dos valores RMS da tensão e corrente, ou seja, a potência aparente é o módulo do número complexo ou fasor ( $S$ ).

$$S = V_{RMS}I_{RMS} \quad (2.6)$$

O fator de potência é adimensional já que é a razão da potência ativa pela potência aparente, além disso é o cosseno da diferença de fase entre tensão e corrente.

$$FP = \frac{P}{S} = \cos(\theta_v - \theta_i) \quad (2.7)$$

O fator de potência é definido como adiantado quando a corrente está adiantada em relação a tensão, fator de potência atrasado é definido quando a corrente está atrasada em relação a tensão.

Quando o  $FP = 1$  ( $\theta_v - \theta_i = 0^\circ$ , fator de potência unitário), há uma carga puramente resistiva de tal maneira que  $P = S$  e  $Q = 0$ , com  $FP = 0$ , há uma carga capacitiva para  $Q < 0$  ( $\theta_v - \theta_i = -90^\circ$ , fator de potência adiantado) e carga indutiva para  $Q > 0$  ( $\theta_v - \theta_i = +90^\circ$ , fator de potência atrasado) (ALEXANDER; SADIKU, 2013).

## **2.3 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA A PARTIR DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE - SFRC**

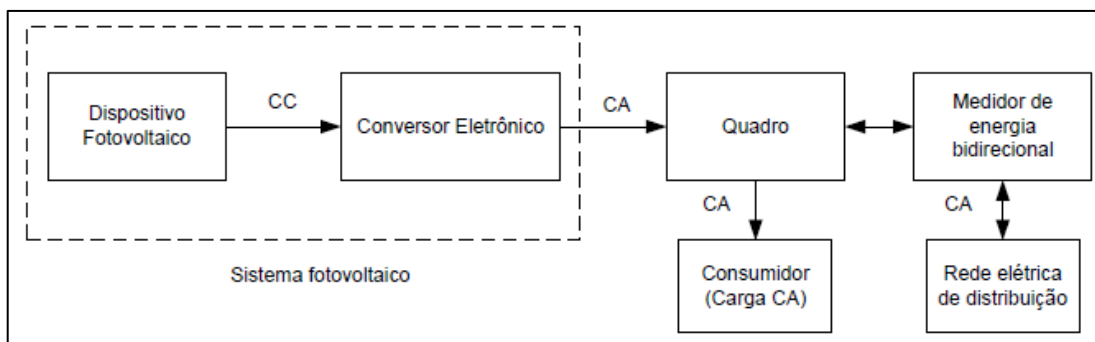
A geração distribuída explanada até o momento estava sendo definida em sentido amplo, agora será trabalhado essa geração tendo como foco os sistemas solares fotovoltaicos. Por isso, nesta seção será tratado sobre sistemas solares fotovoltaicos em especial aos conectados à rede, descrevendo os elementos componentes desse sistema, como células fotovoltaicas, módulos fotovoltaicos bem como os efeitos externos que alteram as características elétrica das mesmas, associação do módulos fotovoltaicos, inversores os quais são responsáveis pela conversão da corrente contínua - CC em corrente alternada - CA.

### **2.3.1 Sistema fotovoltaico conectado à rede - SFRC**



Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede não necessitam de uso de banco de baterias dado uma vez que a energia gerada pode ser consumida diretamente pelas cargas ou injetada na rede elétrica da distribuidora local, além disso o gerador solar representa uma fonte alternativa para complementação da matriz energética brasileira (BARATA, 2017). A figura 13 representa o esquema de ligação do sistema fotovoltaico conectado à rede.

Figura 13 - Esquema de ligação do SFCR



Fonte: PALUDO (2017)

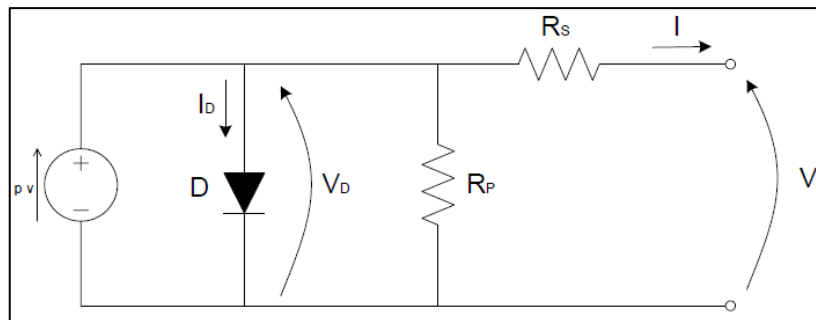
A figura 13 descreve um sistema fotovoltaico genérico conectado à rede, nessa situação é considerado o gerador fotovoltaico composto por módulos em série e/ou em paralelo (serão descritos posteriormente) o qual é responsável por gerar energia elétrica em corrente contínua – CC, que posteriormente será transformada em corrente alternada – CA por meio do inversor ou conversor eletrônico para ser direcionada ao quadro geral de baixa tensão da unidade consumidora e conseqüentemente a carga ou injetada na rede de distribuição. Para computar a energia que entra na unidade consumidora e a energia injetada pelo sistema fotovoltaico é utilizado o medidor bidirecional (PALUDO, 2017).

### 2.3.2 Células fotovoltaicas

O efeito fotovoltaico foi inicialmente descoberto por Becquerel em 1839, onde percebeu-se que iluminando uma solução ácida, acabava surgindo uma diferença de potencial – DDP entre os eletrodos inseridos nesta solução ácida. Além disso por volta de 1876, W.G. Adams e R.E. Day perceberam efeito semelhante em um dispositivo de estado sólido fabricado a partir de selênio. As primeiras células fotovoltaicas foram fabricadas em selênio e aprimoradas por C.E. Frits por volta de 1883. Entretanto, somente nos anos de 1950, iniciou-se nos laboratórios Bell situado nos Estados Unidos a fabricação das primeiras células fotovoltaicas baseadas na tecnologia de semicondutores (PINHO *et al.*, 2014).

A célula fotovoltaica é a estrutura básica do módulo fotovoltaico. O efeito fotovoltaico ocorre quando há incidência de radiação solar sobre as mesmas, caso não haja nenhuma carga conectada a célula existirá uma tensão de circuito aberto, medida elétrica que será explanada posteriormente. Entretanto, havendo uma conexão da célula com a carga surgirá uma circulação de corrente entre a carga e a célula (BARATA, 2017). A figura 14 representa o circuito de uma célula fotovoltaica real.

Figura 14 - Circuito de uma célula fotovoltaica real



Fonte: PALUDO (2017)

Tal corrente  $I_{pv}$  é a corrente elétrica gerada pela célula devido ao efeito fotovoltaico. Normalmente o silício é o material semiconductor com duas camadas P e N empregado na fabricação da célula, o diodo da figura 14 representa esta junção PN. A resistência série  $R_s$  representa as perdas originadas devido à queda de tensão no interior da célula como as perdas por efeito Joule e a resistência em paralelo  $R_p$  representa as perdas devido as correntes de fuga do material utilizado como o silício por exemplo (PALUDO, 2017). A figura 15 é um exemplo da célula fotovoltaica fabricado a partir de silício.

Figura 15 - Célula fotovoltaica de silício cristalino

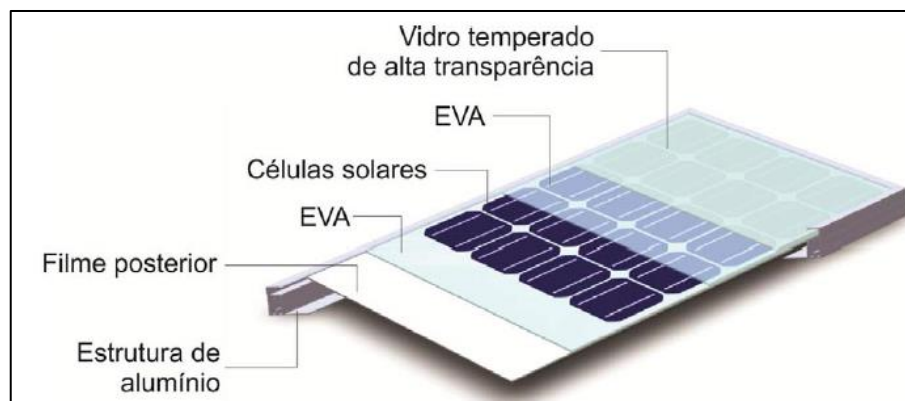


Fonte: SOL CENTRAL (2019)

### 2.3.3 Módulos fotovoltaicos

As células fotovoltaicas podem ser associadas eletricamente em série e/ou paralelo para formar o módulo fotovoltaico conforme figura 17. Neste módulo pode haver de 32 a 216 células fotovoltaicas associadas em série e/ou paralelo de tal maneira que a quantidade de células depende do tipo de aplicação do módulo. Para a associação das células ocorre a soldagem em tiras, após esta etapa as células são encapsuladas para sua proteção contra os agentes físicos externos. Este encapsulamento é composto de alguns elementos assinalados conforme a figura 16, observa-se a utilização do vidro temperado de alta transparência, acetado de vinila – EVA responsável por proteger as células do envelhecimento causado pela radiação ultravioleta, células fotovoltaicas, outra camada de EVA e um filme isolante de fluoreto de polivinila mais conhecido como Tedlar e por último a estrutura de alumínio (PINHO *et al.*, 2014).

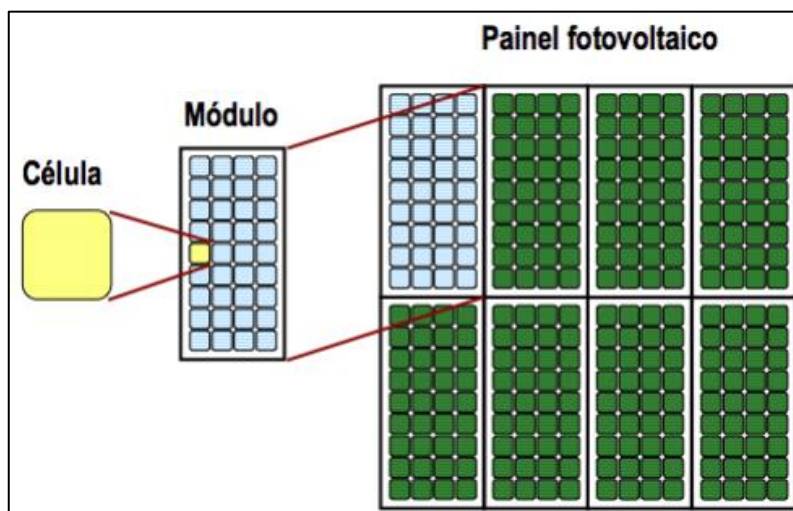
Figura 16 - Componentes do módulo fotovoltaico de silício cristalino



Fonte: PINHO *Et al* (2014)

Além disso o agrupamento de módulos fotovoltaicos conectados em série e/ou paralelo formam o painel fotovoltaico conforme a figura 17 (CARNEIRO, 2010).

Figura 17 - Composição do painel fotovoltaico



Fonte: CARNEIRO (2010)

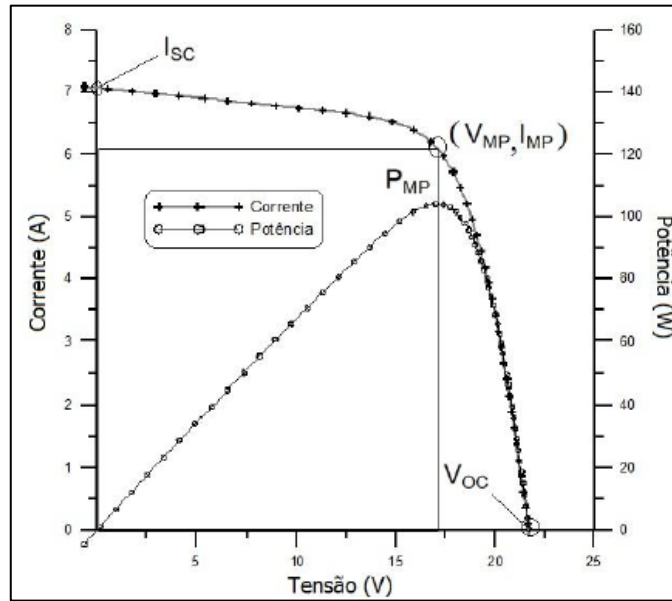
### 2.3.3.1 Parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos

O parâmetro elétrico que identifica o módulo é sua potência nominal de pico expressa geralmente em W<sub>p</sub> (watt - pico), entretanto há outras grandezas elétricas que são fundamentais para o dimensionamento correto do sistema fotovoltaico (PINHO *et al.* 2014).

A definição dos parâmetros elétricos dos módulos é feita a partir de testes realizados em laboratório conhecido pela sigla STC (*Standard Test Conditions*) – condições padrão de teste. As condições de teste são: irradiância solar de 1000 W/m<sup>2</sup>, distribuição espectral da massa de ar (AM) de 1,5 e temperatura do módulo de 25 °C (CARNEIRO, 2010).

Os principais parâmetros elétricos são os seguintes: tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ) - máxima tensão permitida sobre o módulo, para verificar esse valor basta medir a tensão com um voltímetro nos terminais da placa solar, corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ) – máxima corrente permitida sobre o módulo, para verificar tal parâmetro basta usar um amperímetro e conectá-lo nos terminais do módulo, tensão do máximo ponto de potência ( $V_{mpp}$ ) – tensão ideal para que se tenha a máxima transferência de potência com mínimo de perdas, corrente de máxima potência ( $I_{mpp}$ ) – corrente ideal para que se tenha a máxima transferência de potência e por último a potência máxima do módulo ( $P_{mp}$ ) conhecido também como potência nominal de pico ( $P_p$ ) (CRESESB, 2014). O gráfico da figura 18 dispõe as informações dos parâmetros elétricos através da curva característica traçado a partir da corrente pela tensão bem como a curva de potência traçado a partir da potência pela tensão de um módulo de potência de 100 W<sub>p</sub>.

Figura 18 - Curva característica I-V, curva de potência de um módulo de 100 Wp



Fonte: PINHO *et al.* (2014)

O módulo é submetido sobre à condição STC conforme já dito anteriormente e a partir disso é feita uma varredura com uma fonte de tensão variável de tal maneira que a tensão varia de pouco volts até o valor de tensão de circuito aberto. A curva característica I-V da figura 18 representa os dados da corrente obtida a partir do valor de tensão aplicado sobre o módulo fotovoltaico, observa-se que quando a tensão está próxima de zero a corrente medida é a corrente de curto-circuito ( $I_{sc}$ ), ao chegar na tensão de circuito aberto ( $V_{oc}$ ), a corrente é aproximadamente zero. Além disso há um ponto especificado por  $V_{mpp}$  e  $I_{mpp}$ , este ponto do gráfico representa o ponto de máxima potência do módulo de acordo com as condições STC, na curva da potência é perceptível que quando a tensão atinge o ponto  $V_{mpp}$  a potência máxima de 100 W<sub>p</sub> é atingida (PINHO *et al.*, 2014).

Entretanto os parâmetros elétricos são modificados caso as condições reais estejam diferindo das condições padrão de teste, conforme será descrito na próxima seção.

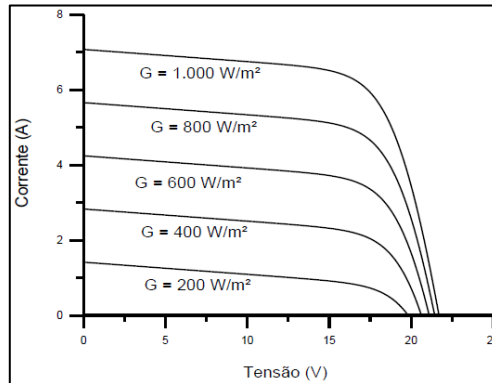
#### 2.3.4 Fatores que afetam os parâmetros elétricos dos módulos fotovoltaicos

O desempenho dos módulos varia de acordo com a intensidade luminosa ou irradiância solar e a temperatura do módulo (CRECESB, 2014).

##### 2.3.4.1 Influência da irradiância solar

A corrente elétrica produzida pelo módulo fotovoltaico está mais susceptível a influência da irradiância solar de tal maneira que esta corrente aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar incidente sobre a placa solar conforme a figura 19. Em relação a tensão, ela está menos susceptível a influência da irradiância solar de tal maneira que o aumento na irradiância gera um pequeno aumento na tensão (BARATA, 2017).

Figura 19 - Influência da irradiância solar sobre a curva característica I-V

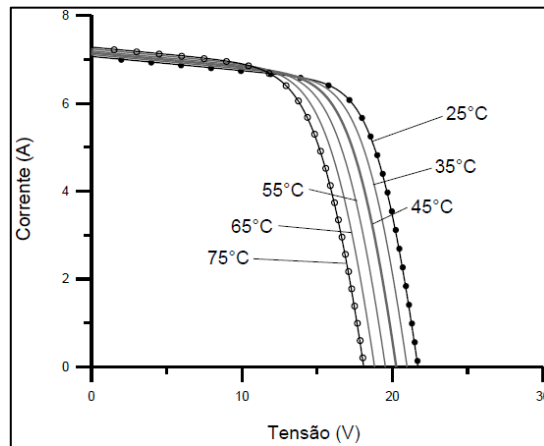


Fonte: PINHO *et al.* (2014)

#### 2.3.4.2 Influência da temperatura do módulo

A tensão produzida pelo módulo fotovoltaico está mais susceptível a influência da temperatura do módulo de tal maneira que um aumento na temperatura gera uma diminuição na tensão do módulo como pode ser observado no gráfico da figura 20. Para uma temperatura de 25 °C tem-se a situação ideal de acordo com as condições STC, entretanto com o aumento da temperatura do módulo ocorre uma diminuição da tensão, além disso percebe-se pela figura 20 que a corrente é menos susceptível a influência da temperatura havendo um pequeno aumento da corrente com a diminuição da temperatura (BARATA, 2017).

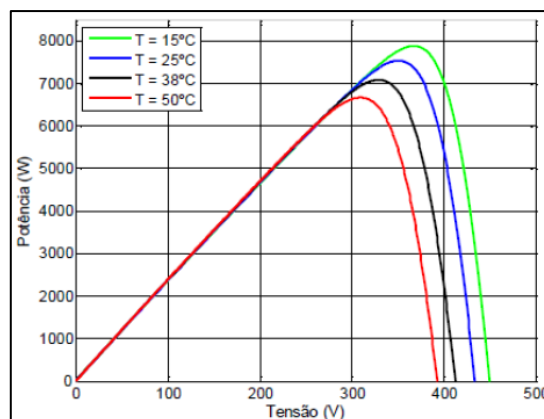
Figura 20 - Influência da temperatura do módulo sobre a curva característica I-V



Fonte: PINHO *et al.* (2014)

Além disso, observa-se que o aumento da temperatura do módulo acarreta uma diminuição da potência nominal conforme a figura 21 (BARATA, 2017).

Figura 21 - Influência da temperatura sobre a curva de potência P-V



Fonte: BARATA (2017)

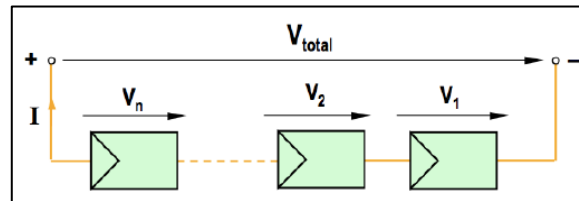
### 2.3.5 Associação dos módulos fotovoltaicos

Os módulos fotovoltaicos podem ser conectados em série e/ou em paralelo dependendo do nível de tensão e corrente que se queira obter para a formação do painel fotovoltaico bem como atender as especificações do inversor o qual será descrito posteriormente (PINHO *et al.*, 2014).

#### 2.3.5.1 Conexão em série dos módulos fotovoltaicos

A conexão em série é feita ligando o terminal positivo de um módulo no terminal negativo do módulo subsequente, na figura 22, tem-se essa ligação em série dos módulos (CRECESB, 2014).

Figura 22 - Associação em série dos módulos fotovoltaicos



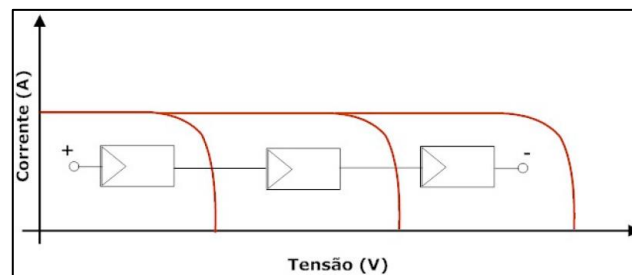
Fonte: CARNEIRO (2010)

Além disso observa-se conforme a figura 23, que quando ocorre a ligação em série, a tensão de cada módulo é somada, entretanto a corrente é a mesma para todas as placas solares, ou seja, (PINHO *et al.*, 2014):

$$V = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2.8)$$

$$I = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (2.9)$$

Figura 23 - Variação da tensão de acordo com a quantidade de módulos em série



Fonte: SERRÃO (2010)

Todavia é recomendado que os módulos fotovoltaicos ligados em série sejam do mesmo tipo, pois caso contrário o conjunto de módulos podem funcionar em determinados pontos de operação que prejudicam o desempenho do sistema fotovoltaico (HECKTHEUER, 2001).

