



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

KARLOS DANIEL MENEZES E SILVA

**PROJETO DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3
MW PARA O CAMPUS DO PICI DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**

FORTALEZA

2016

KARLOS DANIEL MENEZES E SILVA

PROJETO DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3 MW
PARA O CAMPUS DO PICI DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. –Ing. Tobias Rafael Fernandes Neto

FORTALEZA

2016

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Biblioteca Universitária

Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S58p

Silva, Karlos Daniel Menezes e.

Projeto de minigeração distribuída solar fotovoltaica de 3 MW para o Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará / Karlos Daniel Menezes e Silva. – 2016.

94 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2016.

Orientação: Prof. Dr. Tobias Rafael Fernandes Neto.

1. Usina Fotovoltaica. 2. Geração Distribuída. 3. Minigeração. 4. Solar fotovoltaica. I. Título.

CDD 621.3

KARLOS DANIEL MENEZES E SILVA

PROJETO DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3 MW
PARA O CAMPUS DO PICI DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ

Monografia apresentada ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Aprovada em: ____/____/____.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. –Ing. Tobias Rafael Fernandes Neto
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Ricardo Silva Thé Pontes
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Domenico Sgrò
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Delma e Wilson.

A minha namorada e futura esposa, Jordana.

Aos meus irmãos, Renata, Ana e Halan.

AGRADECIMENTOS

A Deus, por me dar vida, por renovar minhas forças diante das dificuldades e aflições, por me abençoar com saúde, por me abençoar com uma família e uma companheira que me amam verdadeiramente, por me proteger do mal e por me permitir realizar um dos meus maiores sonhos: ser um Engenheiro Eletricista.

Aos meus pais Delma e Wilson, por me darem amor, por nunca terem deixado faltar o essencial, por terem acreditado no meu potencial e por terem me dado todo o apoio moral e financeiro para que eu pudesse realizar este sonho.

A minha amada companheira e futura esposa Jordana, por ter percebido em mim, cinco anos atrás, um sentimento de insatisfação e incompletude após a minha primeira graduação, por ter sido a primeira a me dar apoio moral e a me incentivar a correr atrás deste sonho, pela compreensão nos momentos de ausência, principalmente durante a escrita desta monografia, por acreditar no meu potencial e, acima de tudo, pelo amor.

Ao Prof. Dr. -Ing. Tobias Rafael Fernandes Neto, por aceitar o desafio de me orientar neste trabalho, pela paciência e disposição para ajudar sempre que solicitado, por ter acreditado no meu potencial, pela confiança, pelo exemplo de engenheiro eletricista e por todos os conhecimentos compartilhados.

Ao Prof. Dr. Ricardo Silva Thé Pontes, por ter acreditado no meu potencial, por ter me apoiado em um momento importante do curso, pela confiança, pelo exemplo de engenheiro eletricista, por todos os conhecimentos compartilhados e por ter aceitado o convite para participar da banca de avaliação e contribuir, com sua vasta experiência profissional, para a melhoria deste trabalho.

Ao Prof. Dr. Domenico Sgrò, especialista em sistemas fotovoltaicos, por também ter aceitado o convite para participar da banca de avaliação deste trabalho e contribuir com suas sugestões e críticas.

Aos professores da Universidade Federal do Ceará, que contribuíram para a minha formação acadêmica, em especial, aos meus professores do Departamento de Engenharia Elétrica, aqui representados pelos professores Tobias, Ricardo e Domenico, por terem colaborado significativamente para a construção do meu conhecimento técnico.

Aos meus grandes amigos Filipe Garcia e Caio Ribeiro, pela confiança, parceria, pelos momentos de descontração e pela constante troca de conhecimentos.

Aos colegas do Laboratório de Sistemas Motrizes, que, de alguma forma, contribuíram para a realização deste trabalho.

“Se cheguei até aqui foi porque me apoiei no ombro dos gigantes.” (Isaac Newton)

“A persistência é o caminho do êxito.” (Charles Chaplin)

RESUMO

Este trabalho apresenta o projeto de uma usina de minigeração distribuída solar fotovoltaica com capacidade instalada de 3 MW para ser conectada à rede interna de média tensão do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará e alimentar parte das suas cargas para, assim, reduzir consideravelmente os custos anuais com energia elétrica deste campus. No Brasil, a geração distribuída foi regulamentada pela Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL, a qual também criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Em 2015, esta resolução foi atualizada pela Resolução Normativa nº 687/2015, o que trouxe ainda mais vantagens para todos aqueles que desejassem produzir a própria energia elétrica. No dimensionamento do gerador fotovoltaico (lado de corrente contínua da usina) são levadas em consideração as temperaturas máxima e mínima históricas do local de instalação da usina, pois a temperatura influencia diretamente nas tensões do gerador fotovoltaico. Assim, deve-se garantir que, para todas as condições de temperatura possíveis, as tensões do gerador fotovoltaico permaneçam dentro dos limites admitidos pelas centrais inversoras. O gerador fotovoltaico é composto por 11.340 módulos fotovoltaicos de 315 Wp, resultando numa potência nominal de 3.572,10 kWp. A capacidade instalada da usina é dada por três centrais inversoras de 997,70 kVA, cada uma conectada a 3.780 módulos configurados em 180 séries em paralelo, cada série com 21 módulos. São dimensionados todos os condutores, tanto do lado de corrente contínua, quanto do lado de corrente alternada, assim como as proteções elétricas, os transformadores de potência, *switchgears* e demais elementos necessários para a conexão com a rede de média tensão. A partir dos dados de radiação solar diária, média mensal, para Fortaleza/CE, estima-se que a usina fotovoltaica de 3MW gere, aproximadamente, 5.732 MWh por ano. Como resultado, uma economia de, aproximadamente, 2,3 milhões de reais por ano com energia elétrica pode ser alcançada.

Palavras-chave: Geração Distribuída. Minigeração. Solar fotovoltaica. Usina Fotovoltaica.

ABSTRACT

This work presents the design of a distributed solar photovoltaic minigeneration plant with installed capacity of 3 MW to be connected to the medium voltage internal network of the Pici Campus of the Federal University of Ceara and to feed part of its loads in order to considerably reduce its costs with electricity. In Brazil, distributed generation was regulated by Normative Resolution No. 482/2012 of ANEEL, which also created the Electric Energy Compensation System. In 2015, this resolution was updated by Normative Resolution No. 687/2015, which brought even more advantages to all those who wanted to produce their own electricity. In the design of the photovoltaic generator (direct current side of the plant), the maximum and minimum historical temperatures of the installation site of the plant are taken into account, since the temperature directly influences the voltages of the photovoltaic generator. Thus, it must be ensured that, for all possible temperature conditions, the voltages of the photovoltaic generator remain within the limits allowed by the inverter. The photovoltaic generator consists of 11,340 photovoltaic modules of 315 Wp, resulting in a nominal power of 3,572.10 kWp. The installed capacity of the plant is given by three inverters of 997.70 kVA, each connected to 3,780 modules configured in 180 series in parallel, each series with 21 modules. All conductors are dimensioned, both on the DC side and on the AC side, as well as the electrical protections, power transformers, switchgears and other elements required for connection to the medium voltage network. Based on daily average solar radiation data for Fortaleza/CE, it is estimated that the 3MW photovoltaic power plant will generate approximately 5,732 MWh per year. As a result, an economy of approximately 2.3 million reais per year with electricity can be achieved.

Keywords: Distributed Generation. Minigeneration. Solar photovoltaic. Photovoltaic power plant.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Área da superfície terrestre projetada em um plano perpendicular à irradiância extraterrestre.	15
Figura 2 - Formas de aproveitamento da energia solar.	20
Figura 3 - Órbita da Terra em torno do Sol com seu eixo N-S inclinado e indicação das estações do ano para o hemisfério Sul.	21
Figura 4 - Declinação Solar.	22
Figura 5 - Irradiância Extraterrestre Efetiva.	22
Figura 6 - Ângulos: azimute solar, elevação solar e ângulo zenital.	23
Figura 7 - Ângulos: incidência, inclinação da superfície de captação, azimute solar e azimute da superfície.	23
Figura 8 - Componentes da radiação solar.	24
Figura 9 - Módulo fotovoltaico de silício monocristalino.	26
Figura 10 - Símbolo de módulo fotovoltaico.	26
Figura 11 - Modelo ideal da célula fotovoltaica.	26
Figura 12 - Modelo real da célula fotovoltaica.	27
Figura 13 - Curva característica I - V com os principais parâmetros elétrico.	28
Figura 14 - Associação de células em série.	30
Figura 15 - Associação de células em paralelo.	30
Figura 16 - Influência da irradiância na corrente do módulo.	31
Figura 17 - Influência da temperatura na tensão do módulo.	32
Figura 18 - Módulo FV com 72 células e diodos de desvio (by-pass).	33
Figura 19 - Atuação do diodo de desvio (by-pass).	34
Figura 20 - Perfil de uma curva típica de irradiação solar global (kJ/m^2) de um dia ensolarado do mês de outubro para a cidade de Fortaleza/CE.	35
Figura 21 - Perfis de curvas de irradiância para diferentes condições meteorológicas.	36
Figura 22 - Perfis de curvas de irradiância e comparação com valores de Horas de Sol Pleno (HSP).	37
Figura 23 - Número acumulado de conexões até abril/2015.	38
Figura 24 - Etapas e procedimentos para o acesso ao sistema de distribuição de energia.	41
Figura 25 - Área disponível para a instalação da usina de minigeração solar fotovoltaica.	43
Figura 26 - Central inversora selecionada.	46