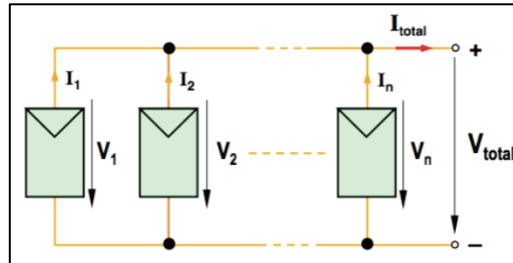
### 2.3.5.2 Conexão em paralelo dos módulos fotovoltaicos

A conexão em paralelo dos módulos fotovoltaicos é feita de tal maneira que os terminais positivos são conectados em um mesmo ponto comum e os terminais negativos são conectados



em outro ponto comum (BRAGA, 2008). A figura 24 representa esse tipo de ligação entre os módulos.

Figura 24 - Associação em paralelo dos módulos fotovoltaicos



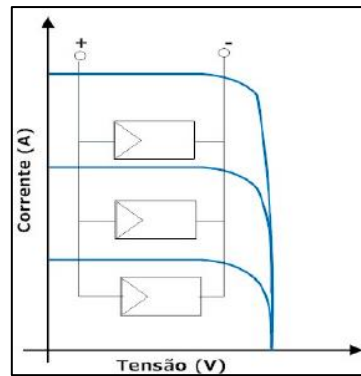
Fonte: CARNEIRO (2010)

Além disso observa-se conforme a figura 25, que quando ocorre a ligação em paralelo, a corrente é somada, entretanto a tensão é a mesma para todas as placas solares, ou seja, (PINHO *et al.*, 2014):

$$V = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (2.10)$$

$$I = I_1 + I_2 + \dots + I_n \quad (2.11)$$

Figura 25 - Variação da corrente de acordo com a quantidade de módulos em paralelos



Fonte: SERRÃO (2010)

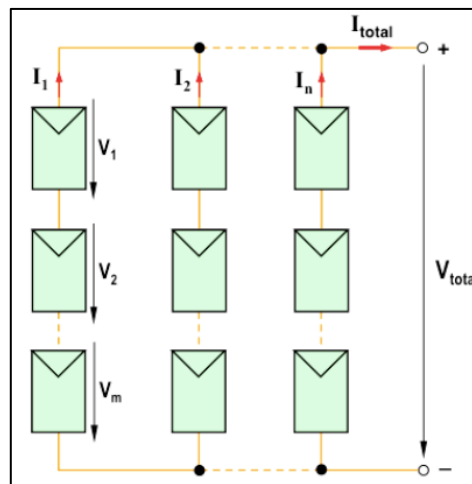
### 2.3.5.3 Conexão mista dos módulos fotovoltaicos

Dependendo das especificações de tensão, corrente e potência de entrada do inversor a ser utilizado no sistema fotovoltaico é recomendado associar os módulos de maneira mista, ou seja, conectadas em série e em paralelo para que o inversor consiga realizar a conversão de corrente contínua em corrente alternada com o mínimo de perdas (CARNEIRO, 2010). A figura

26 mostra a ligação dos módulos em série chamada de fileiras e o conjunto de fileiras são conectas em paralelo.

Nesta situação a corrente total que é entregue ao inversor é o somatório das correntes das fileiras conectas em paralelo, além disso a tensão total entregue ao inversor é a mesma tensão de cada fileira conforme a figura 26 (CARNEIRO, 2010).

Figura 26 - Associação mista entre módulos fotovoltaicos

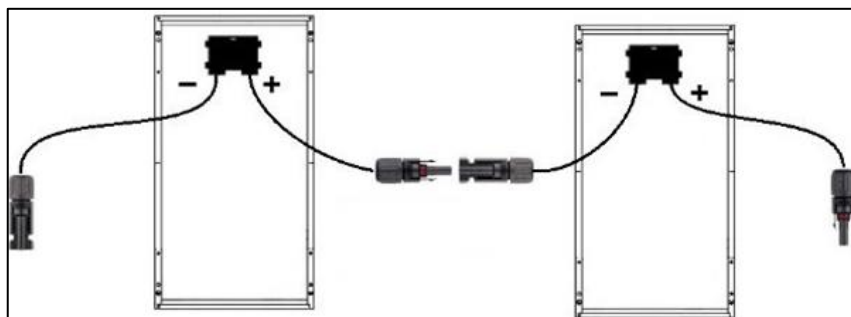


Fonte: CARNEIRO (2010)

### 2.3.6 Caixa de junção dos módulos fotovoltaicos

A caixa de junção fica localizado na parte de trás do módulo fotovoltaico. Dentro caixa de junção há diodos de desvio (*by-pass*) responsável pela proteção do módulo, além disso nesta caixa há um par de conectores do tipo MC4 responsáveis pela conexão entre os módulos (PORTAL SOLAR, 2014). A figura 27 mostra a caixa de junção bem como seus os conectores.

Figura 27 - Caixa de junção e seus conectores

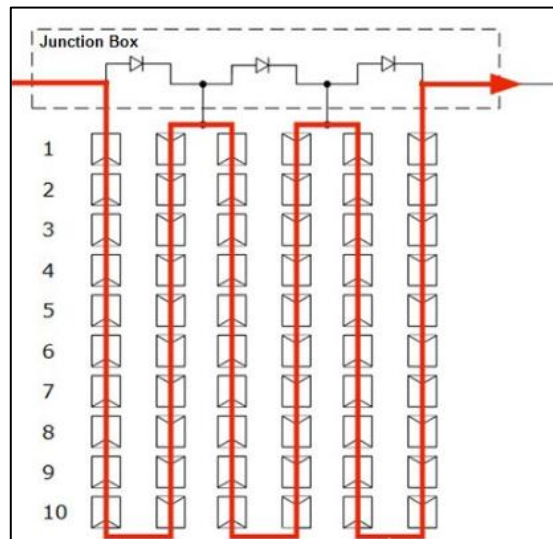


Fonte: VOCESOLAR (2018)

### 2.3.7 Diodo de desvio (by-pass)

Os diodos de desvio são comumente utilizados para evitar a ocorrência de pontos quentes sobre os módulos, chamados também de *hotspot* (PINHO *et al.*, 2014). O fenômeno de sombreamento sobre o módulo acarreta um efeito de sobreaquecimento das células fotovoltaicas, conseqüentemente este efeito resulta em perda de potência bem como danos na estrutura física do módulo (CARNEIRO, 2010). Na figura 28 observa-se uma situação onde nenhuma célula fotovoltaica do módulo está sombreada. As 60 células estão conectadas em série e o sentido da corrente é representada pelo traçado em vermelho, além disso dentro da caixa de junção (*junction box*) existe três diodos de desvio (DIEHL, 2016).

Figura 28 - Representação interna de um módulo contendo 60 células fotovoltaicas em funcionamento normal

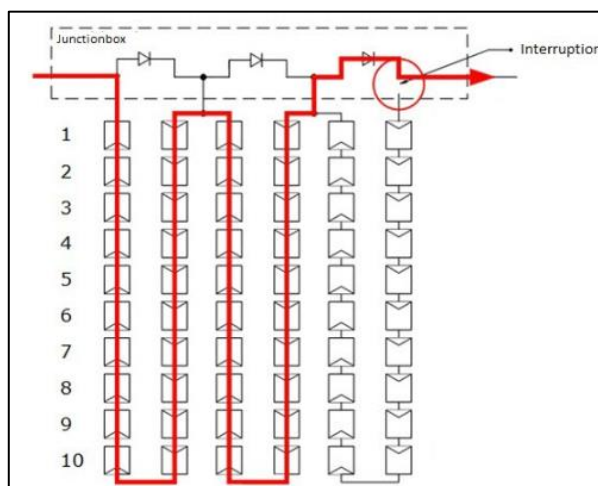


Fonte: DIEHL (2016)

Entretanto, quando há sombreamento sobre uma célula por exemplo, ocorre o aparecimento de uma tensão inversa elevada sobre a mesma, ou seja, esta célula passa a estar inversamente polarizada comportando-se como uma resistência elétrica, a partir disso ocorre uma transformação da energia elétrica que está percorrendo as células em calor e assim gerando o chamado ponto quente no módulo (CARNEIRO, 2010).

Todavia com a presença do diodo de desvio ocorre um desvio no sentido da corrente conforme é perceptível na figura 29 onde havendo sombreamento em alguma célula da última fileira a corrente passa agora pelo terceiro diodo de desvio evitando a dissipação de energia nas células sombreadas (DIEHL, 2010).

Figura 29 - Representação interna do módulo contendo sombreamento em parte do módulo



Fonte: DIEHL (2016)

### 2.3.8 Inversor

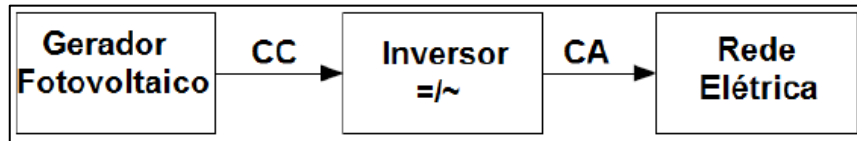
O inversor é um conversor eletrônico responsável pela conversão da energia gerada em corrente contínua - CC pelo painel fotovoltaico em energia de corrente alternada – CA (URBANETZ JUNIOR, 2010).

Afim de converter a corrente contínua em corrente alternada há no inversor um dispositivo chamado de comutador o qual é responsável por fragmentar a corrente contínua em pulsos e conseqüentemente gerar uma onda senoidal – corrente alternada (BRAGA, 2008).

Os inversores modernos utilizam chaves eletrônicas de estado sólido onde tal tecnologia veio se desenvolvendo por meio do avanço da eletrônica de potência bem como na área de semicondutores que permite o desenvolvimento dos circuitos de controle e potência (PINHO *et al.*, 2017).

Além disso o inversor é responsável pelo acoplamento do gerador fotovoltaico na rede elétrica, ou seja, ele deve transportar a potência gerada pelo sistema fotovoltaico à rede elétrica. Consonante a isso, a potência inserida na rede de distribuição pelo inversor deve obedecer aos critérios estabelecidos pela concessionária em relação ao nível de tensão, corrente, frequência e qualidade de energia elétrica bem como possuir dispositivos de proteção contra possíveis anomalias que venham a surgir na rede elétrica (PINTO NETO, 2012). A figura 30 representa de forma simplificada a conexão do gerador fotovoltaico com a rede elétrica por meio do inversor.

Figura 30 - Esquema de conexão do gerador com a rede elétrica por meio do inversor



Fonte: BARATA (2017)

Os inversores utilizados em SFCR são projetados para que a forma de onda de tensão e corrente sejam senoidais com baixa distorção harmônica, todavia isso não ocorre de maneira ideal, há o surgimento de frequências harmônicas sobretudo da corrente. Vale atentar que quanto mais próximo a potência instalada do gerador fotovoltaico estiver da potência nominal do inversor, menor é a distorção harmônica (URBANETZ JUNIOR, 2010).

### 2.3.9 Classificação dos inversores

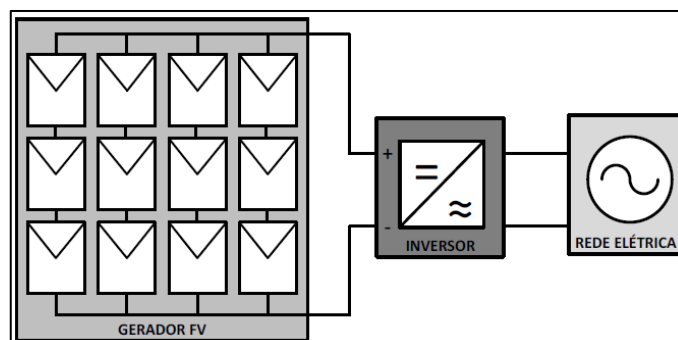
Na seção a seguir será debatido a classificação dos inversores quanto ao tipo de comutação e ao tipo de topologia.

#### 2.3.9.1 Tipo de topologia

Os inversores conectados à rede podem ser classificados a seguir: inversor central, inversor *string* e *multistring* e inversor com módulo fotovoltaico integrado - microinversor.

O inversor central possui potências entre 20 a 400 kW de potência nominal. Neste tipo de inversor um conjunto de painéis em série são conectados em paralelo à um único inversor (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2014). A figura 31 representa o inversor central.

Figura 31 - Inversor central

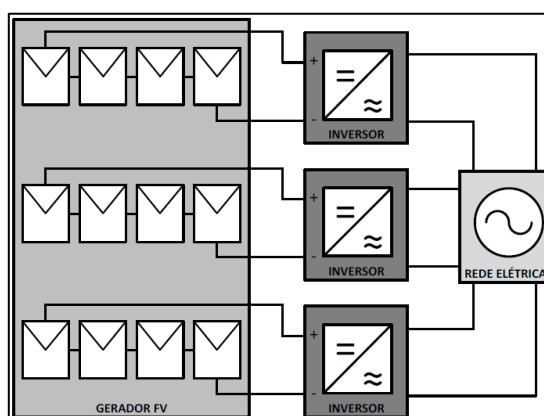


Fonte: PINTO NETO (2012)

Além disso a principal vantagem é o baixo custo desse tipo de inversor, entretanto caso haja alguma falha no inversor todo o gerador fotovoltaico será afetado, ou seja, toda a produção de energia será interrompida. Como neste tipo de inversor há um único rastreador do ponto de máxima potência, caso haja alguma parte de um módulo sombreada não se conseguirá rastrear o ponto ótimo para todo o arranjo fotovoltaico (PINTO NETO, 2012).

O inversor *string* possui um painel fotovoltaico composto apenas por módulos em série. Tal tipo de inversor é monofásico com apenas um rastreador do máximo ponto de potência e geralmente são projetados para potências de até 10 kW (PINHO *et al.*, 2014). A figura 32 representa o inversor string.

Figura 32 - Inversor string

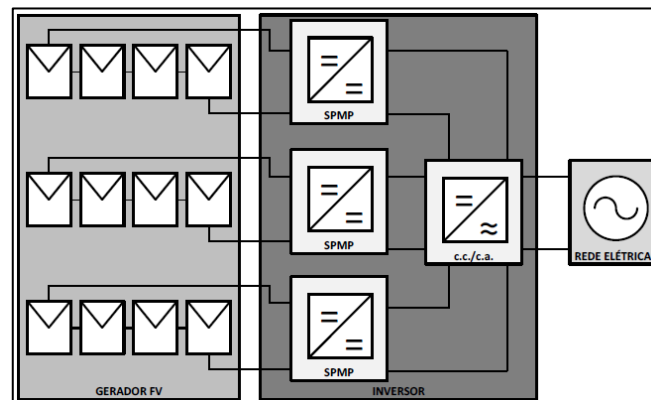


Fonte: PINTO NETO (2012)

Esse tipo de inversor permite que a geração fotovoltaica seja otimizada tendo menos perdas devido aos acoplamentos defeituosos aumentando a confiabilidade do sistema, entretanto esse tipo de sistema com vários inversores monofásicos pode torná-lo mais caro (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2014).

O inversor *multistring* pode ser monofásico ou trifásico dotado de várias entradas de MPPT – (*Maximum Power Point Tracking*) ou também conhecido como SPMP (Seguidor do Ponto de Máxima Potência) (PINHO *et al.*, 2014). A figura 33 representa este tipo de inversor *multistring*.

Figura 33 - Inversor multistring

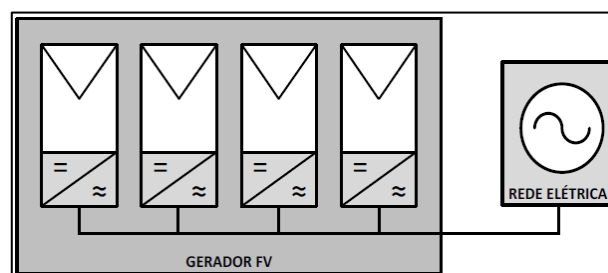


Fonte: PINHO NETO (2012)

Neste tipo de inversor, o gerador fotovoltaico é conectado no inversor de tal maneira que conjuntos menores de módulos em série e/ou em paralelo são conectados em cada MPPT. Tal tipo de configuração permite que dentro do gerador fotovoltaico possa existir painéis com orientações diferentes em MPPT distintos, assim a transferência da máxima potência ocorrerá otimizada para cada MPPT (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2014).

O microinversor é um tipo de inversor onde este é acoplado junto ao módulo fotovoltaico. Este tipo de inversor permite a diminuição das perdas do gerador fotovoltaico, entretanto a vida útil deste inversor ainda é baixa devido as temperaturas elevadas que afetam os circuitos eletrônicos do microinversor (PINTO NETO, 2012). A figura 34 representa este tipo de inversor.

Figura 34 - Microinversor



Fonte: PINHO NETO (2012)

### 2.3.9.2 Tipo de comutação

Os inversores fotovoltaicos podem ser classificados em dois tipos quanto à sua comutação: comutados pela rede elétrica e autocomutados. Os inversores autocomutados

funcionam como fonte de tensão ou fonte de corrente enquanto que os inversores comutados pela rede elétrica funcionam apenas como fonte de corrente. Os inversores autocomutados são utilizados em sistemas fotovoltaicos isolados ou conectados à rede enquanto os comutados pela rede são utilizados apenas em sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2014).

Nos inversores autocomutados, os dispositivos semicondutores são os elementos de chaveamento que ora funcionam no modo condução ora no modo de corte a qualquer momento do ciclo através de terminais de controle (PINHO *et al.*, 2014).

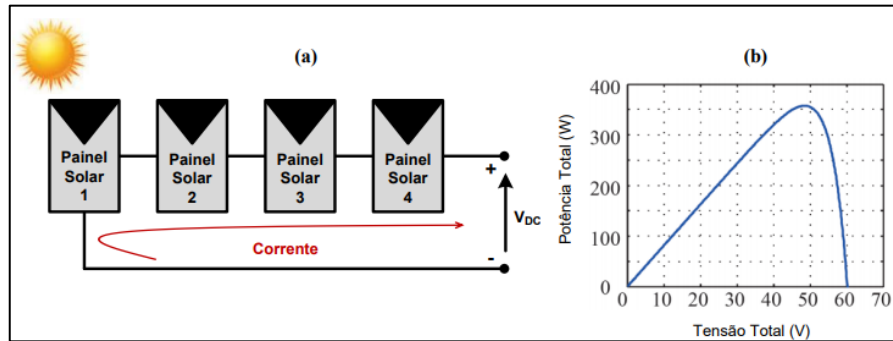
Além disso os inversores autocomutados podem operar de tal maneira que são ativados apenas com injeção de potência em sua entrada. Nesta situação tal inversor pode ser conectado à rede da distribuidora dado uma vez que eles possuem a capacidade de sincronizar a tensão de saída com a da rede elétrica gerando uma onda senoidal a partir da modulação por largura de pulso – PWM (*Pulse Width Modulation*), já os inversores comutados pela rede possuem uma ponte retificadora comutadas por tiristores e apenas funcionam quando há uma tensão alternada da rede elétrica (RAMPINELLI; KRENZINGER; ROMERO, 2014).

### 2.3.9.3 Seguidor do Ponto de Máxima Potência - SPMP

O SPMP é conhecido também como MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) é um processo desenvolvido para que o inversor consiga transferir a máxima potência de acordo com uma faixa de tensão estabelecida bem como as circunstâncias ambientes adversas que possam existir. Se sobre um arranjo fotovoltaico existir uma irradiância uniforme a curva da potência pela tensão terá uma configuração conforme a figura 35, de tal maneira que haverá a detecção desse ponto de máxima potência, todavia caso o arranjo fotovoltaico possua módulos sombreados devido a nuvens, galhos ou folhas de árvores por exemplo, então a curva potência pela tensão será alterada e conseqüentemente o sistema de controle do inversor buscará nesse novo cenário captar o ponto de máxima potência – MPPT local, conforme segue na figura 34 (PRIEB, 2011).

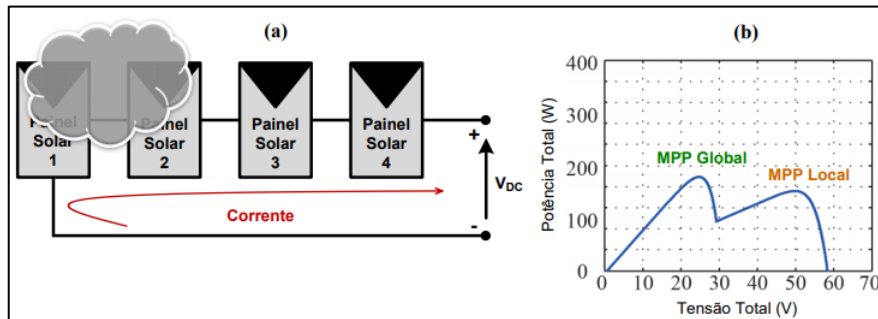


Figura 35 - Irradiância uniforme. a) Gerador fotovoltaico. b) Curva potência - tensão



Fonte: CARVALHO (2013)

Figura 36 - Irradiância não uniforme. a) Gerador fotovoltaico. b) Curva potência - tensão



Fonte: CARVALHO (2013)

### 3 CARACTERÍSTICA DO LOCAL DE INSTALAÇÃO DOS SFCR E DA REDE ELÉTRICA

#### 3.1 IDENTIFICAÇÃO DO LOCAL DE ESTUDO

O sistema fotovoltaico conectado à rede está localizado em Palmas – Tocantins, mais especificamente na Universidade Federal do Tocantins – UFT conforme segue a figura 37.