Figura 27 - Amplificação da área disponível para a instalação da minigeração.	55
Figura 28 - Exemplo de estrutura de suporte do tipo "mesa bi-poste".	56
Figura 29 - Exemplo de fundação em concreto.	56
Figura 30 - Agrupamento de módulos fotovoltaicos.	56
Figura 31 - Exemplo da conexão entre os módulos de um agrupamento formando as séries fotovoltaicas.	57
Figura 32 - Exemplo de caixa de junção.	57
Figura 33 - Vista superior da área de instalação da Usina Fotovoltaica (UFV) de 3 MW com a disposição dos módulos fotovoltaicos.	59
Figura 34 - Divisão do gerador fotovoltaico por subestação.	60
Figura 35 - Detalhe da vista superior da área de instalação da Usina Fotovoltaica.	60
Figura 36 - Detalhe da vista lateral da UFV de 3 MW.	61
Figura 37 - Detalhe das distâncias entre agrupamentos de módulos fotovoltaicos.	61
Figura 38 - Estudo do sombreamento no solstício de inverno para o hemisfério Sul (21 de junho).	62
Figura 39 - Características de cabos para instalações de energia solar fotovoltaica.	68
Figura 40 - Exemplos dos fusíveis especificados: cilíndrico (à esquerda) e NH (à direita).	71
Figura 41 - DPS em configuração Y.	72
Figura 42 - Exemplo de chave seccionadora CC em caixa de junção.	73
Figura 43 - Conexões permitidas entre central e transformador.	76
Figura 44 - Transformador a seco e cubículo para instalação abrigada.	77
Figura 45 - Ligação das bobinas e ponto de conexão com a rede dos transformadores de serviços auxiliares das subestações.	77
Figura 46 - Diagrama unifilar dos switchgears de média tensão.	80
Figura 47 - Exemplo de switchgear de média tensão.	81
Figura 48 - Diagrama unifilar geral de 1 MW.	82
Figura 49 - Dados de radiação solar incidente no plano horizontal para Fortaleza/CE. Valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia (kWh/m ² .dia).	83
Figura 50 - Histórico de consumo de energia elétrica (kWh) do Campus do Pici entre setembro/2015 e agosto/2016.	85
Figura 51 - UFV 3 MW Campus do Pici: Estimativa de geração de energia elétrica (MWh/mês) comparado com o consumo fora de ponta entre setembro/2015 e agosto/2016.	86
Figura 52 - PVsyst: principais parâmetros do sistema.	87
Figura 53 - PVsyst: principais resultados da simulação.	87

Figura 54 - Comparação mensal entre os valores de geração de energia estimados pelo autor e os resultantes da simulação no PVsyst.	87
Figura 55 - PVsyst: diagrama de perdas de energia ao longo do ano.....	88

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Características elétricas do módulo fotovoltaico selecionado.....	44
Tabela 2 - Características de temperatura do módulo fotovoltaico selecionado.	45
Tabela 3 - Características físicas do módulo fotovoltaico selecionado.....	45
Tabela 4 - Características elétricas da entrada CC da central inversora selecionada.	47
Tabela 5 - Características elétricas da saída CA da central inversora selecionada	47
Tabela 6 - Informações gerais da central inversora selecionada.	48
Tabela 7 - Estimativa de geração de energia elétrica da UFV de 3 MW.	85

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidroelétrica do São Francisco
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
COELCE	Companhia Energética do Ceará
DC	<i>Direct Current</i>
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
FF	Fator de Forma
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
HSP	Horas de Sol Pleno
MA	Massa de Ar
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracking</i>
MT	Média Tensão
NT	Norma Técnica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
RN	Resolução Normativa
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SIGFI	Sistema Individual de Geração de Energia Elétrica com Fonte Intermitente
SIN	Sistema Interligado Nacional
SPDA	Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas
SPMP	Seguidor do Ponto de Máxima Potência
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
TD	Taxa de Desempenho
UC	Unidade Consumidora
UFC	Universidade Federal do Ceará
UFV	Usina Fotovoltaica