Figura 37 - Mapa de identificação do local de estudo



Fonte: GOOGLE MAPS (2019)

A Universidade Federal do Tocantins está localizada no Plano Diretor Norte nas proximidades da praia da graciosa bem como da Ponte da Amizade e da Integração ou Ponte Fernando Henrique Cardoso, sendo que a UFT está delimitada pela avenida NS – 15 e pela Avenida Juscelino Kubitscheck – JK, além disso sua área é de 502.800,00 m<sup>2</sup>.

A figura 38 representa a imagem da Universidade Federal do Tocantins.

Figura 38 - Imagem aérea da UFT



Fonte: GOOGLE MAPS (2019)

### 3.2 LEVANTAMENTO DE DADOS METEOROLÓGICOS DA CIDADE DE PALMAS - TO

Para este estudo de caso é levado em consideração as condições meteorológicas como temperatura ambiente e irradiância ao longo do tempo afim de prever o comportamento da geração solar fotovoltaica dos painéis. A partir disso, foram adotados para esta pesquisa os dados fornecidos pela estação meteorológica automática PALMAS – A009 do Instituto Nacional de Meteorologia – INMET o qual fica localizado no Plano Diretor Sul, Quadra 112 Sul. Além disso os dados coletados são referentes ao dia 08 e 09 de maio de 2019 conforme apresentado na tabela 2. A escolha do dia foi baseado no período ensolarado típico durante as medições com o analisador de energia nos pontos de transformação onde havia sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Tabela 2 - Dados meteorológicos da estação automática A009 de Palmas

Data	Horário		Temperatura ambiente (C°)	Irradiância		
	UTC	Palmas		(kJ/m <sup>2</sup> )	(W/m <sup>2</sup> )	P. u
08/05/2019	0,00					
08/05/2019	1,00					
08/05/2019	2,00					
08/05/2019	3,00	0:00	24,7	0	0,00	0,00
08/05/2019	4,00	1:00	25	0	0,00	0,00
08/05/2019	5,00	2:00	24,6	0	0,00	0,00
08/05/2019	6,00	3:00	23,6	0	0,00	0,00
08/05/2019	7,00	4:00	24,4	0	0,00	0,00
08/05/2019	8,00	5:00	24,5	0	0,00	0,00
08/05/2019	9,00	6:00	22,9	0	0,00	0,00
08/05/2019	10,00	7:00	22,8	33,28	9,25	0,01
08/05/2019	11,00	8:00	27,9	130	36,11	0,04
08/05/2019	12,00	9:00	30,1	1407	390,86	0,39
08/05/2019	13,00	10:00	31,9	2155	598,66	0,60
08/05/2019	14,00	11:00	33,4	2658	738,39	0,74
08/05/2019	15,00	12:00	33,9	2956	821,18	0,82
08/05/2019	16,00	13:00	34,4	3000	833,40	0,83
08/05/2019	17,00	14:00	34,4	2202	611,72	0,61
08/05/2019	18,00	15:00	35,4	2161	600,33	0,60
08/05/2019	19,00	16:00	35	1850	513,93	0,51
08/05/2019	20,00	17:00	34,9	899,4	249,85	0,25
08/05/2019	21,00	18:00	33,9	123,2	34,22	0,03
08/05/2019	22,00	19:00	31,5	0	0,00	0,00
08/05/2019	23,00	20:00	28,5	0	0,00	0,00

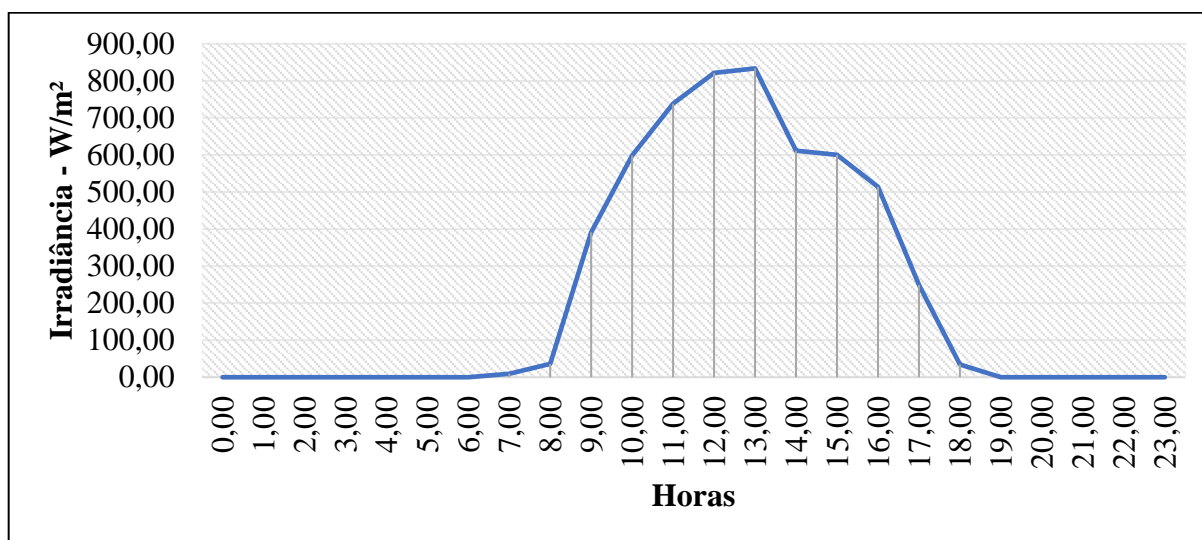
09/05/2019	0,00	21:00	27,3	0	0,00	0,00
09/05/2019	1,00	22:00	26,4	0	0,00	0,00
09/05/2019	2,00	23:00	26,9	0	0,00	0,00

Fonte: INMET, Modificado (2019)

O formato das horas na tabela 2 é definido pelo UTC – Tempo Universal Coordenado de tal maneira que o fuso horário é dado de acordo com o horário do Meridiano de Greenwich (Observatório de Greenwich no Reino Unido). Dessa forma, para que o estudo seja estabelecido no horário brasileiro, ou seja, o horário de Brasília, faz-se necessário que as horas sejam atrasadas em três horas, caso não esteja no horário de verão. Assim define-se o horário de Brasília de 0:00 horas a partir das 03:00 horas no horário UTC. Para a conversão das unidades  $\text{kJ/m}^2$  para  $\text{W/m}^2$ , é preciso que o valor dado em  $\text{kJ/m}^2$  seja multiplicado pela constante de valor 0,2778, assim é gerada a coluna de valores em  $\text{W/m}^2$ . A coluna P.U – Por Unidade representa o valor de irradiância coletado dividido pela irradiância base de  $1000 \text{ W/m}^2$ .

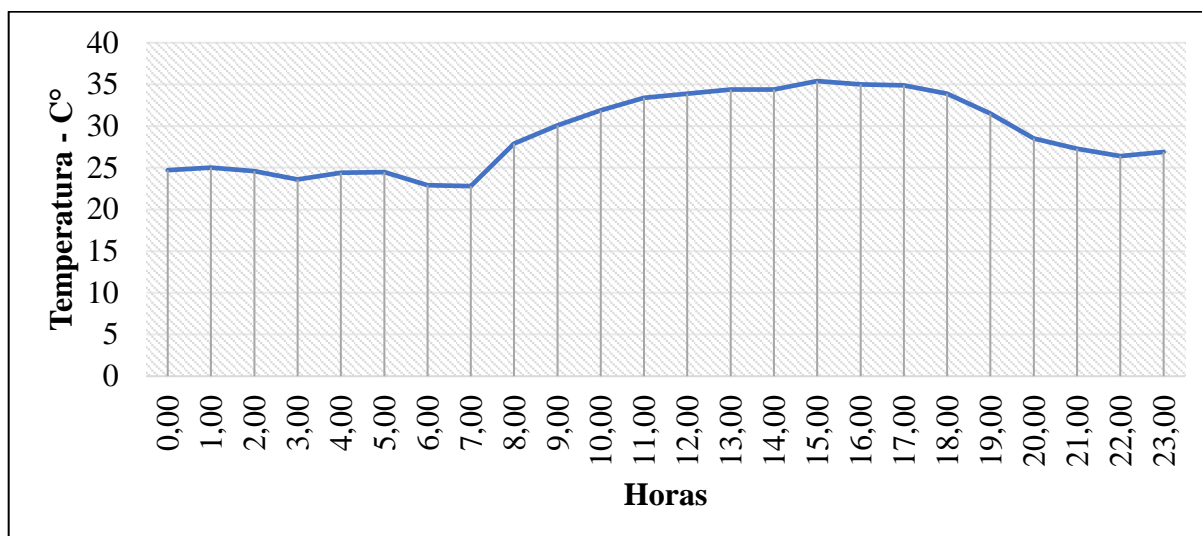
O gráfico 1 e 2 representam o comportamento respectivamente da irradiância solar e da temperatura ambiente ao longo do dia.

Gráfico 1 - Irradiância ao longo do dia 08/05 a 09/05



Fonte: Próprio autor

Gráfico 2 - Temperatura ambiente ao longo dia 08/05 a 09/05



Fonte: Próprio autor

### 3.3 ESPECIFICAÇÕES DA REDE ELÉTRICA E DOS SFCR DO CAMPUS PALMAS - UFT

No Campus Palmas da UFT – unidade consumidora grupo A, seu sistema de distribuição de energia elétrica é abastecido pela subestação Palmas IV de tal maneira que a distribuição da energia é feita em média tensão – 13,8 kV. O ponto de entrega é definido por uma cabine de mediação e proteção tal qual o sistema de distribuição interno está sob a responsabilidade da UFT. Além disso o Grupo Energisa S.A é a concessionária responsável por administrar o sistema de distribuição do município de Palmas.

A rede de distribuição interna do Campus segue a mesmo critério dos projetos de distribuição urbano, todavia aquele apresenta algumas particularidades, dado uma vez que, a rede interna apresenta o ponto de entrega em média tensão onde o alimentador principal deriva em dois circuitos de tal maneira que utiliza-se transformadores de potência elevada (como por exemplo transformadores trifásicos de potência nominal 750 kVA) que geralmente não se encontra em redes comuns.

Os transformadores que serão foco desse estudo se encontram dentro do Campus Palmas sendo dois transformadores de 750 kVA instalados em solo e dois transformadores de 300 kVA instalados em poste. A figura 39 apresenta a localização dos postos de transformação bem como os locais de instalação dos sistemas fotovoltaicos.

Figura 39 - Localização dos transformadores e SFCR



Fonte: GOOGLE MAPS, Modificado (2019)

A tabela 3 relaciona os transformadores numerados na figura 39 bem como a quantidade de cargas conectadas e sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

Tabela 3 - Relação de transformadores e SFCR do Campus Palmas - UFT

Transformadores				N° de cargas conectadas	
N°	Potência (kVA)	Tensão (kV)	Ligação do transformador	Total	Com SFCR
1	750	13,8/ (0.38/0,22)	$\Delta - Y$	9	1
2	750	13,8/ (0.38/0,22)	$\Delta - Y$	11	7
3	300	13,8/ (0.38/0,22)	$\Delta - Y$	1	1
4	300	13,8/ (0.38/0,22)	$\Delta - Y$	1	1

Fonte: Próprio autor

Já na tabela 4, tem-se a identificação das cargas bem como dos SFCR conectadas no secundário dos seus transformadores. As especificações técnicas dos SFCR encontram-se na tabela 5.

Tabela 4 - Relação dos transformadores e identificação das cargas

Transformador	Identificação das cargas	
	Total de cargas	Com SFCR
1	Bloco: 1, 2, A, B, C, D, E, F e iluminação externa.	Bloco D
2	Bloco: 3, 4, G, H, I; Lab. MED: I, II e III; Lab. Enf. cuica e iluminação externa.	Bloco G, H, I, Lab. MED I, II, III e Lab. Enfermagem
3	Restaurante Universitário – R.U	
4	Bloco J	

Fonte: Próprio autor



Tabela 5 - Especificações técnicas dos SFCR

<b>Transformador</b>	<b>Local</b>	<b>Quantidade de Módulos</b>	<b>Potência de Placa (kWp)</b>	<b>Inversor</b>	<b>Potência nominal CA (kW)</b>
1	Bloco D	95	31,35	Fronius Eco 27	27
		95	31,35	Fronius Eco 27	27
		95	31,35	Fronius Eco 27	27
		95	31,35	Fronius Eco 27	27
		95	31,35	Fronius Eco 27	27
		95	31,35	Fronius Eco 27	27
	<b>Total</b>	<b>570</b>	<b>188,1</b>	-	<b>162</b>
2	Bloco G	112	36,96	Sungrow SG36KTL-M	36
	Bloco H	124	40,92	Sungrow SG36KTL-M	36
	Bloco I	124	40,92	Sungrow SG36KTL-M	36
	Lab. Med I	124	40,92	Sungrow SG36KTL-M	36
	Lab. Med II	124	40,92	Sungrow SG36KTL-M	36
	Lab. Med III	30	9,9	Sungrow SG12KTL-M	12
	Lab. Enfermagem	124	40,92	Sungrow SG36KTL-M	36
	<b>Total</b>	<b>762</b>	<b>251,46</b>	-	<b>225,9</b>
3	R.U	156	51,48	ABB TRIO 50.0 TL - OUTD	50
	<b>Total</b>	<b>156</b>	<b>51,48</b>	-	<b>50</b>
4	Bloco J	88	29,04	Fronius Eco 27	27
		88	29,04	Fronius Eco 27	27
		88	29,04	Fronius Eco 27	27
		68	22,44	Sungrow SG 20KTL - M	20
	<b>Total</b>	<b>332</b>	<b>109,56</b>	-	<b>101</b>

Fonte: Próprio autor

Na tabela 6, tem-se a características técnicas dos inversores utilizados no projeto dos SFCR.

Tabela 6 - Características técnicas dos inversores

Parâmetros	Sungrow SG 12KTL-M	Sungrow SG 20KTL-M	Sungrow SG 36KTL-M	Fronius Eco 27.0-2M	ABB trio 50.0 tl - outd
<b>Dados de entrada</b>					
V <sub>entrada-máximo</sub>	1100 V	1000 V	1100 V	1000 V	1000 V
V <sub>mppt</sub>	550-850 V	480 – 850 V	500 – 850 V	580 – 850 V	480-800 V
Nº de mppt	2	2	3	1	3
I <sub>entrada-máxima</sub>	22 A	44 A	88 A	47,7 A	108 A
<b>Dados de saída</b>					
Potência nominal CA	12.000 W	20.000 W	36.000 W	27.000 W	50.000 W
I <sub>máxima-saída</sub>	20 A	31,9 A	53,5 A	40,9 A	77 A
V <sub>saída</sub>	270 – 480 V	270 – 480 V	310 – 480 V	200 – 400 V	380 – 415 V
Conexão de saída	3 F + 1 N + 1 PE	3 F + 1 N + 1 PE	3 F + 1 N + 1 PE	3 F + 1 N + 1 PE	3 F + 1 N + 1 PE
Eficiência. Max	98,60%	98,60%	98,50%	98,30%	98,30 %
Eficiência. Euro	98,10%	98,30%	98,30%	98,0%	98,0%

Fonte: Próprio autor

Nesta seção 3, pode-se identificar o local de estudo, levantar os dados meteorológicos da cidade de Palmas bem como as especificações da rede elétrica de distribuição e os sistemas fotovoltaicos do Campus Palmas. Todas essas informações são necessárias para simular a estrutura da rede de média tensão e suas cargas no *software OPENDSS*.

## 4 SIMULAÇÃO E RESULTADOS

Este capítulo apresentará uma abordagem sobre a origem do *software*, os principais elementos do *OPENDSS* utilizados na elaboração do código bem como a descrição dos dados técnicos necessários para a simulação. Na Subseção 4.4 é apresentado as simulações desenvolvidas sobre os parâmetros de nível de tensão, potência aparente, ativa, reativa e fator de potência ocasionados pela inserção dos SFCR no Campus Palmas - UFT.

### 4.1 SIMULADOR DE SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – *SOFTWARE OPENDSS*

Inicialmente o *software OPENDSS* era chamado de *DSS – Distribution System Simulator* que significa simulador de sistema de distribuição sendo o mesmo primeiramente iniciado em 1997 no *Electrotek Concepts, Inc.* por Roger Dugan e Thomas McDemontt. Em 2004 a *EPRI – Electric Power Research Institute* comprou o *software DSS* e em 2008 apresentou o *software OPENDSS* no formato atual – licença de código livre afim de desenvolver o campo de pesquisa das *Smart Grids* (FREITAS, 2015).

O *software OPENDSS* abrange a maioria das análises em regime permanente senoidal. Adjacente a isso o *software* é capaz de simular situações modernas relacionadas as chamadas redes inteligentes – *Smart Grids*. Em relação a esse tipo de rede tem-se a geração distribuída como elemento novo a ser simulado no *OPENDSS* afim de visualizar os efeitos desse tipo de geração na rede de distribuição. (LIMA, 2018).

De acordo com DUGAN (2013), o *OPENDSS* foi desenvolvido para ser indefinidamente expansível afim de adaptar-se as necessidades futuras. O *OpenDSS* pode ser utilizado para planejamento e análise de sistemas de distribuição de energia, análise de circuitos polifásicos, análise de sistemas com geração distribuída como já dito anteriormente, simulações de plantas geradoras eólicas, análises de configurações incomuns de transformadores, análises de harmônicos, estudo de tensão entre neutro e terra, desenvolvimento de casos de testes IEEE, entre outros.

O circuito do *OpenDSS* é dividido em 5 conjuntos com suas características. O *PDElement – Power Delivery Element* o qual é constituído por elementos que fornecem energia de um ponto ao outro no circuito. O *PCElement – Power Conversion Element* o qual é constituído por elementos responsáveis por transformar energia de uma forma para outra. O *Controls* o que é constituído por elementos responsáveis por controlar outros componentes do

circuito. O *Meters* são os medidores responsáveis por realizarem análises das correntes, tensão e potência do circuito onde foram empregados. O *General* é responsável pelos scripts do *OpenDSS* utilizados na simulação (DUGAN, 2013).

## 4.2 DEFINIÇÃO DOS ELEMENTOS BÁSICOS DO OPENDSS USADOS NO ESTUDO DE CASO

Os próximos tópicos visam auxiliar na compreensão do código, ou seja, descrever os elementos utilizados para a construção do código.

Para a simulação da rede de distribuição do Campus Palmas foi considerado os seguintes componentes: alimentador, cabos, segmentos de rede, definição das cargas, transformadores e geradores fotovoltaicos.

### 4.2.1 Definição *CIRCUIT*

Para a realização das simulações é inicialmente definido a barra do alimentador do circuito o qual é responsável por fornecer potência para alimentação do circuito. A tabela 7 é apresentado alguns dos seus principais parâmetros:

Tabela 7 - Parâmetros básicos do objeto *Circuit*

<b>Parâmetros</b>	<b>Definição</b>
<i>Basekv</i>	Tensão do alimentador ou tensão de linha em kV
<i>Bus1</i>	Barra que liga ao alimentador
<i>Phases</i>	Nº de fases do alimentador
<i>Pu</i>	Tensão em p.u

Fonte: ANEEL (2014-a)

Exemplo:

*New circuit. Fonte basekv=13.8 phases=3 Bus1=alimentador pu=1.0*

Observa-se que para a criação de um novo circuito, utiliza-se o script *New circuit* e em seguida define-se o nome do circuito, neste exemplo *Fonte*. Os outros parâmetros caracterizam o circuito criado.

### 4.2.2 Definição *LINECODE*

O objeto *LINECODE* é responsável pelo armazenamento dos parâmetros dos cabos utilizados no circuito, ou seja, as impedâncias dos cabos. Além disso estas impedâncias podem ser definidas de duas formas: pela matriz de impedância ou por componentes simétricas. Todavia a NOTA TÉCNICA DA ANEEL N° 0057/2014–SRD/ANEEL, de 11/06/2014 propõe que a impedância dos cabos seja definida na forma de componentes simétricas e somente pela resistência e reatância de sequência positiva. Na tabela 8 é apresentado os parâmetros requeridos pelo objeto *LINECODE*.

Tabela 8 - Parâmetros básicos do objeto *LineCode*

<b>Parâmetros</b>	<b>Definição</b>
<i>Nphases</i>	Nº de fases do condutor
<i>Basefreq</i>	Frequência de base em qualquer condutor
<i>R1</i>	Resistência do condutor em ohms por unidade medida
<i>X1</i>	Reatância do condutor em ohms por unidade medida
<i>Units</i>	Unidade de comprimento

Fonte: ANEEL (2014-a)

Exemplo:

*New Linecode.Parametro\_cabos nphases=3 basefreq=60 R1=0.3 X1=0.409 units=km*

Neste exemplo é criado o script a partir de *New Linecode* e posteriormente definido o nome para identificação das especificações de cabos - *Parametro\_cabos*.

#### 4.2.3 Definição *LINE*

O objeto *LINE* é responsável pela definição das conexões entre as barras do circuito, além disso é por meio deste elemento que ocorre a transmissão do fluxo de potência. Na tabela 9 é apresentado os parâmetros deste objeto.

Tabela 9 - Parâmetros básicos do objeto *Line*

<b>Parâmetros</b>	<b>Definição</b>
<i>Phases</i>	Nº de fases do condutor. (Importante lembrar que o número de fases deve ser semelhante ao do cabo, evitando erros)
<i>Bus1</i>	Nome do barramento do terminal 1
<i>Bus2</i>	Nome do barramento do terminal 2
<i>Linecode</i>	Parâmetros do cabo já determinados

<i>Length</i>	Comprimento dos cabos entre barras
<i>Units</i>	Unidade de comprimento

Fonte: ANEEL (2014-a)

Exemplo:

```
New Line.LINHA_00 Phases=3 Bus1=Barra2 Bus2=Barra1 Length=0.100 units=km
linecode=Parametro_cabos
```

Neste exemplo é definido pelo script *New Line* a linha *LINHA\_00*, sendo ela conectada entre as barras *Barra2* e *Barra1* de tal maneira que a distância entre essas barras é de 0.1 Km, ou seja, 100 metros.

#### 4.2.4 Definição *TRANSFORMER*

O objeto *TRANSFORMER* é responsável por definir um novo transformador no circuito. Na tabela 10, tem-se os seguintes parâmetros deste objeto.

Tabela 10 - Parâmetros básicos do objeto *Transformer*

<b>Parâmetros</b>	<b>Definição</b>
<i>Phases</i>	Nº de fases do transformador
<i>Windings</i>	Nº de enrolamentos do transformador
<i>XHL</i>	Reatância % primário em relação ao secundário
<i>Wdg</i>	Nº da barra (enrolamento) que receberá os parâmetros
<i>Bus</i>	Barra de ligação com o <i>Wdg</i> (enrolamento)
<i>kV</i>	Tensão nominal do enrolamento
<i>kVA</i>	Potência aparente nominal do transformador

Fonte: ANEEL (2014-a)

Exemplo:

```
New Transformer.T1 Phases=3 Windings=2 Xhl=3.61
~ wdg=1 bus=1 conn=delta kv=13.8 kva=150
~ wdg=2 bus=2 conn=weye kv=0.38 kva=150
```

Neste exemplo é definido o transformador *T1* a partir do script *New Transformer*. A partir disso, observa-se a definição da quantidade de fases – *phases*, enrolamentos – *windings*, reatância percentual – *xhl* bem como as barras que estão ligadas ao lado de Alta – 13,8 kV e

Baixa Tensão – 0,38 kV, o tipo de ligação de ambos os lados especificados pelo parâmetro *conn* (vale ressaltar que o termo *wye* significa estrela em português).

#### 4.2.5 Definição *LOADSHAPE*

O objeto *LOADSHAPE* permite a criação da curva de carga tanto para as unidades consumidoras como para os geradores fotovoltaicos. Esse objeto consiste de uma série de multiplicadores, variando de 0 a 1 os quais são aplicadas aos valores de potência em kW para representar a variação da carga ao longo de algum período de tempo. Na tabela 11 são apresentados seus parâmetros.

Tabela 11 - Parâmetros básicos do objeto *LoadShape*

<b>Parâmetros</b>	<b>Definição</b>
<i>Npts</i>	Nº de pontos da curva a ser construída
<i>Interval</i>	Intervalo de tempo que se deve construir a curva (em horas)
<i>Mult</i>	Fator multiplicativo da carga

Fonte: ANEEL (2014-a)

Exemplo:

```
New Loadshape.Curva_diaria npts=24 interval=1
~ mult = (0.25 0.23 0.22 0.22 0.23 0.24 0.25 0.36 0.4 0.43 0.45 0.5 0.53 0.6 0.65
0.66 0.7 0.75 0.8 0.82 0.85 0.8 0.74 0.6)
```

Além disso, como já dito anteriormente o objeto *LOADSHAPE* modela a curva de irradiância solar ao longo do tempo. Na Seção 3.2 – Tabela 2 foi demonstrado a forma de conversão dos valores de irradiância em p.u.

Exemplo:

```
New Loadshape.Curva_irradiancia_solar npts=24 interval=1
~ mult = [0 0 0 0 0 0 0 0.01 0.04 0.39 0.60 0.74 0.82 0.83 0.61 0.60 0.51 0.25
0.03 0 0 0 0 0]
```

#### 4.2.6 Definição *TSHAPE*

O objeto *TSHAPE* modela a curva de temperatura neste caso no módulo solar ao longo do tempo. A seguir é apresentado o script.

Exemplo:

```
New Tshape.Curva_temperatura_modulo npts=24 interval=1
~ temp = [25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25
25 25 25 25 25]
```

#### 4.2.7 Definição *LOAD*

O objeto *LOAD* define as cargas a serem inseridas no circuito de análise de tal maneira que o comportamento desta carga é baseado na curva de carga modelado pelo objeto *LOADSHAPE*.

Tabela 12 - Parâmetros básicos do objeto *Load*

<b>Parâmetros</b>	<b>Definição</b>
<i>Bus1</i>	Nome da barra em que a carga está conectada
<i>Phases</i>	Nº de fases da carga
<i>kV</i>	Tensão de base em kV para a carga
<i>kW</i>	Potência nominal das cargas
<i>pf</i>	Fator de potência da carga
<i>Daily</i>	Nome da curva de carga definida anteriormente pelo objeto loadshape.
<i>Tdaily</i>	Temperatura diária

Fonte: ANEEL (2014-a)



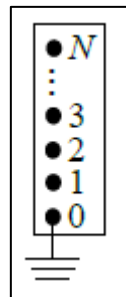
No estudo de caso, foi definido as cargas por fase, como segue no exemplo a seguir.

Exemplo:

*New Load.FASE\_A1 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_1.1 kw = 50 pf = 0.92 kv = 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria*  
*New Load.FASE\_B1 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_1.2 kw = 50 pf = 0.92 kv = 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria*  
*New Load.FASE\_C1 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_1.3 kw = 50 pf = 0.92 kv = 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria*

Vale ressaltar que a barra possui nós conforme figura 40, o objetivo principal da barra é conectar em seus nós os terminais dos elementos elétricos. Neste caso está sendo considerado três nós devido a quantidade de fases.

Figura 40 - Barra N nós



Fonte: FREITAS (2015)

#### 4.2.8 Definição *MONITOR*

O objeto *MONITOR* é responsável pelo monitoramento neste estudo dos terminais secundários dos transformadores. Na tabela 13 é definido um exemplo de utilização deste objeto.

Tabela 13 - Parâmetros básicos do objeto *Monitor*

<b>Parâmetros</b>	<b>Definição</b>
<i>Element</i>	Elemento a ser monitorado
<i>Terminal</i>	Indica qual terminal será monitorado

<i>Mode</i>	Modo de exibição dos gráficos
-------------	-------------------------------

Fonte: ANEEL (2014-a)

Exemplo:

```

New monitor.T2_tensão element = Transformer.T2 terminal = 2 mode = 0
! Monitoramento da tensão

New monitor.T2_potência_S element=Transformer.T2 terminal=2 mode=1
! Monitoramento da Potência Aparente

New monitor.T2_potência_P element=Transformer.T2 terminal=2
mode=1 ppolar=no ! Monitoramento da Potência Ativa

New monitor.T2_potência_Q element=Transformer.T2 terminal=2
mode=1 ppolar=no ! Monitoramento Potência Reativa

```

O script *New monitor* define qual será o nome do tipo de monitoramento, *element* indica qual o elemento a ser monitorado, neste caso o transformador *T2*, *terminal* indica qual o terminal será monitorado, nesta situação será o terminal de saída – baixa tensão do transformador, além disso o parâmetro *mode* representa o modo ou tipo de monitoramento, observa-se que quando é utilizado o parâmetro *ppolar = no*, isso indica que o monitoramento deverá ser feito em coordenadas retangulares afim de que possa ser extraído as componentes potência ativa e reativa.

#### 4.2.9 Definição *XYCurve*

O objeto *XYCurve* é usado para construção de curvas no plano xy. Para modelagem dos parâmetros do sistema fotovoltaico, tal objeto é utilizado para criar a curva característica do módulo fotovoltaico e a de eficiência do inversor. A seguir é apresentado exemplos para as duas situações.

Exemplo de modelagem da curva característica do sistema solar fotovoltaico:

```

New XYCurve.Curva_sistema_solar npts = 4
~ xarray = [0 25 75 100] yarray = [1.2 1.0 0.8 0.6]

```

Neste exemplo o objeto *XYCurve* define o nome da curva - *Curva\_sistema\_solar* de tal maneira que essa curva possui quatro pares de pontos, o script  $xarray = [0\ 25\ 75\ 100]$  indica as temperaturas do módulo no eixo x do plano cartesiano e  $yarray = [1.2\ 1.0\ 0.8\ 0.6]$  indica o fator de multiplicação em relação a potência nominal do módulo, por exemplo, quando a temperatura do módulo está em 75 °C, o módulo fotovoltaico possui como potência CC 0,8 vezes o valor da sua potência nominal.

Exemplo de modelagem da curva característica do inversor solar:

```
New XYCurve.Curva_caracteristica_inversor npts = 4
~ xarray = [.1 .2 .4 1.0] yarray = [.86 .9 .93 .97]
```

Neste outro exemplo objeto *XYCurve* define o nome da curva - *Curva\_caracteristica\_inversor*. Os valores fixados no script  $xarray = [.1\ .2\ .4\ 1.0]$  representam o fator multiplicativo em relação a potência de saída do inversor, por exemplo se a potência de saída do inversor é o valor nominal então seu fator será 1 e conseqüentemente o valor de eficiência de conversão de potência CC em CA será de 0,97 ou 97% como descrito no script *yarray*.

#### 4.2.10 Definição *PVSystem*

O sistema solar fotovoltaico conectado à rede é modelado a partir do objeto *PVSystem*. Como dito anteriormente na Subseção 4.1, existem os elementos de conversão de energia denominados de *PCElement* – *Power Conversion Element* e neste caso os SFCR se enquadram nesta classificação. Na tabela 14 é definido os parâmetros deste objeto.

Tabela 14 - Parâmetros básicos do objeto *PVSystem*

Parâmetros	Definição
<i>kV</i>	Tensão de linha nominal em <i>kV</i>
<i>BusI</i>	Nome da barra que será conectado o seu terminal
<i>kVA</i>	Potência nominal do inversor em <i>kV A</i>
<i>FP</i>	Fator de potência do inversor
<i>Irrad</i>	Irradiação nominal, irradiância (Base)
<i>Pmp</i>	Potência nominal no ponto de máxima potência, $Pmp(1kW/m2)$
<i>Temperature</i>	Temperatura nominal do módulo
<i>effcurve</i>	Curva de eficiência por potência do inversor
<i>P - Tcurve</i>	Curva de potência por temperatura do sistema fotovoltaico

<i>Daily</i>	Curva de irradiância diária
<i>TDaily</i>	Temperatura diária do módulo

Fonte: ANEEL (2014-a)

Exemplo:

*New PVSystem.SFCR phases = 3 Bus1 = Barra\_1 kv = 0.380 KVA = 162 irrad = 1  
Pmpp = 176.08 temperature = 25 PF = 1 effcurve = Curva\_caracteristica\_inversor  
P-TCurve = Curva\_sistema\_solar Daily = Curva\_irradiancia\_solar TDaily =  
Curva\_temperatura\_modulo  
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1*

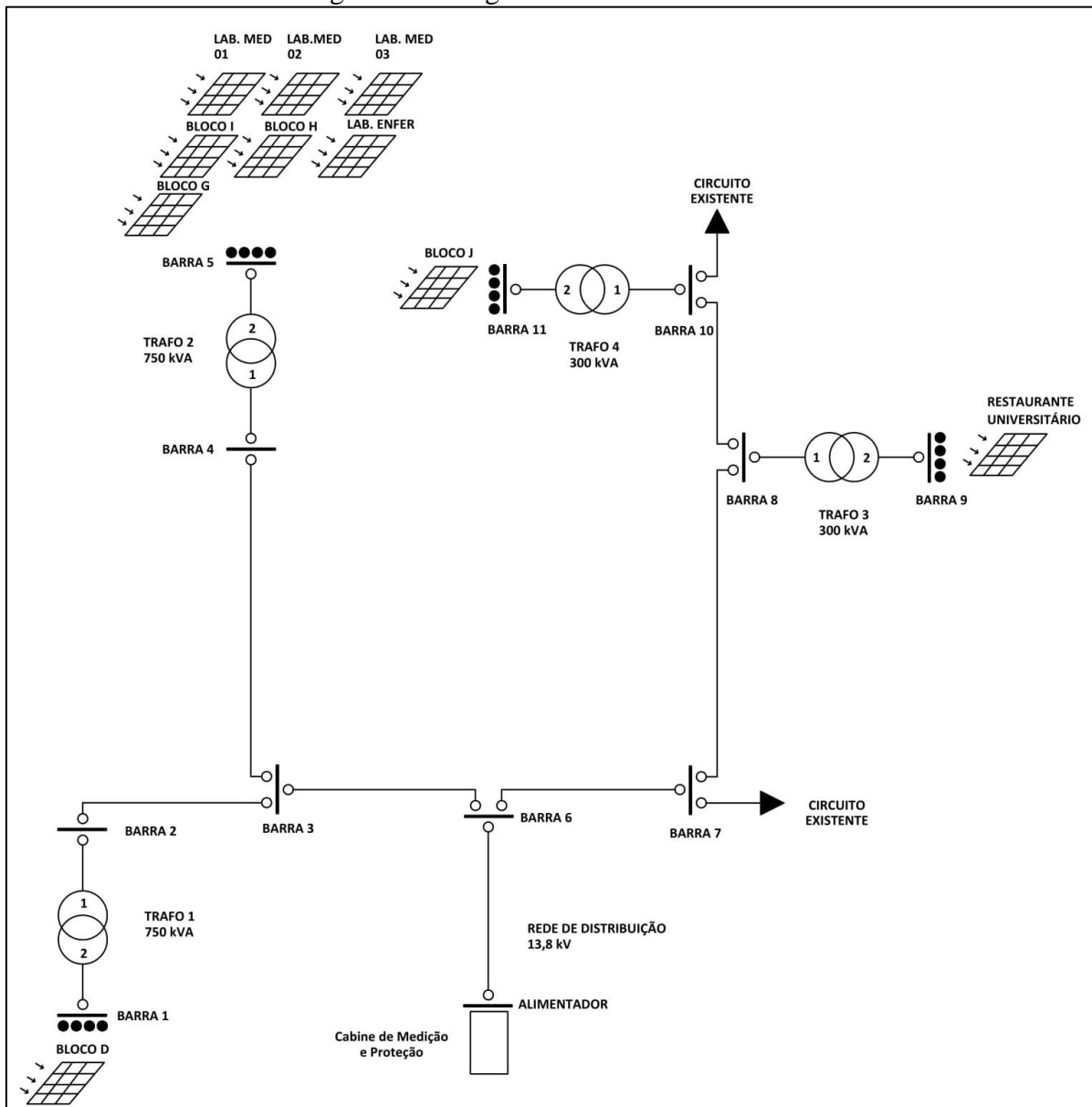
### 4.3 DESCRIÇÃO DO SISTEMA DE ESTUDO

O diagrama do circuito da figura 41 foi desenvolvido de acordo com a rede de distribuição presente no Campus Palmas. O modelo apresenta a tipologia do tipo radial, este tipo é projetado de tal maneira que exista um ponto de alimentação e se ramifique sem encontrar-se em um ponto comum.

A rede de distribuição em média tensão é a 3 fios e a de baixa tensão a 4 fios. Os transformadores estão identificados pela nomenclatura trafo.

O monitoramento do fluxo de potência, nível de tensão será feito nos terminais secundários dos transformadores, ou seja, no lado de baixa tensão do transformador. Os dados da rede elétrica do Campus Palmas foram obtidos a partir do Trabalho de Conclusão de Curso – TCC sobre Modelagem e Simulação Computacional do Sistema Elétrico de Distribuição da UFT – Campus De Palmas elaborado por Richardson Diego Melo Pires.

Figura 41 - Diagrama do circuito simulado



Fonte: Próprio autor

A tabela 15 mostra as barras secundárias que estão conectadas aos SFCR bem como a potência instalada CA e o tipo de ligação do SFCR na rede, já na tabela 16 tem-se as características das linhas responsáveis pela conexão entre as barras, na tabela 17 é apresentado as barras primárias ligadas no terminal primário e as barras secundárias ligadas ao terminal secundário dos transformadores.

Tabela 15 - Dados de localização, conexão, potência e tipo de ligação dos SFCR utilizados no software OPENDSS

Local com SFCR	Transformador	Barra conectada	Potência instalada CA (kW)	Tipo de Ligação
Bloco D	1	BARRA 1	162	Trifásica
Bloco G	2	BARRA 5	36	
Bloco H				
Bloco I				
Lab. Med 01				
Lab. Med 02				
Lab. Med 03			12	
Lab. Enfer	36			
R.U	3	BARRA 9	50	
Bloco J	4	BARRA 11	101	

Fonte: Próprio autor

Tabela 16 - Dados das linhas e interconexão entre as barras

Nº da linha	Barra de saída	Barra de chegada	Comprimento da linha (km)	Resistência ( $\Omega$ )	Reatância ( $\Omega$ )
01	Alimentador	BARRA 6	0,73215	0,8070	0,3194
02	BARRA 6	BARRA 3	0,08469	0,0934	0,0369
03	BARRA 3	BARRA 2	0,07714	0,0850	0,0336
04	BARRA 3	BARRA 4	0,16071	0,1771	0,0701
05	BARRA 6	BARRA 7	0,14199	0,1565	0,0619
06	BARRA 7	BARRA 8	0,05471	0,0603	0,0238
07	BARRA 8	BARRA 10	0,06348	0,0699	0,0276

Fonte: Próprio autor

Tabela 17 - Barras conectadas aos transformadores

Transformador	Potência (kVA)	Barra primária	Barra secundária
TRAFO 1	750	BARRA 2	BARRA 1
TRAFO 2	750	BARRA 4	BARRA 5
TRAFO 3	300	BARRA 8	BARRA 9
TRAFO 4	300	BARRA 10	BARRA 11

Fonte: Próprio autor

#### 4.4 SIMULAÇÃO DOS CASOS

O sistema de distribuição do Campus Palmas será simulado no *OPENDSS*. O código comentado segue no apêndice A.

Para o levantamento das curvas de consumo diário dos postos de transformação foi utilizado o analisador de energia *Fluke – 1738* (afim de utilizar os dados de consumo para simulação no *software*) do laboratório de medidas e máquinas elétricas com o suporte do Professor Mestre Alcy Monteiro e do técnico de laboratório Neiber Garcia da Cruz, algumas fotos de medição e do equipamento seguem no apêndice B. Os resultados apresentados estão em gráficos comparativos baseados nas simulações descritas na tabela 18. O período de simulação está compreendido das 0h às 23h, ou seja, 24 horas de duração, além disso para modelar a curva de consumo no *OPENDSS* é necessário dispor os dados em p.u – por unidade. Como as cargas simuladas estão equilibradas, optou-se por representar nos gráficos valores médios por fase.

Vale ressaltar que o *software* considera o fluxo de potência ativa e reativa direto (do transformador às cargas) com o sinal negativo e o fluxo de potência ativa e reativa reverso (das cargas ao transformador) com sinal positivo.

Tabela 18 – Local de monitoramento e tipos de simulações realizadas no *OPENDSS*

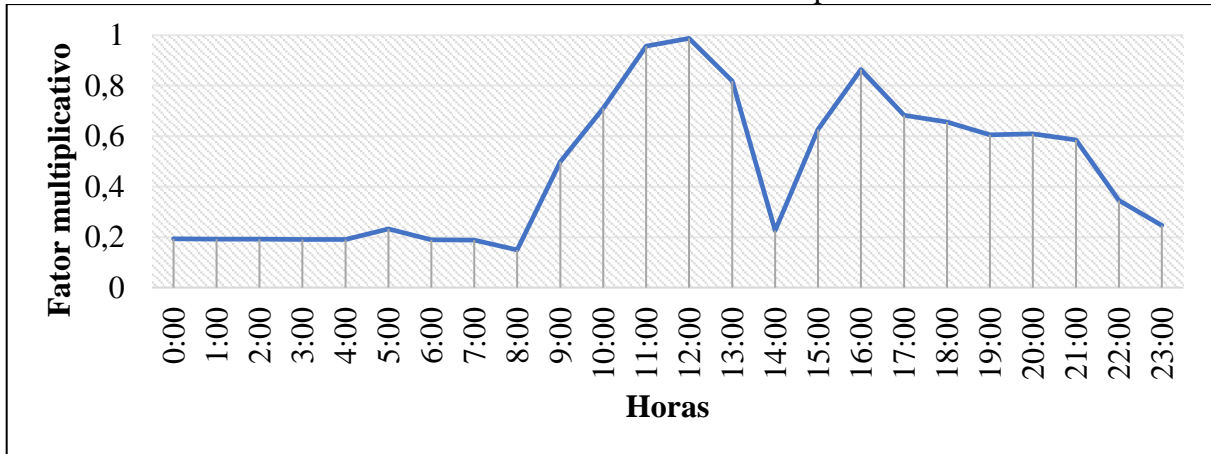
<b>LOCAL DE MONITORAMENTO DOS PARÂMETROS NO <i>OPENDSS</i></b>	<b>SIMULAÇÕES</b>
Terminal de baixa tensão dos transformadores	Curva de consumo
	Nível de tensão sem SFCR
	Nível de tensão com SFCR
	Potência aparente sem SFCR
	Potência aparente com SFCR
	Potência ativa sem SFCR
	Potência ativa com SFCR
	Potência ativa e reativa com SFCR
	Fator de potência com SFCR

Fonte: Próprio autor

#### 4.4.1 Resultados em relação ao transformador 1

A Curva de consumo diário em dia típico na barra 1 (Bloco 1, 2, A, B, C, D, E, F e iluminação externa) – gráfico 3 demonstra faixas de consumo elevado por volta das 10h às 13h e novamente as 16h, a partir desse momento há uma diminuição gradativa até as 23h.