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	15
1.1 Contextualização.....	15
1.2 Objetivos.....	18
1.3 Estrutura do trabalho	18
2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	20
2.1 Aproveitamento da energia solar	20
2.2 Movimento Sol – Terra	20
2.3 Componentes da radiação solar	24
2.4 Célula e módulo fotovoltaico	25
2.5 Características elétricas das células fotovoltaicas	26
<i>2.5.1 Modelo ideal da célula fotovoltaica</i>	<i>26</i>
<i>2.5.2 Modelo real da célula fotovoltaica.....</i>	<i>27</i>
<i>2.5.3 Curva característica Corrente vs. Tensão (I – V) e parâmetros elétricos</i>	<i>27</i>
<i>2.5.4 Associações de células e módulos fotovoltaicos.....</i>	<i>29</i>
<i>2.5.5 Influência da irradiância solar e da temperatura.....</i>	<i>30</i>
2.6 Sombreamento e diodo de desvio (by-pass)	32
2.7 Estudo do recurso solar.....	34
3 MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	38
3.1 Regulamentação da geração distribuída no Brasil.....	38
3.2 Normatização técnica da distribuidora local	39
4 PROJETO DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3 MEGAWATTS	42
4.1 Considerações iniciais	42
4.2 Módulos fotovoltaicos e centrais inversoras selecionadas	44
<i>4.2.1 Módulo fotovoltaico.....</i>	<i>44</i>
<i>4.2.2 Central inversora.....</i>	<i>45</i>
4.3 Dimensionamento do gerador fotovoltaico	49
4.4 Implantação física do gerador fotovoltaico dimensionado	55
4.5 Dimensionamento dos condutores e das proteções do lado de corrente contínua	63
<i>4.5.1 Condutores do gerador fotovoltaico</i>	<i>63</i>
<i>4.5.2 Dispositivos de proteção do lado de corrente contínua.....</i>	<i>68</i>

4.6 Dimensionamento dos condutores e das proteções do lado de corrente alternada em baixa tensão	73
<i>4.6.1 Condutores do lado de corrente alternada em baixa tensão</i>	<i>73</i>
<i>4.6.2 Proteções do lado de corrente alternada em baixa tensão</i>	<i>75</i>
4.7 Transformadores de potência	75
4.8 Dimensionamento dos condutores de média tensão	78
4.9 Switchgear de média tensão	80
4.10 Diagrama unifilar de 1 MW	82
5 RESULTADOS	83
5.1 Estimativa de geração de energia elétrica da usina fotovoltaica de 3 MW	83
5.2 Simulação no PVsyst	86
6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	89
6.1 Conclusões	89
6.2 Trabalhos Futuros	89
REFERÊNCIAS	91
ANEXO A – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA	94

1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem a finalidade de apresentar a quantidade de energia disponibilizada pelo Sol para a Terra, um breve histórico da tecnologia fotovoltaica e alguns dos principais incentivos que esta tecnologia recebeu no Brasil. Além disto, são apresentados os objetivos do trabalho e a forma como o trabalho foi dividido.

1.1 Contextualização

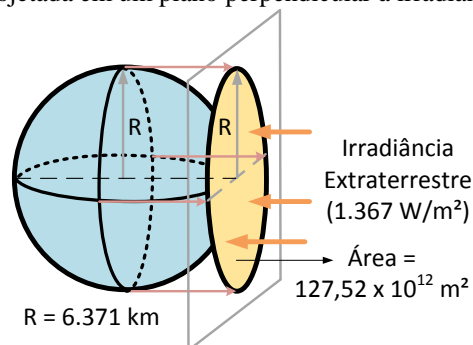
A todo instante, a superfície da atmosfera do planeta Terra é atingida por radiação proveniente da estrela central do Sistema Solar: o Sol.

O termo “radiação solar” é usado de forma genérica e pode ser referenciado em termos de fluxo de potência (W/m^2), quando é especificamente denominado de “irradiância solar”, ou em termos de fluxo de energia (Wh/m^2), quando é denominado de “irradiação solar” (PINHO; GALDINO, 2014).