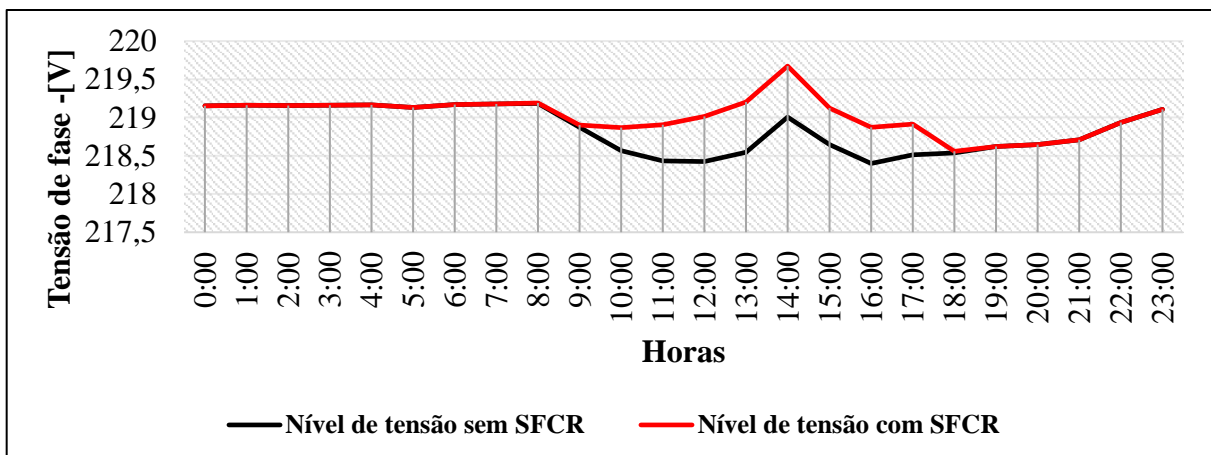
Gráfico 3 – Curva de consumo diário em dia típico na barra 1



Fonte: Próprio autor

Observa-se no gráfico 4 o comparativo do nível de tensão ao longo do dia sem e com o SFCR. Sem o sistema fotovoltaico é perceptível entre 08h às 13h e posteriormente das 14h às 21h um afundamento de tensão ocasionado pelo aumento na demanda de potência a ser entregue as cargas, além disso por volta das 14h há uma elevação do nível de tensão ocasionado pela diminuição de demanda de potência. Após a inserção do sistema fotovoltaico, é perceptível uma elevação do nível de tensão entre as 09h as 18h, período em que o SFCR está operando normalmente.

Gráfico 4 – Comparativo do nível de tensão sem e com SFCR na barra 1

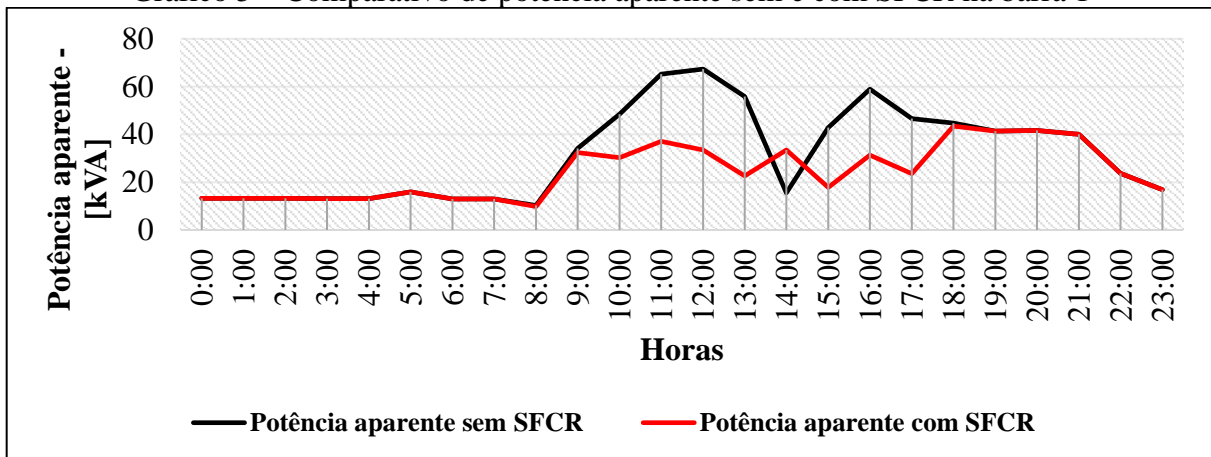


Fonte: Próprio autor



No gráfico 5 é apresentado o comportamento da potência aparente sem e com o SFCR, observa-se que o comportamento da curva da potência aparente é o mesmo da curva de consumo diário. Após a inserção do sistema fotovoltaico ocorreu uma diminuição do fluxo de potência aparente no sentido direto, ou seja, do transformador para as cargas. Isso significa que durante o período das 09h às 13h e das 15h às 18h a geração solar conseguiu suprir uma parte da demanda de potência das unidades consumidoras e a outra parte foi suprida pelo transformador conectado à rede elétrica. Entre 13h e 15h foi o período em que a geração solar se tornou maior que o consumo das cargas, ou seja, a produção solar supriu todo o consumo nesse período e o excedente foi direcionado para o transformador.

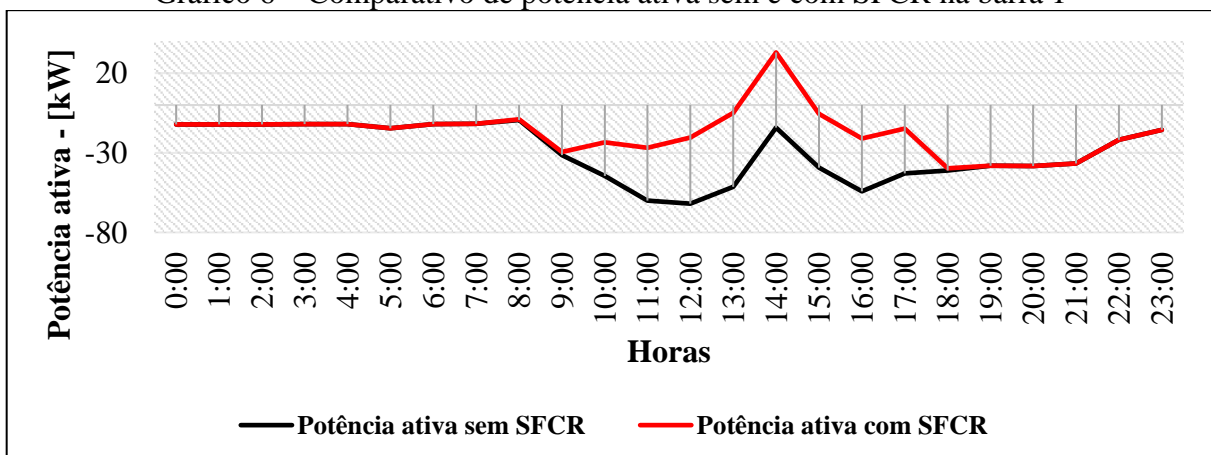
Gráfico 5 – Comparativo de potência aparente sem e com SFCR na barra 1



Fonte: Próprio autor

Por meio do gráfico 6 que representa o comportamento da potência ativa sem e com SFCR é visível a inversão do fluxo de potência entre 13h e 15h, no restante do dia há uma diminuição do fluxo de potência direto.

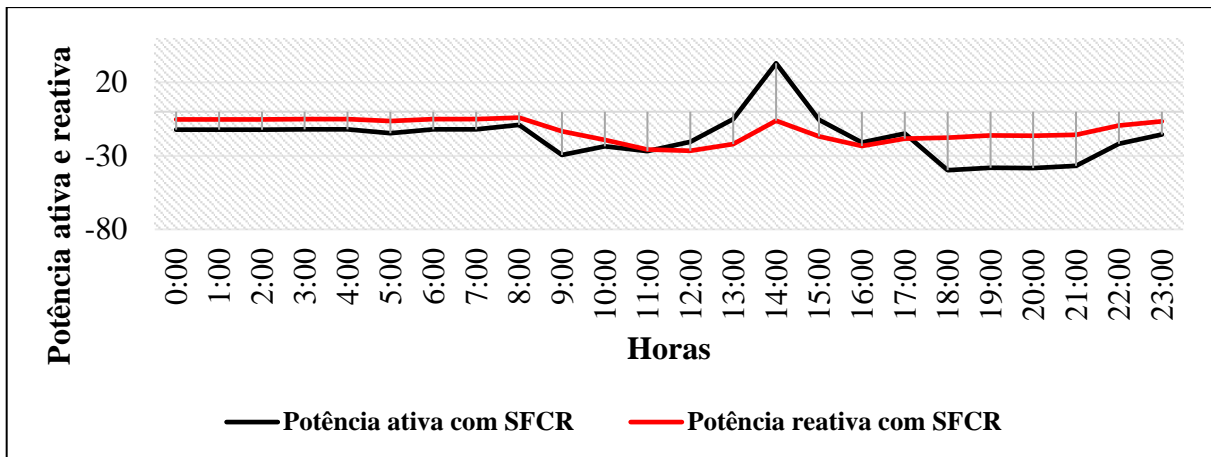
Gráfico 6 – Comparativo de potência ativa sem e com SFCR na barra 1



Fonte: Próprio autor

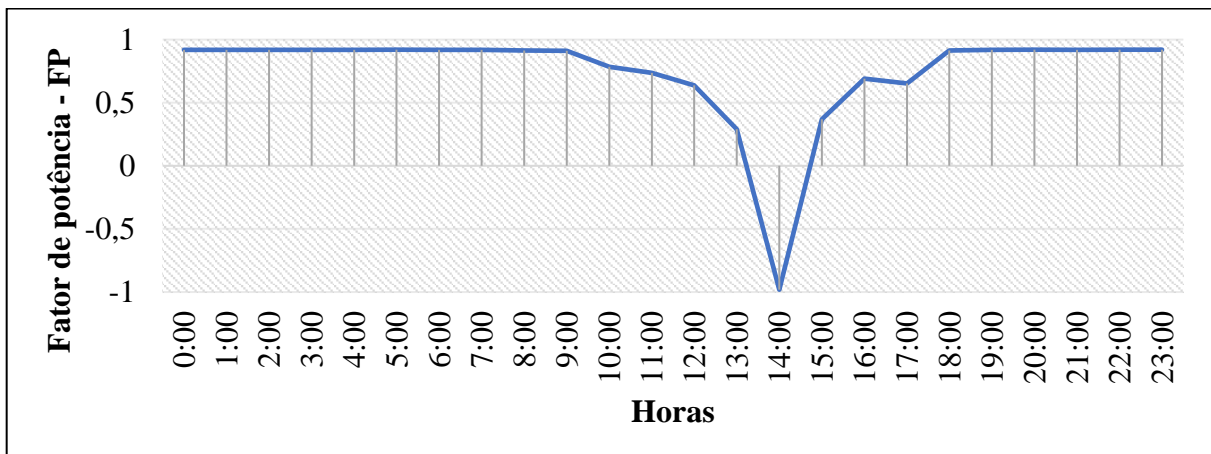
No gráfico 7, tem-se o comportamento da potência ativa e reativa ao longo do tempo, vale ressaltar que a potência reativa permaneceu praticamente constante sem e com o SFCR. O gráfico 8 representa o comportamento do fator de potência após a inserção do SFCR, foi considerado o fator de potência de 0,92 sem a inserção dos sistemas fotovoltaicos, é importante salientar que devido a inversão do fluxo de potência ativa o fator de potência passou a ser negativo.

Gráfico 7 – Potência ativa e reativa com SFCR barra 1



Fonte: Próprio autor

Gráfico 8 – Fator de potência com SFCR na barra 1

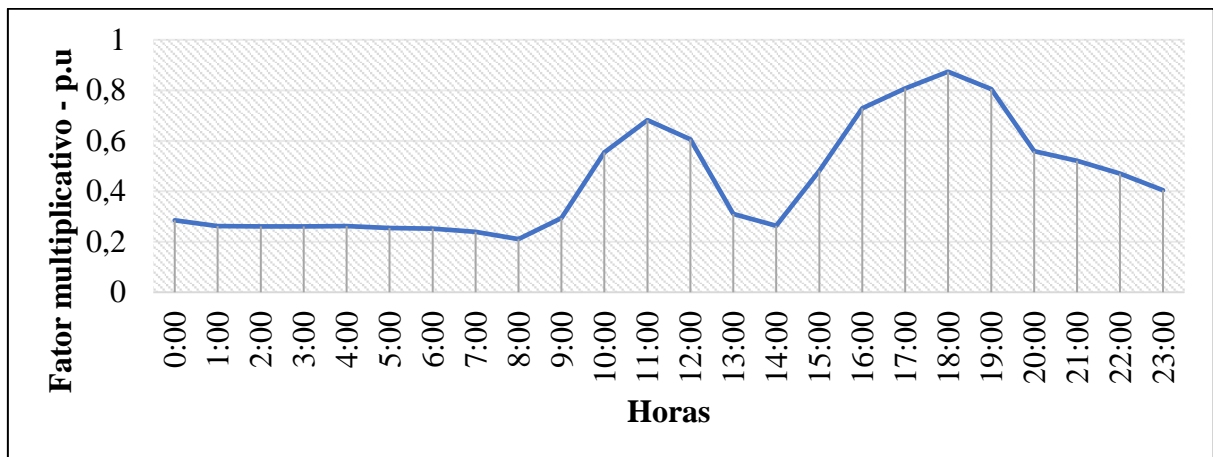


Fonte: Próprio autor

#### 4.4.2 Resultados em relação ao transformador 2

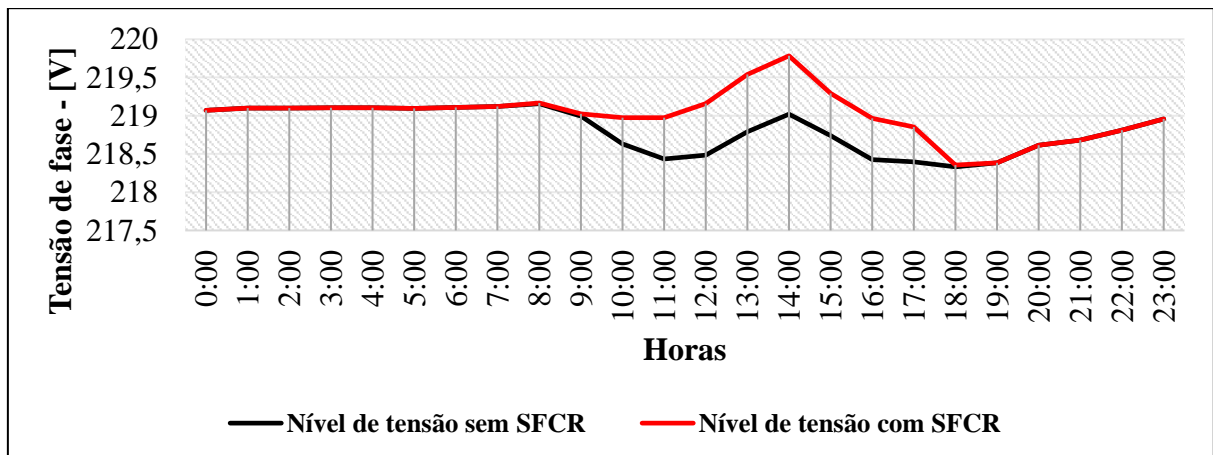
A curva de consumo diária na barra 5 (Bloco 3, 4, G, H, I, laboratório de medicina 01, 02, 03, laboratório de enfermagem, cuica e iluminação externa) é representada no gráfico 9, nele observa-se picos de consumo entre 10h e 12h e das 16h as 18h, além disso entre 13h e 14h há uma diminuição na demanda de consumo. No gráfico 10 que mostra o comportamento do nível de tensão antes e após a inserção dos sistemas fotovoltaicos, verifica-se uma elevação do nível de tensão após a inserção dos SFCR, período compreendido entre 09h as 18h. O pico de tensão após a inserção dos SFCR ocorre no momento de maior geração e menor consumo no intervalo das 13h às 14h.

Gráfico 9 – Curva de consumo diário em dia típico na barra 5



Fonte: Próprio autor

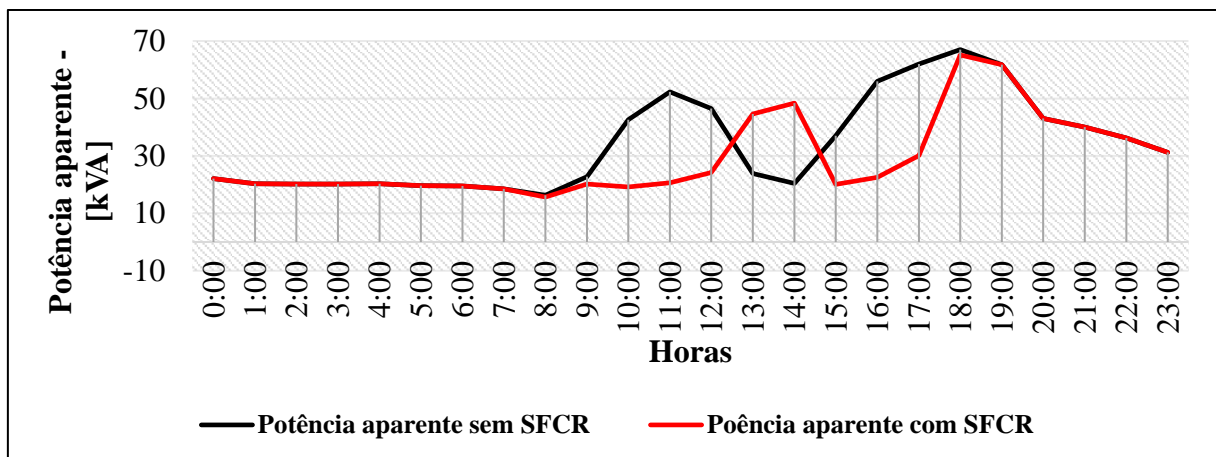
Gráfico 10 - Comparativo do nível de tensão sem e com SFCR na barra 5



Fonte: Próprio autor

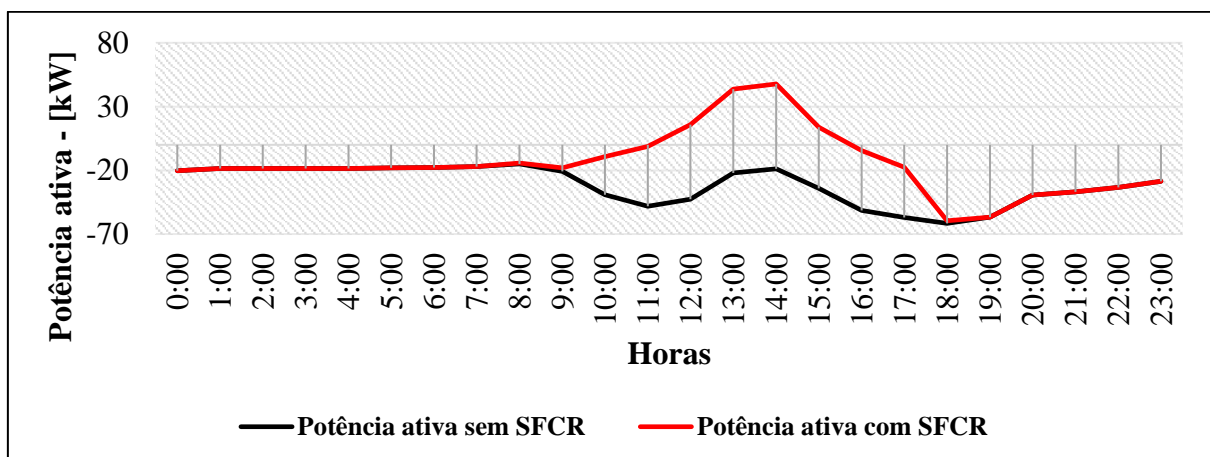
Em relação ao fluxo de potência aparente, tem-se seu comportamento no gráfico 11, antes e após a inserção dos sistemas fotovoltaicos, observa-se uma atenuação no fluxo de potência aparente direto devido a geração solar por volta das 09h às 11h e das 16h às 18h, entre 11h e 16h ocorre uma inversão do fluxo de potência ativo como pode ser observado no gráfico 12 – comparativo do fluxo de potência ativa sem e com o SFCR na barra 5. O fato dos sistemas fotovoltaicos gerarem um fluxo de potência ativo reverso durante 5 horas dá-se devido a uma potência CA de 225,9 kW que representa 7 blocos de um total de 11 com SFCR conectados no transformador 2.

Gráfico 11 - Comparativo de potência aparente sem e com SFCR na barra 5



Fonte: Próprio autor

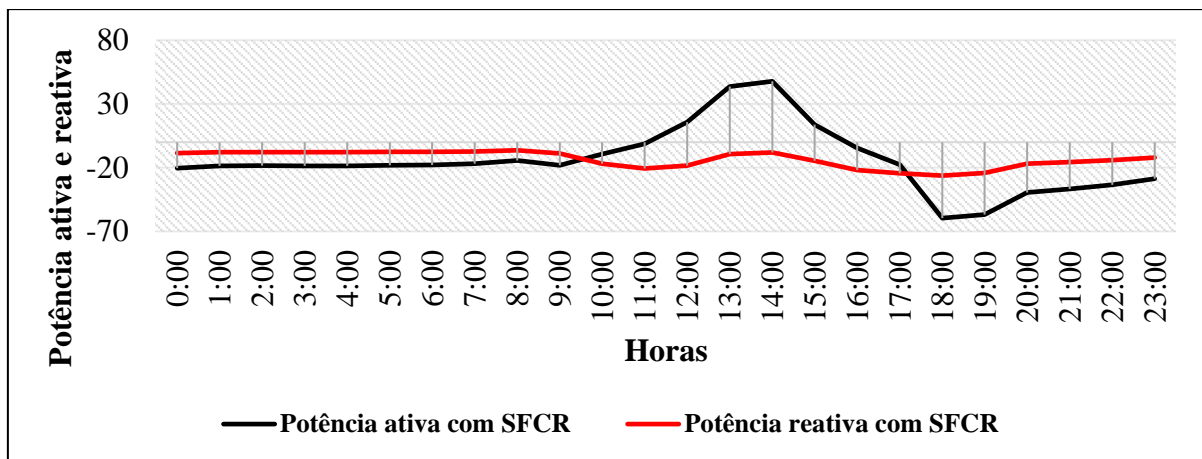
Gráfico 12 - Comparativo de potência ativa sem e com SFCR na barra 5



Fonte: Próprio autor

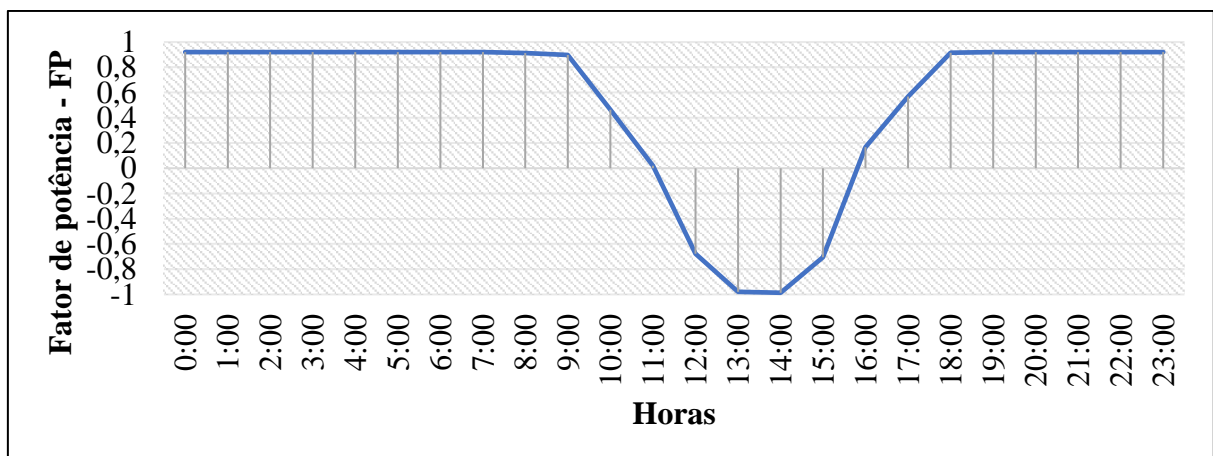
O gráfico 13 mostra o comportamento da potência reativa em conjunto com a potência ativa, neste gráfico observa-se um pequeno aumento da potência reativa por volta das 11h e depois as 16h. No gráfico 14 está representado o comportamento do fator de potência, nele ocorre uma inversão de sinal entre 11h e 16h devido ao fluxo de potência reverso.

Gráfico 13 – Potência ativa e reativa com SFCR na barra 5



Fonte: Próprio autor

Gráfico 14 - Fator de potência com SFCR na barra 5



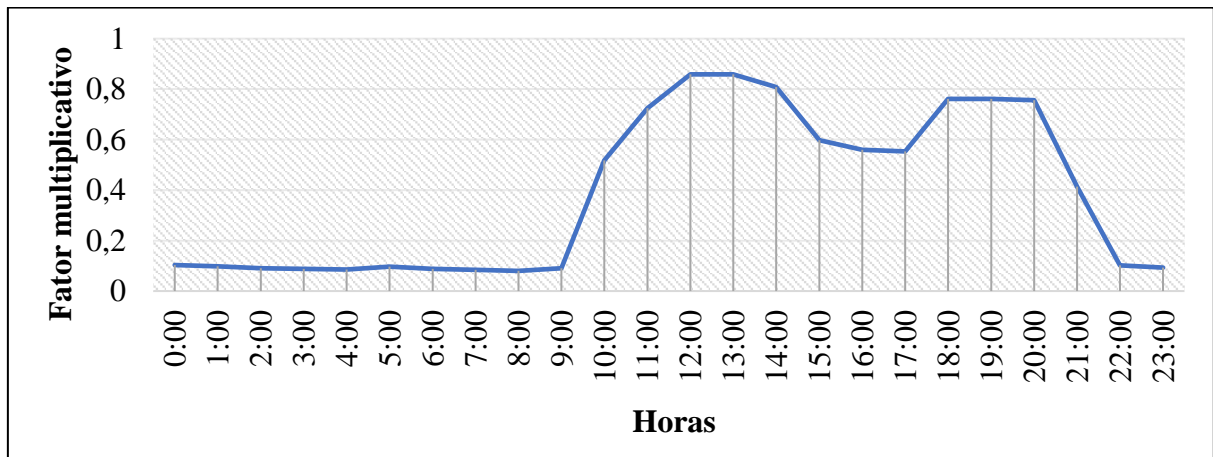
Fonte: Próprio autor

#### 4.4.3 Resultados em relação ao transformador 3

Para o transformador 3 há apenas o restaurante universitário como carga conectada. Sua curva de consumo é apresentada no gráfico 15, nele percebe-se um consumo elevado ao longo do dia havendo uma pequena queda entre 15h e 17h.

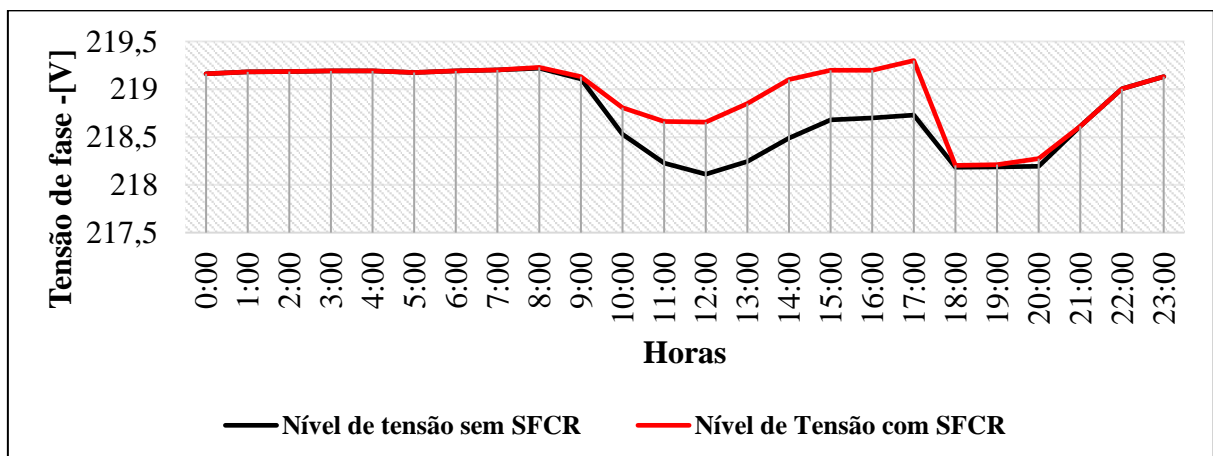
No gráfico 16 tem-se o comparativo do nível de tensão antes e após a inserção do sistema fotovoltaico, onde fica evidente a elevação do nível de tensão entre 09h e 18h, período de geração solar.

Gráfico 15 - Curva de consumo diário em dia típico na barra 9



Fonte: Próprio autor

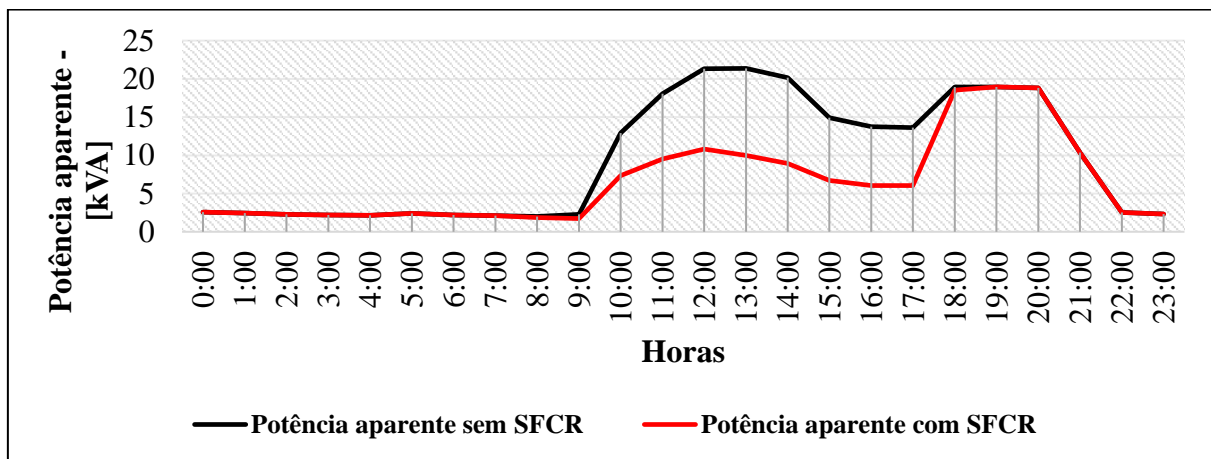
Gráfico 16 - Comparativo do nível de tensão na barra 9 sem e com SFCR



Fonte: Próprio autor

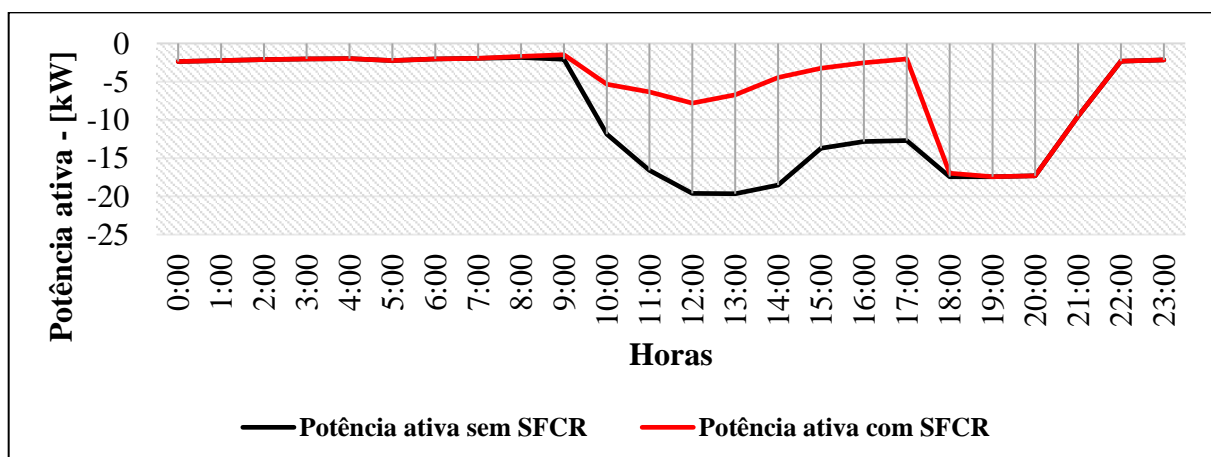
No gráfico 17 é representado o comportamento da potência aparente antes e após a inserção do sistema fotovoltaico, como previsto ocorreu uma atenuação do fluxo de potência aparente direto devido a geração solar suprir uma parte da demanda de consumo do restaurante. Pelo gráfico 18 percebe-se que este sistema fotovoltaico não injetou um fluxo de potência ativa reverso ao longo do dia, isso deve ao fato da demanda de consumo ser elevada e consequentemente toda a geração solar ser consumida pela carga.

Gráfico 17 - Comparativo de potência aparente sem e com SFCR na barra 9



Fonte: Próprio autor

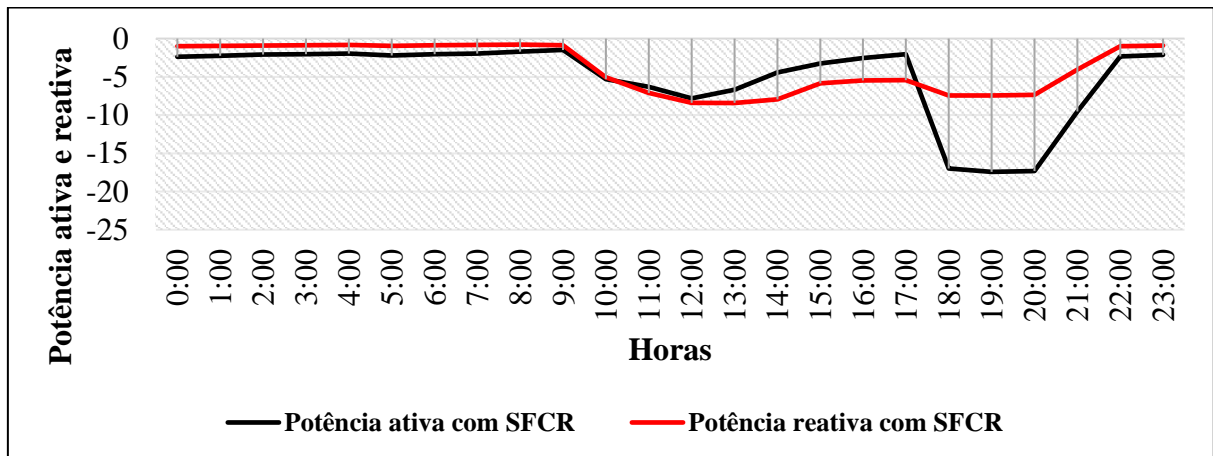
Gráfico 18 - Comparativo de potência ativa sem e com SFCR na barra 9



Fonte: Próprio autor

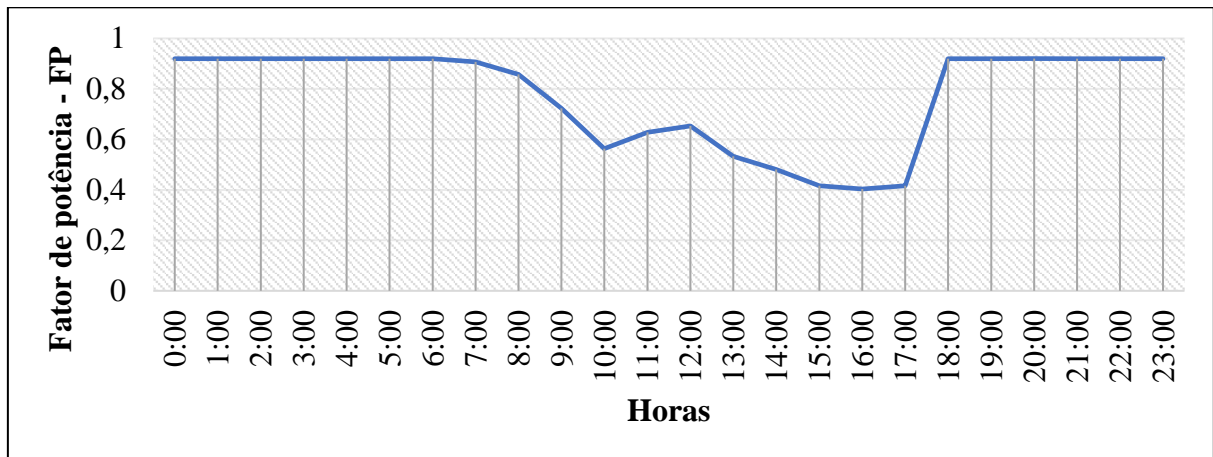
No gráfico 19 tem-se o comparativo da potência ativa e reativa ao longo do dia onde fica evidente a pequena variação da potência reativa, já no gráfico 20 é mostrado o comportamento do fator de potência após a inserção do sistema fotovoltaico, nele verifica-se a diminuição do fator de potência ocasionado pela diminuição do fluxo de potência direto.

Gráfico 19 - Potência ativa e reativa com SFCR na barra 9



Fonte: Próprio autor

Gráfico 20 - Fator de potência com SFCR na barra 9



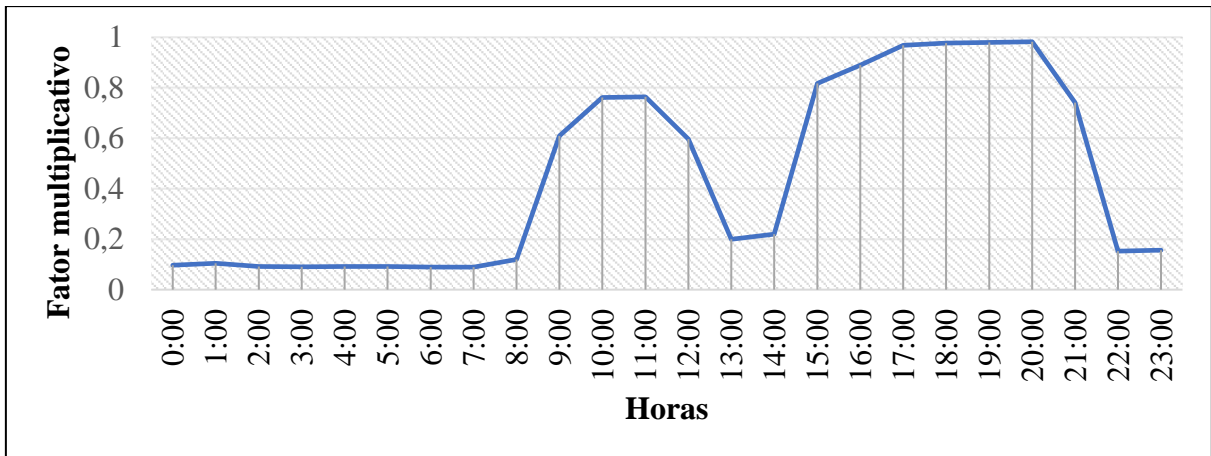
Fonte: Próprio autor



#### 4.4.4 Resultados em relação ao transformador 4

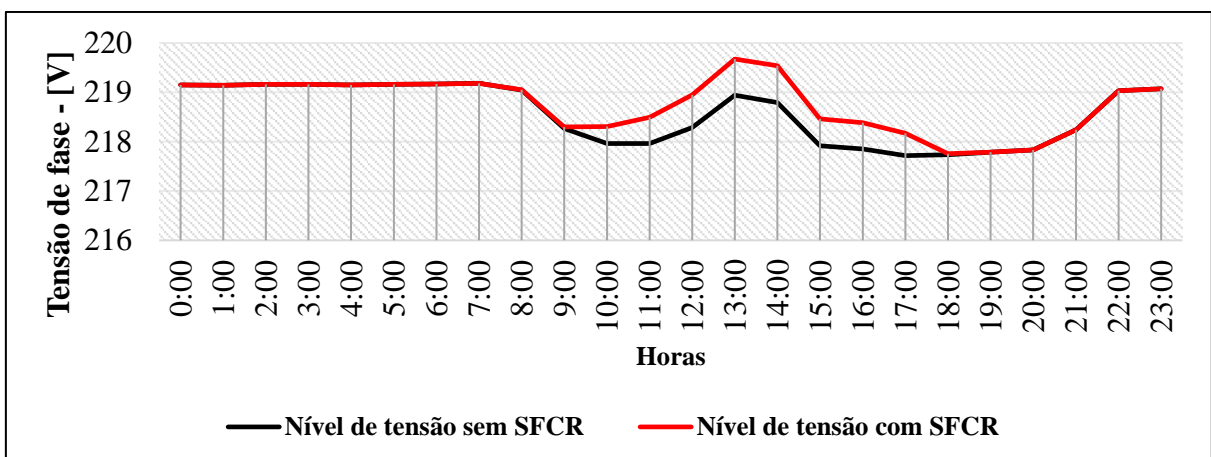
Para o transformador 4 há apenas o bloco J como carga, o comportamento de consumo diário está representado no gráfico 21. Neste gráfico pode-se perceber um consumo considerado durante o período da tarde e da noite. No gráfico 22 está representado um comparativo do nível de tensão antes e após a inserção do SFCR ficando evidente a elevação do nível de tensão entre 09h e 18h.