A superfície da atmosfera terrestre recebe, continuamente, $1.367 \text{ W}/\text{m}^2$ de irradiância solar. Na superfície da atmosfera, esta irradiância de $1.367 \text{ W}/\text{m}^2$ é chamada de irradiância extraterrestre. Este valor equivale a quantidade média de irradiância que atinge uma superfície perpendicular aos raios solares localizada na superfície da atmosfera na distância média Terra-Sol (GOSWAMI, 2015) e também é conhecido como “constante solar” (PINHO; GALDINO, 2014).

Sabe-se que apenas metade da Terra está submetida à irradiância solar a cada instante. Considerando o raio médio da Terra igual a 6.371 km , a área da superfície terrestre projetada em um plano perpendicular à irradiância extraterrestre (PINHO; GALDINO, 2014), conforme demonstrado na Figura 1, é dada pela Equação (1), onde R é o raio médio da Terra.

Figura 1 - Área da superfície terrestre projetada em um plano perpendicular à irradiância extraterrestre.



Fonte: próprio autor.

$$\text{Área}_{\text{superfície_projetada}} = \pi \cdot R^2 = \pi \cdot 6371^2 = 127,52 \times 10^6 \text{ km}^2 = 127,52 \times 10^{12} \text{ m}^2 \quad (1)$$

Assim, para uma irradiância extraterrestre igual a 1.367 W/m², a potência total disponibilizada no topo da atmosfera é igual, aproximadamente, a 174 × 10³ TW. Segundo Pinho e Galdino (2014 apud TRENBERTH *et al.*, 2009), do total de irradiância solar que incide no topo da atmosfera terrestre, 54 % atinge a superfície terrestre. Destes 54 %, 7 % é refletida e 47 % é absorvida pela superfície terrestre. Os 46 % restantes são absorvidos ou refletidos diretamente pela atmosfera. Isto significa que, da potência total disponibilizada pelo Sol à Terra (174 × 10³ TW), cerca de 94 × 10³ TW (54%) chegam efetivamente à superfície terrestre.

De acordo com International Energy Agency (2016, p. 37), em 2014 foram produzidos (consequentemente, consumidos) cerca de 13.699 Mtep (milhões de toneladas equivalentes de petróleo) de energia primária (aquela proveniente de fontes primárias), o que equivale a 159.319 TWh. Se apenas 1% da irradiância que efetivamente chega à superfície terrestre pudesse ser convertida em energia elétrica com eficiência de 10%, teríamos uma fonte de energia com capacidade de 94 TW que poderia produzir cerca de 823.000 TWh de energia em um ano, o que equivale a mais de 5 vezes de toda a energia elétrica consumida ao longo de 2014 pela humanidade.

Os primeiros passos para o aproveitamento de toda essa energia disponível para a humanidade deu-se em meados do século XIX, mais precisamente em 1839, quando o físico francês Alexandre Edmond Becquerel observou pela primeira vez o efeito fotovoltaico, o qual consiste “no aparecimento de uma diferença de potencial nos terminais de uma célula eletroquímica causada pela absorção de luz” (PINHO; GALDINO, 2014) ou, em outras palavras, na capacidade que certos materiais semicondutores possuem de absorver a energia contida nos fótons presentes na radiação luminosa incidente, transformando-a em eletricidade (ZILLES *et al.*, 2012).

Em 1883, Charles Fritts produziu a primeira célula solar do mundo, um dispositivo que converte a luz do Sol em eletricidade usando selênio e ouro com eficiência inferior à 1%. Considera-se que a era moderna da energia solar teve início em 1954, quando Calvin Fuller desenvolveu o processo de dopagem do silício. O silício é, até hoje, o elemento químico mais amplamente utilizado na geração de energia elétrica a partir da radiação solar.

No Brasil, a história da energia solar fotovoltaica teve início entre o meio e o final dos anos 50. Os primeiros sistemas fotovoltaicos conectados à rede foram instalados no Brasil no final dos anos 90 tornando a Companhia Hidroelétrica do São Francisco (CHESF) pioneira nesta área ao instalar um sistema fotovoltaico de 11 kWp na sua rede. Em 2002, a Agência

Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) iniciou os estudos para elaborar a regulamentação das especificações técnicas necessárias às instalações dos Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFIs) para fornecer energia elétrica aos consumidores isolados da rede de distribuição (PINHO; GALDINO, 2014).