Gráfico 21 - Curva de consumo diário em dia típico na barra 11



Fonte: Próprio autor

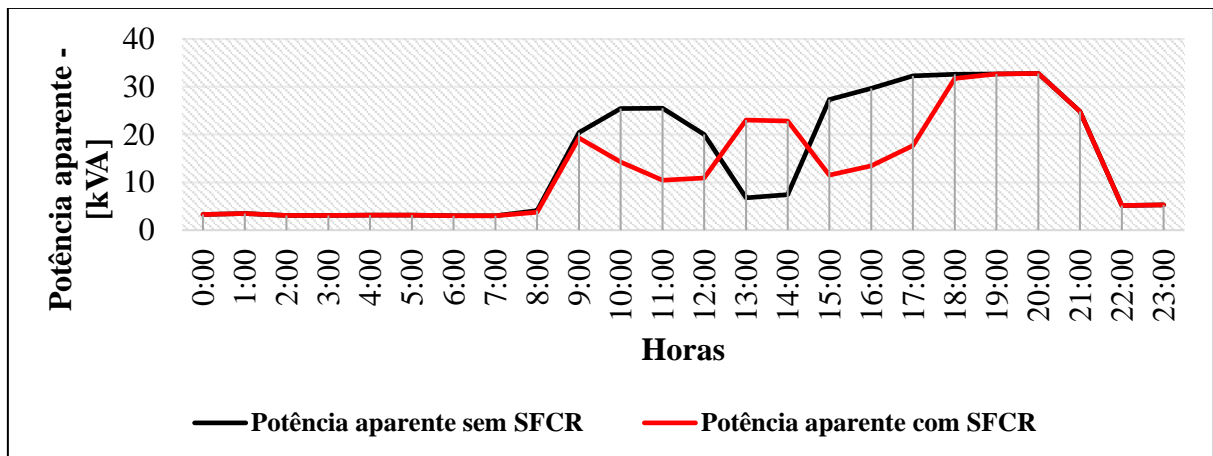
Gráfico 22 - Comparativo do nível de tensão sem e com SFCR na barra 11



Fonte: Próprio autor

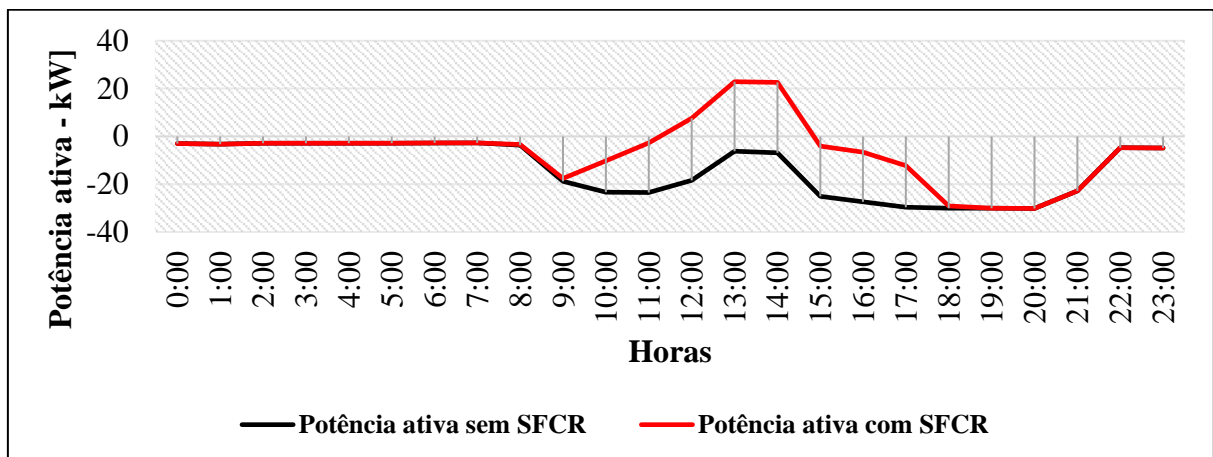
O comparativo de potência aparente representado no gráfico 23 mostra uma atenuação do fluxo de potência direto ao longo do dia, vale ressaltar que entre 11h e 15h há uma inversão do fluxo de potência, ou seja, surge o fluxo de potência ativa reverso como pode ser observado no gráfico 24.

Gráfico 23 - Comparativo de potência aparente sem e com SFCR na barra 11



Fonte: Próprio autor

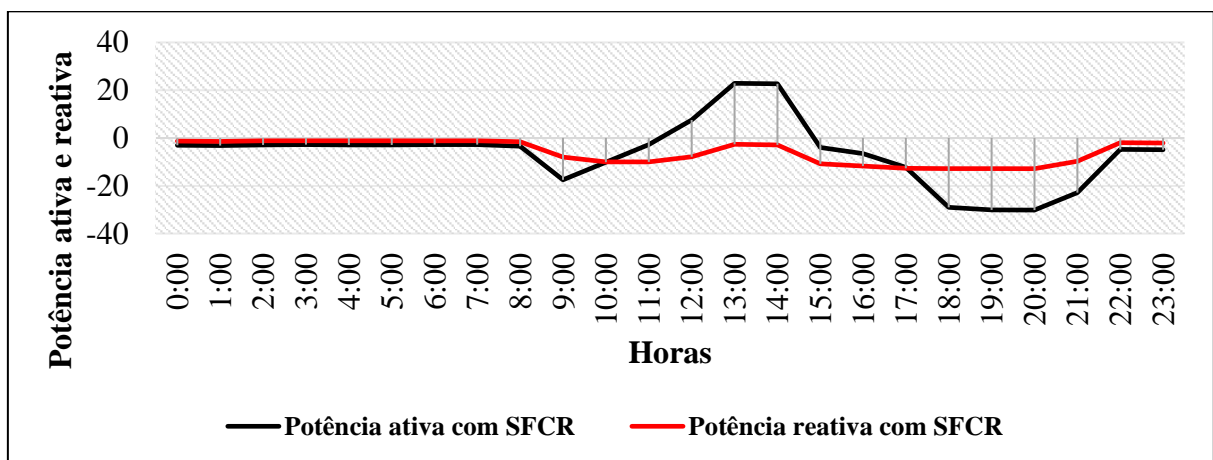
Gráfico 24 - Comparativo de potência ativa sem e com SFCR na barra 11



Fonte: Próprio autor

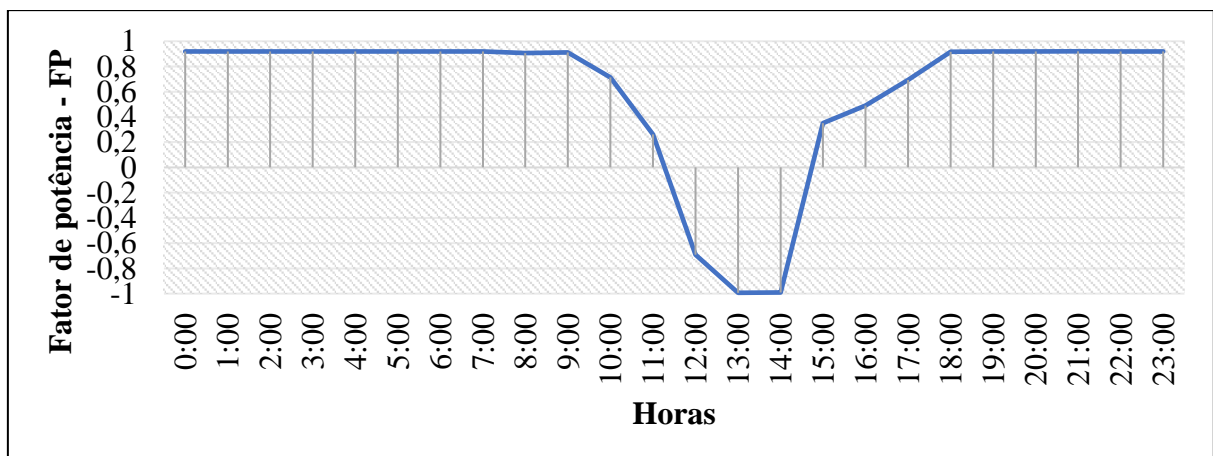
O gráfico 25 apresenta o comportamento da potência reativa e ativa com a inserção do sistema fotovoltaico demonstrando pequenas alterações ao longo do dia. O gráfico 26 apresenta o comportamento do fator de potência após a inserção do sistema fotovoltaico, nele é perceptível a influência da variação de potência ativa durante o período de geração solar, fazendo com que o fator de potência chegasse a zero as 11h e as 15h devido ao momento de inversão do fluxo de potência ativa.

Gráfico 25 - Potência ativa e reativa com SFCR na barra 11



Fonte: Próprio autor

Gráfico 26 - Fator de potência com SFCR na barra 11



Fonte: Próprio autor

## 5 CONCLUSÕES

Este trabalho utilizou o *software OPENDSS*, que possibilitou modelar o comportamento de uma rede elétrica aproximada localizada na cidade de Palmas – TO no Campus Palmas da Universidade Federal do Tocantins. Nesta rede foram inseridos sistemas solares fotovoltaicos conectados à rede de baixa tensão.

Com a inserção dos sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição do Campus Palmas, foi possível analisar e verificar o comportamento dos fluxos de potência direto (do transformador a carga) e reverso (da carga com SFCR ao transformador), níveis de tensão e fator de potência.

Foi definido como valor de base a tensão de 13,8 kV, transformadores 13,8/0,380 kV com conexões do tipo Delta – Estrela aterrado bem como as cargas conectadas em seus respectivos transformadores, linhas de distribuição tipo aéreo assim como seus parâmetros técnicos de resistência e reatância na forma de componentes simétricas. Para a simulação dos geradores fotovoltaicos utilizou-se o objeto *PVSystem* do *software*. Este objeto considera os dados fornecidos pelos módulos fotovoltaicos como os coeficientes de rendimento em relação a potência nominal devido a influência da temperatura do módulo e dos inversores como os coeficientes de rendimento em relação a potência CC de entrada do inversor.

A partir das simulações realizadas foi possível perceber que ao inserir uma potência do gerador fotovoltaico menor que a demanda de consumo das cargas, o fluxo de potência medido no secundário do transformador permanece em seu sentido direto (do transformador à carga), todavia há uma diminuição da potência ativa entregue pela concessionária de energia local. Quando a geração fotovoltaica supera a demanda de consumo, o excedente é fornecido para o transformador gerando um fluxo de potência reverso (da carga ao transformador). Nestas duas situações citadas anteriormente percebeu-se a elevação do nível de tensão ao longo do dia sobretudo das 09h às 18h.

Entretanto, observou-se que uma desvantagem para as concessionárias é a potência reativa que praticamente não se alterou devido ao fato de os sistemas instalados não possuírem ajuste de fator de potência, ou seja, a concessionária diminui o fornecimento de potência ativa, mas não diminui o fornecimento de potência reativa. Isso faz com que o fator de potência da rede diminua.

Por último, os benefícios encontrados na inserção de diversos sistemas fotovoltaicos são: níveis de tensão estão dentro do limite ideal para as cargas próximas ao ponto e geração bem como a economia em dinheiro para o Campus Palmas.

Para distribuidoras, as vantagens seriam a possibilidade de redução de gastos na infraestrutura dos cabos da rede de distribuição localizadas próximo dos pontos de geração fotovoltaica e além disso existiria o alívio dos transformadores que possuíssem geração distribuída conectada a eles. Todavia como desvantagem há diminuição do fator de potência das linhas de distribuição.

Os resultados apresentados pelo *OPENDSS* aproximaram-se dos dados catalogados a partir do analisador de energia *Fluke – 1738*. Vale ressaltar que este *software* apresenta uma boa flexibilidade e facilidade para modelar os elementos nas mais diversas configurações de circuitos além do fato de ser código livre que o torna mais acessível.

Proposta de trabalhos futuros:

- Análise do fator de potência para cada marca e modelo de inversor implantados nos sistemas fotovoltaicos do Campus Palmas;
- Modelagem da rede de distribuição do Campus Palmas com os SFCR e os geradores a diesel;
- Estudo de impactos sobre harmônicas de corrente ocasionados pela inserção dos sistemas fotovoltaicos do Campus Palmas;
- Estudo sobre correção do fator de potência usando inversor solar;
- Estudo sobre banco de capacitor automático instalado na cabine de medição e proteção do Câmpus Palmas para correção do fator de potência devido a inserção dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.

## REFERÊNCIAS

ALEXANDER, Charles K.; SADIKU, Matthew N. O.. Fundamentos de Circuitos Elétricos. 5. ed. São Paulo: Mcgraw-hill Education, 2013. 894 p.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sistema de Distribuição de Baixa Tensão - SDBT.2015-a**. Disponível em:

<[http://www.aneel.gov.br/busca?p\\_p\\_id=101&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=maximized&p\\_p\\_mode=view&\\_101\\_stru](http://www.aneel.gov.br/busca?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_stru)>. Acesso em: 28 jan. 2019.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Sistema de Distribuição de Média Tensão - SDMT.2015-b**. Disponível em:

<[http://www.aneel.gov.br/home?p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_state=maximized&p\\_p\\_mode=view&\\_101\\_strut](http://www.aneel.gov.br/home?p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_strut)>. Acesso em: 25 jan. 2019.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. 2019-a. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset\\_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-](http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-)>. Acesso em: 25 fev. 2019.

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota técnica da ANEEL nº 0057/2014 – SRD/ANEEL**. Brasília, 2014-a.

AUGUSTO, Kaê. **Análise da Introdução de Painéis Fotovoltaicos em um Alimentador Real de Distribuição de Energia Elétrica**. 2017. 99 f. Tese de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2017.

BARATA, Heitor Alves. **Impacto de Redes de Distribuição com Massiva Conexão de Geradores Fotovoltaicos na Estabilidade de Tensão de Longo-Prazo em Sistema de Potência**. 2017. 131 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém, 2017.

BITTENCOURT, Annelise Anderson. **Proteção Adaptativa de Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Geração Distribuída**. 2011. 132 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2011.

BLATT, Jair José Fritzen. **Proposta de Instalação de Regulador de Tensão em uma Rede de Distribuição Primária a partir da Análise do Perfil de Tensão**. 2016. 80 f. Tese de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Ciências Exatas e Engenharias, Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul, Santa Rosa, 2016.

BRAGA, Renata Pereira. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos e Aplicações**. 2008. 80 f. Tese de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

BRASIL. **Resolução Normativa N° 482 de abril de 2012**. Brasília, DF, 17 abr. 2012. p. 1-6. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 20 jan. 2019.

BRASIL. **Resolução Normativa N° 687 de 24 de novembro de 2015**. Brasília, DF, 24 nov. 2015. p. 1-6. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 20 jan. 2019.

CARNEIRO, Joaquim. **Módulos Fotovoltaicos: Características e Associações**. Azurém: Apostila, 2010. 18 p.

CARVALHO, Pedro António Igreja de. **Seguidor do Ponto de Máxima Potência Multi-Convertor para Sistemas Solares Fotovoltaicos**. 2013. 129 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Escola de Engenharia, Universidade do Minho, Braga, 2013.

CEMIG. **Manual de Arborização de Minas Gerais/MG**. Belo Horizonte: Cemig, 2011.

CORDEIRO - CABOS ELÉTRICOS. **Condutores em Alumínio**. 2019. Disponível em: <<http://www.cordeiro.com.br/produtos-aluminio/>>. Acesso em: 20 mar. 2019.

CRESESB - CENTRO DE REFERENCIA PARA AS ENERGIAS SOLAR E EÓLICA SÉRGIO S. BRITO. **Módulos Fotovoltaicos**. 2014. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com\\_content&lang=pt&cid=331](http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=com_content&lang=pt&cid=331)>. Acesso em: 03 fev. 2019.

DIEHL, Matthias. **Why would the open-circuit voltage in a solar panel string be too low?** 2016. Photovoltaikbüro. Disponível em: <<https://photovoltaikbuero.de/en/pv-know-how-blog-en/why-would-the-open-circuit-voltage-in-a-solar-panel-string-be-too-low/>>. Acesso em: 05 fev. 2019.

DUGAN, R. C. **“Reference Guide: The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)”**. *Electric Power Reseach Institute, Program Revision 7.6.5*, Abril de 2018.

FARIAS, Leonel Marques; SELLITTO, Miguel Afonso. Uso da energia ao longo da história: evolução e perspectivas futuras. **Revista Liberato**, Novo Hamburgo, v. 12, n. 17, p.1-2, abr. 2011.

FELBER, Luis Antônio. **Regulação de Tensão em Subestações de Distribuição de Energia Elétrica**. 2010. 137 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Itajubá, Itajubá, 2010.

FREITAS, Paulo Ricardo Radatz de. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. 2015. 191 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas II, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

GOOGLE MAPS. **Localização do Campus Palmas - UFT**. 2019. Disponível em: <<https://www.google.com.br/maps/@-10.1835792,-48.3593944,16.75z>>. Acesso em: 10 maio 2019.

FUCHS, R. D. **Transmissão de Energia Elétrica - Linhas Aéreas**, Livros Técnicos e Científicos, Escola Federal de Engenharia de Itajubá, Volume 2, 1997. 588p.

HECKTHEUER, Lúcio Almeida. **Análise de Associações de Módulos Fotovoltaicos**. 2001. 138 f. Tese (Doutorado) - Curso de Programa de Pós-graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2001.

INPE - INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS. **Atlas Brasileiro de Energia Solar ganha nova edição após dez anos**. 2017. Disponível em: <<http://www.inpe.br/informativo/08/nota03>>. Acesso em: 21 jan. 2019.

KAGAN, Nelson et al. **Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. São Paulo: Blucher, 2005. 172 p.

LEÃO, Ruth. **GTD - Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Ceará: Apostila, 2009. 38 p.

LIMA, Wlthagnan Silva. **Análise Dos Impactos Originados Pela Inserção De Sistemas Fotovoltaicos Conectados À Rede Utilizando O Software OPENDSS**. 2018. 94 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Tocantins, Palmas, 2018.

LUCINDA, Felipe Silva. **Descentralização da Oferta de Energia diante a Crise Energética Brasileira**. 2015. 70 f. Tese de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2015.

MATAVELLI, Augusto Cesar. **Energia solar: Geração de Energia Elétrica Utilizando Células Fotovoltaicas**. 2013. 34 f. Tese de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso de Engenharia Química, Escola de Engenharia de Lorena, Lorena, 2013.

MME - MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Brasil lança Programa de Geração Distribuída com destaque para energia solar**. 2015. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset\\_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030](http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticias/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/programa-de-geracao-distribuida-preve-movimentar-r-100-bi-em-investimentos-ate-2030)>. Acesso em: 20 jan. 2019.

PALUDO, Juliana Aramizu. **Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração da Geração Fotovoltaica no Desempenho de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica em Regime Permanente**. 2014. 188 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica e Computação, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2014.

PAULA, Gustavo Ramos de. **Modelagem e Análise estática de um Alimentador Real da CPFL Paulista**. 2016. 98 f. Tese de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2016.



PEREIRA, João A. et al. Equipamento identificador de fases para rede de baixa tensão. In: XIV SEMINÁRIO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA, 14., 2000, Curitiba. **Seminário**. Foz do Iguaçu: Instituto Cgti, 2000. p. 8 - 8.

PINHO, João Tavares et al. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Cepel, 2014. 530 p. Cresesb.

PINTO NETO, Aimé Fleury de Carvalho. **Qualificação e Etiquetagem de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede**. 2012. 141 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Energia, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2012.

PIRES, Richardson Diego de Melo. **Modelagem e Simulação Computacional Do Sistema Elétrico De Distribuição Da UFT – Campus De Palmas**. 2017. 87 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Tocantins, Palmas, 2017.

PORTAL SOLAR. **Passo a Passo da Fabricação do Pannel Solar**. 2014. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/passo-a-passo-da-fabricacao-do-pannel-solar.html>>. Acesso em: 05 fev. 2019.

PRIEB, Cesár Wilhelm Massen. **Determinação da Eficiência de Seguimento de Máxima Potência de Inversores para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição**. 2011. 141 f. Tese (Doutorado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2011.

RAMPINELLI, Giuliano Arns; KRENZINGER, Arno; ROMERO, Faustino Chenlo. Descrição e Análise de Inversores Utilizados em Sistemas Fotovoltaicos. **Revista Ciências Exatas e Naturais**, Unicentro, v. 15, n. 1, p.29-33, 03 fev. 2014.

RIBEIRO, Uirê Guimarães Vieira. **Estudo de Viabilidade Econômica de Instalação de Fontes de Energia Renováveis Baseadas em Células Fotovoltaicas Para o Uso Residencial**. 2012. 49 f. Tese de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.

SERRÃO, Marcos Antonio dos Santos. **Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico para uma Casa de Veraneio em Pouso de Cajaíba-Paraty**. 2010. 99 f. Tese de Conclusão de Curso (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2010.

SEVERINO, Mauro Moura. **Avaliação Técnico-Econômica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia**. 2008. 335 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2008.

SHAYANI, Rafael Amaral. **Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais**. 2010. 161 f. Tese (Doutorado) - Curso de Engenharia Elétrica, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, 2010.

SOL CENTRAL. **Células Fotovoltaicas**. 2019. Disponível em: <<http://www.solcentral.com.br/produtos/>>. Acesso em: 29 jan. 2019.

URBANETZ JUNIOR, João. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede de Distribuição Urbanas: Sua Influência na Qualidade da Energia Elétrica e Análise dos Parâmetros que Possam Afetar a Conectividade.** 2010. 189 f. Tese (Doutorado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil, Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2010.

VOCESOLAR. **Painel solar fotovoltaico: Tudo Sobre o Gerador de Energia Solar.** 2018. Disponível em: <[https://www.vocesolar.com.br/painel-solar-fotovoltaico/#Painel\\_Solar\\_Fotovoltaico\\_O\\_gerador\\_de\\_energia\\_solar\\_8211\\_Conexao\\_de\\_paineis](https://www.vocesolar.com.br/painel-solar-fotovoltaico/#Painel_Solar_Fotovoltaico_O_gerador_de_energia_solar_8211_Conexao_de_paineis)>. Acesso em: 05 fev. 2019.

## **APÊNDICE A – CÓDIGO UTILIZADO PARA AS SIMULAÇÕES**

Quadro 1 - Código de simulação da rede de distribuição

```

//===== //
// NOME: LUCAS CAJUEIRO ARAUJO
// E-MAIL: CAJUEIROARAUJO@GMAIL.COM
//===== //

Clear

New Circuit.Fonte phases = 3 basekv=13.8 bus1 = Alimentador pu=1.0
//Antiga cabine de medição e proteção UFT

Redirect MODELAGEM_DO_CIRCUITO.dss

Redirect DEFINIÇÃO_DE_TRANSFORMADORES.dss

Redirect CURVA_DE_CONSUMO.dss

Redirect RELAÇÃO_DE_CARGAS.dss

//Redirect RELAÇÃO_DE_SFCCR.dss – SEM O SFCCR (1º CASO)

Redirect RELAÇÃO_DE_SFCCR.dss – COM O SFCCR (2º CASO)

Redirect MONITORAMENTO_DE_TRANSFORMADORES.dss

set mode = daily

set stepsize = 1h

set number = 24

set voltagebases= [13.8 0.380]

calc

```

Fonte: Próprio autor

Quadro 2 - Modelagem do circuito

```
// =====PARÂMETROS DOS CABOS CAA=====//

New Linecode.Arranjo nphases=3 basefreq=60 R1 = 1.1023 X1 = 0.4362 units=km

// =====DEFININDO AS LINHAS DE DISTRIBUIÇÃO PRIMÁRIAS=====//

New Line.Linha_1 phases = 3 bus1 = Alimentador Bus2 = Barra_6 Length = 0.73215
Units = km linecode = Arranjo ! LIGAÇÃO DO ALIMENTADOR NA BARRA_6

New Line.Linha_2 phases = 3 bus1 = Barra_6 Bus2 = Barra_3 Length = 0.08469 Units
= km linecode = Arranjo ! LIGAÇÃO DA BARRA_6 NA BARRA_3

New Line.Linha_3 phases = 3 bus1 = Barra_3 Bus2 = Barra_2 Length = 0.07714 Units
= km linecode = Arranjo ! LIGAÇÃO DA BARRA_3 NA BARRA_2

New Line.Linha_4 phases = 3 bus1 = Barra_3 Bus2 = Barra_4 Length = 0.16071 Units
= km linecode = Arranjo ! LIGAÇÃO DA BARRA_3 NA BARRA_4

New Line.Linha_5 phases = 3 bus1 = Barra_6 Bus2 = Barra_7 Length = 0.14199 Units
= km linecode = Arranjo ! LIGAÇÃO DA BARRA_6 NA BARRA_7

New Line.Linha_6 phases = 3 bus1 = Barra_7 Bus2 = Barra_8 Length = 0.05471 Units
= km linecode = Arranjo ! LIGAÇÃO DA BARRA_7 NA BARRA_8

New Line.Linha_7 phases = 3 bus1 = Barra_8 Bus2 = Barra_10 Length = 0.06348
Units = km linecode = Arranjo ! LIGAÇÃO DA BARRA_8 NA BARRA_10
```

Fonte: Próprio autor

Quadro 3 - Definição de transformadores

```
//=====DEFININDO TRANSFORMADORES=====

// =====TRANSFORMADOR 1=====

New Transformer.T1 phases = 3 xhl = 1.11

~ wdg = 1 Bus = Barra_2 kV = 13.8 kVA = 750 conn = delta

~ wdg = 2 Bus = Barra_1 kV = 0.38 kVA = 750 conn = wye
```

//=====TRANSFORMADOR 2=====

*New Transformer.T2 phases = 3 xhl = 1.11*

*~ wdg = 1 Bus = Barra\_4 kV = 13.8 kVA = 750 conn = delta*

*~ wdg = 2 Bus = Barra\_5 kV = 0.38 kVA = 750 conn = wye*

//=====TRANSFORMADOR 3=====

*New Transformer.T3 phases = 3 xhl = 2.97*

*~ wdg = 1 Bus = Barra\_8 kV = 13.8 kVA = 300 conn = delta*

*~ wdg = 2 Bus = Barra\_9 kV = 0.38 kVA = 300 conn = wye*

//=====TRANSFORMADOR 3=====

*New Transformer.T4 phases = 3 xhl = 2.97*

*~ wdg = 1 Bus = Barra\_10 kV = 13.8 kVA = 300 conn = delta*

*~ wdg = 2 Bus = Barra\_11 kV = 0.38 kVA = 300 conn = wye*

Fonte: Próprio autor

#### Quadro 4 - Curva de consumo

//===== DEFININDO A CURVA DE CONSUMO DIÁRIO =====

*New LoadShape.Curva\_diaria\_Trafo\_1 npts = 24 interval = 1*

*~ mult=(0.19229 0.19220 0.19059 0.19050 0.23218 0.18917 0.18804 0.14934 0.49822  
0.71027 0.95665 0.98735 0.81855 0.22648 0.62643 0.86440 0.68239 0.65598 0.60504  
0.60893 0.58483 0.34571 0.24593 0.19324)*

*New LoadShape.Curva\_diaria\_Trafo\_2 npts = 24 interval = 1*

*~ mult= (0.262568 0.260513 0.261041 0.262063 0.254582 0.252374 0.239156 0.210653  
0.294276 0.554342 0.681392 0.605399 0.310184 0.263901 0.480947 0.728586 0.807816  
0.87386 0.804411 0.558994 0.520422 0.470683 0.404641 0.285503)*

*New LoadShape.Curva\_diaria\_Trafo\_3 npts = 24 interval = 1*

*~ mult = (0.103 0.0977 0.0909 0.088 0.0856 0.0963 0.088 0.084 0.0798 0.0904 0.5171  
0.7249 0.8585 0.8585 0.8077 0.5973 0.5594 0.5537 0.7612 0.7616 0.7558 0.4143 0.1014  
0.0927)*

*New LoadShape.Curva\_diaria\_Trafo\_4 npts = 24 interval = 1*

*~ mult=(0.09634 0.10377 0.09123 0.09094 0.09212 0.09222 0.08934 0.08962 0.12000  
0.60889 0.76140 0.76382 0.59646 0.19988 0.22037 0.81756 0.88937 0.96817 0.97731  
0.97948 0.98200 0.74074 0.15315 0.15615)*

Fonte: Próprio autor

#### Quadro 5 - Relação de cargas

*//=====RELAÇÃO DE CARGAS=====*

*// DEFINIÇÃO DAS CARGAS LIGADAS NO SECUNDÁRIO DOS  
TRANSFORMADORES*

*// =====CARGAS LIGADAS AO TRANSFORMADOR 1 - 750 KVA=====*

*// 9 UNIDADES CONSUMIDORAS*

*// BLOCO 1,2,A,B,C ,D,E,F e ILUMINAÇÃO EXTERNA*

*New Load.FASE\_A1 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_1.1 kw = 184.45 pf = 0.92 kv  
= 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria\_Trafo\_1*

*New Load.FASE\_B1 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_1.2 kw = 190.23 pf = 0.92 kv  
= 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria\_Trafo\_1*

*New Load.FASE\_C1 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_1.3 kw = 200.12 pf = 0.92 kv  
= 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria\_Trafo\_1*

*// =====CARGAS LIGADAS AO TRANSFORMADOR 2 - 750 KVA=====*

*// 11 UNIDADES CONSUMIDORES*

*// BLOCO 3,4,G,H,I, LAB.MED I, II, III, ENFERMAGEM, CUICA e ILUMINAÇÃO  
EXTERNA*

*New Load.FASE\_A2 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_5.1 kw = 207.590 pf = 0.92  
kv = 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria\_Trafo\_2*

*New Load.FASE\_B2 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_5.2 kw = 204.124 pf = 0.92  
kv = 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria\_Trafo\_2*

*New Load.FASE\_C2 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_5.3 kw = 200.173 pf = 0.92  
kv = 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria\_Trafo\_2*

// =====CARGAS LIGADAS AO TRANSFORMADOR 3 - 300 kVA=====

// 1 UNIDADE CONSUMIDORA - R.U

*New Load.FASE\_A3 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_9.1 kw = 87.427 pf = 0.92 kv  
= 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria\_Trafo\_3*

*New Load.FASE\_B3 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_9.2 kw = 87.782 pf = 0.92 kv  
= 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria\_Trafo\_3*

*New Load.FASE\_C3 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_9.3 kw = 86.377 pf = 0.92 kv  
= 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria\_Trafo\_3*

// =====CARGAS LIGADAS AO TRANSFORMADOR 4 - 300 KVA=====

// 1 UNIDADE CONSUMIDORA - BLOCO J

*New Load.FASE\_A4 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_11.1 kw = 90.817 pf = 0.92  
kv = 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria\_Trafo\_4*

*New Load.FASE\_B4 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_11.2 kw = 90.936 pf = 0.92  
kv = 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria\_Trafo\_4*

*New Load.FASE\_C4 phases = 1 conn = wye Bus1 = Barra\_11.3 kw = 90.693 pf = 0.92  
kv = 0.380 status = variable daily = Curva\_diaria\_Trafo\_4*

Fonte: Próprio autor

#### Quadro 6 - Relação de SFCR

//=====DEFINIÇÃO DOS PARÂMETROS DO SISTEMA FOTOVOLTAICO=====

// Curva de ajuste para potência CC

*New XYCurve.MyPyst npts = 4 xarray = [0 25 75 100] yarray = [1.2 1.0 0.8 0.6]*

// Curva de eficiência do inversor

*New XYCurve.MyEff npts = 4 xarray = [0.1 0.2 0.4 1.0] yarray = [0.86 0.9 0.93 0.98]*

// Curva de Irradiação solar diária

// Os dados estão em P.U, onde 1 p.u = 1000 W/m<sup>2</sup>

*New Loadshape.MyIrrad npts = 24 interval = 1 mult = [0 0 0 0 0 0 0 0 0.01 0.04 0.39  
0.60 0.74 0.82 0.83 0.61 0.60 0.51 0.03 0 0 0 0 0 ]*

// Temperatura diária do módulo

New Tshape.MyTemp npts = 24 interval = 1 temp = [24.70 25 24.60 23.60 24.40 24.50  
28 29 47.90 50.10 61.90 73.40 73.90 74.40 74.40 75.40 75 64.90 63.90 31.50 28.50 27.30  
26.40 26.90 ]

//====SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE - SFCR====

// Sistema Fotovoltaico conectado ao Transformador 1

New PVSystem.Bloco\_D phases = 3 Bus1 = Barra\_1 kv = 0.380 KVA = 162 irrad = 1  
Pmpp = 176.08 temperature = 25 PF = 1 effcurve = Myeff P-TCurve = MyPvst Daily =  
MyIrrad TDaily = MyTemp  
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1

// Sistemas Fotovoltaicos conectados ao Transformador 2

New PVSystem.Bloco\_G phases = 3 Bus1 = Barra\_5 kv = 0.380 KVA = 36 irrad = 1  
Pmpp = 39.13 temperature = 25 PF = 1 effcurve = Myeff P-TCurve = MyPvst Daily =  
MyIrrad TDaily = MyTemp  
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1

New PVSystem.Bloco\_H phases = 3 Bus1 = Barra\_5 kv = 0.380 KVA = 36 irrad = 1  
Pmpp = 39.13 temperature = 25 PF = 1 effcurve = Myeff P-TCurve = MyPvst Daily =  
MyIrrad TDaily = MyTemp  
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1

New PVSystem.Bloco\_I phases = 3 Bus1 = Barra\_5 kv = 0.380 KVA = 36 irrad = 1  
Pmpp = 39.13 temperature = 25 PF = 1 effcurve = Myeff P-TCurve = MyPvst Daily =  
MyIrrad TDaily = MyTemp  
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1

New PVSystem.LAB\_MED\_01 phases = 3 Bus1 = Barra\_5 kv = 0.380 KVA = 36 irrad = 1  
Pmpp = 39.13 temperature = 25 PF = 1 effcurve = Myeff P-TCurve = MyPvst Daily =  
MyIrrad TDaily = MyTemp  
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1

New PVSystem.LAB\_MED\_02 phases = 3 Bus1 = Barra\_5 kv = 0.380 KVA = 36 irrad = 1  
Pmpp = 39.13 temperature = 25 PF = 1 effcurve = Myeff P-TCurve = MyPvst Daily =  
MyIrrad TDaily = MyTemp  
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1

New PVSystem.LAB\_MED\_03 phases = 3 Bus1 = Barra\_5 kv = 0.380 KVA = 12 irrad = 1  
Pmpp = 13.04 temperature = 25 PF = 1 effcurve = Myeff P-TCurve = MyPvst Daily =  
MyIrrad TDaily = MyTemp  
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1



```
New PVSystem.LAB_ENFERMAGEM phases = 3 Bus1 = Barra_5 kv = 0.380 KVA = 36
irrad = 1 Pmpp = 39.13 temperature = 25 PF = 1 effcurve = Myeff P-TCurve = MyPvst
Daily = MyIrrad TDaily = MyTemp
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1
```

```
// Sistema Fotovoltaico conectado ao Transformador 3
```

```
New PVSystem.R_U phases = 3 Bus1 = Barra_9 kv = 0.380 KVA = 50 irrad = 1 Pmpp
= 54.35 temperature = 25 PF = 1 effcurve = Myeff P-TCurve = MyPvst Daily = MyIrrad
TDaily = MyTemp
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1
```

```
// Sistema Fotovoltaico conectado ao Transformador 4
```

```
New PVSystem.Bloco_J phases = 3 Bus1 = Barra_11 kv = 0.380 KVA = 101 irrad = 1
Pmpp = 109.78 temperature = 25 PF = 1 effcurve = Myeff P-TCurve = MyPvst Daily =
MyIrrad TDaily = MyTemp
~ %Cutin = 0.1 %Cutout = 0.1
```

Fonte: Próprio autor

#### Quadro 7 - Monitoramento de transformadores

```
//===== MONITORAMENTO DA SAÍDA DOS TRANSFORMADORES=====
```

```
// Transformador 1
```

```
New monitor.T1_tensão element = Transformer.T1 terminal = 2 mode = 0 !
```

```
Monitoramento da tensão
```

```
New monitor.T1_potência_S element=Transformer.T1 terminal=2 mode=1 !
```

```
Monitoramento da Potência Aparente
```

```
New monitor.T1_potência_P element=Transformer.T1 terminal=2 mode=1 ppolar=no !
```

```
Monitoramento da Potência Ativa
```

```
New monitor.T1_potência_Q element=Transformer.T1 terminal=2 mode=1 ppolar=no !
```

```
Monitoramento Potência Reativa
```

```
// Transformador 2
```

```
New monitor.T2_tensão element = Transformer.T2 terminal = 2 mode = 0 !
```

```
Monitoramento da tensão
```

```
New monitor.T2_potência_S element=Transformer.T2 terminal=2 mode=1 !
```

```
Monitoramento da Potência Aparente
```

```
New monitor.T2_potência_P element=Transformer.T2 terminal=2 mode=1 ppolar=no !
```

```
Monitoramento da Potência Ativa
```

```
New monitor.T2_potência_Q element=Transformer.T2 terminal=2 mode=1 ppolar=no !
```

```
Monitoramento Potência Reativa
```

*// Transformador 3*

*New monitor.T3\_tensão element = Transformer.T3 terminal = 2 mode = 0 !*

*Monitoramento da tensão*

*New monitor.T3\_potência\_S element=Transformer.T3 terminal=2 mode=1 !*

*Monitoramento da Potência Aparente*

*New monitor.T3\_potência\_P element=Transformer.T3 terminal=2 mode=1 ppolar=no !*

*Monitoramento da Potência Ativa*

*New monitor.T3\_potência\_Q element=Transformer.T3 terminal=2 mode=1 ppolar=no !*

*Monitoramento Potência Reativa*

*// Transformador 4*

*New monitor.T4\_tensão element = Transformer.T4 terminal = 2 mode = 0 !*

*Monitoramento da tensão*

*New monitor.T4\_potência\_S element=Transformer.T4 terminal=2 mode=1 !*

*Monitoramento da Potência Aparente*

*New monitor.T4\_potência\_P element=Transformer.T4 terminal=2 mode=1 ppolar=no !*

*Monitoramento da Potência Ativa*

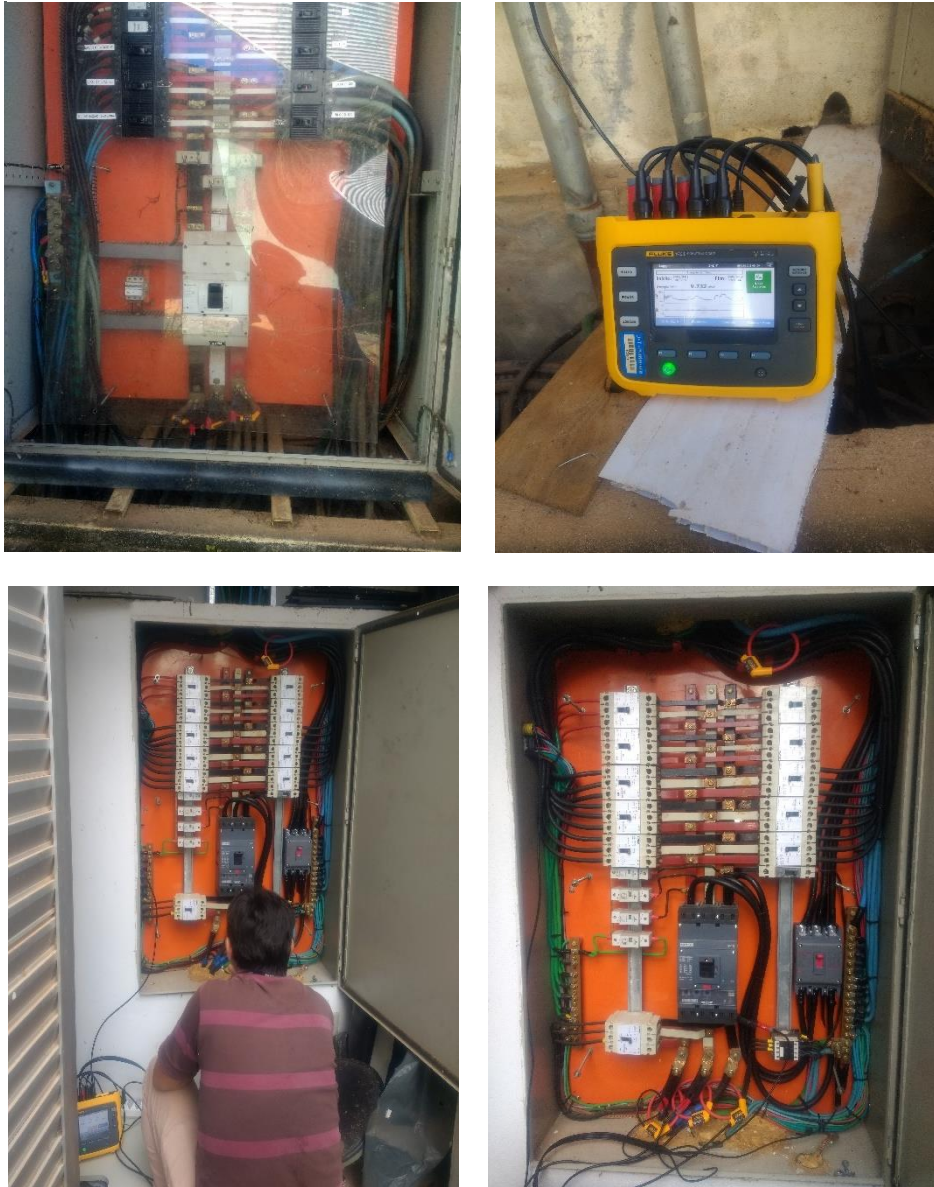
*New monitor.T4\_potência\_Q element=Transformer.T4 terminal=2 mode=1 ppolar=no !*

*Monitoramento Potência Reativa*

Fonte: Próprio autor

## APÊNDICE B – FOTOS DE MEDIÇÕES COM ANALISADOR DE ENERGIA

Figura 42 - Medições em campo com o auxílio do analisador de energia



Fonte: Próprio autor