Um grande impulso no mercado brasileiro de geração solar fotovoltaica foi dado pela publicação da Resolução Normativa (RN) 482/2012 pela ANEEL, a qual estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e também criou o sistema de compensação de energia elétrica. Com esta norma, um paradigma do sistema de distribuição de energia foi quebrado: aquele que caracterizava o cliente do sistema de distribuição apenas como consumidor (ser passivo). Desde então, tal cliente passou a ter a possibilidade de assumir uma característica ativa, isto é, produzir energia elétrica, podendo até mesmo injetá-la no sistema para ser consumida em qualquer ponto do Sistema Interligado Nacional (SIN).

No final de 2013, a geração fotovoltaica recebeu mais um incentivo para sua disseminação no Brasil: empreendimentos de geração fotovoltaicos com potência igual ou superior a 5 MW foram habilitados, pela primeira vez, pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) a participar de leilões de energia. Nesta ocasião, estes empreendimentos participaram do Leilão de Energia Nova A-3, porém nenhum destes foi contratado devido ao valor em reais por unidade de energia (R\$/MWh) muito mais atraente apresentado pelos empreendimentos de geração eólica na época.

Em 2016, a ANEEL abriu chamada de Projeto Prioritário de Eficiência Energética e Estratégico de P&D nº 001/2016 para incentivar o crescimento da minigeração, em que a geração fotovoltaica pode se enquadrar, e contribuir para a eficiência energética de instituições públicas de ensino superior.

Tendo em vista todos os acontecimentos recentes referentes à regulamentação, normatização e incentivo à disseminação da geração solar fotovoltaica, e ainda o enorme potencial energético disponível, faz-se necessário o desenvolvimento de projetos que contemplem desde a microgeração (mais presente em residências e pequenos comércios), passando pela minigeração (presente em grandes instituições e indústrias) até chegar nas centrais de geração (usinas de geração fotovoltaica com potência instalada superior a 5 MW) para realizar o aproveitamento do potencial disponível e, até mesmo, desafogar outras fontes primárias, como a hidráulica.

Para a elaboração de projetos de geração solar fotovoltaica, algumas normas técnicas (NTs), resoluções normativas (RNs) e procedimentos técnicos, tanto de âmbito

nacional (ANEEL e ABNT) quanto de âmbito local (concessionária local), devem ser seguidos cuidadosamente, como a RN n° 482/2012, RN n° 414/2010, NT-Br 010/2016 (COELCE), Procedimentos de Distribuição (PRODIST), etc.

1.2 Objetivos

Diante do que foi apresentado, este trabalho tem como objetivo apresentar o projeto de uma minigeração distribuída solar fotovoltaica para ser conectada à rede de distribuição de Média Tensão (MT) do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará visando gerar uma quantidade de energia suficiente para atender boa parte da carga instalada nesta unidade consumidora e, assim, contribuir para a redução do valor anual da fatura de energia do Campus do Pici que ultrapassa 7,5 milhões de reais.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho está estruturado da seguinte forma:

- a) o Capítulo 2 apresenta as formas de aproveitamento da energia do Sol, os tipos de movimentos relacionados ao Sol e à Terra, as componentes da radiação solar que atingem a superfície terrestre, as características elétricas das células fotovoltaicas, os efeitos do sombreamento sobre uma célula fotovoltaica e a interpretação do recurso solar de uma localidade qualquer, o qual está diretamente relacionado à quantidade de energia elétrica que pode ser gerada por um módulo fotovoltaico.
- b) o Capítulo 3 apresenta as resoluções normativas de âmbito nacional que regulamentaram a geração distribuída no Brasil, bem como a norma técnica da concessionária local que estabelece os critérios técnicos e as condições de acesso de gerações distribuídas a sua rede de distribuição de energia elétrica.
- c) o Capítulo 4 apresenta a área física disponível para instalação da minigeração no Campus do Pici, as centrais inversoras e o módulo fotovoltaico selecionado, o dimensionamento e a implantação do gerador fotovoltaico, o dimensionamento dos condutores e das proteções elétricas, os equipamentos necessários para a conexão da minigeração à rede interna de MT do campus, entre outros detalhes.
- d) no Capítulo 5, são apresentados os dados de radiação solar diária (média mensal) para Fortaleza/CE necessários para a estimação da geração de energia elétrica

pela usina fotovoltaica, os resultados mensais estimados de geração de energia, a estimativa de redução anual do valor da fatura de energia com a implantação da usina e um comparativo mensal com uma simulação realizada no *software* PVsyst.

- e) no Capítulo 6, por fim, são apresentadas as conclusões deste trabalho e os trabalhos futuros.

2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

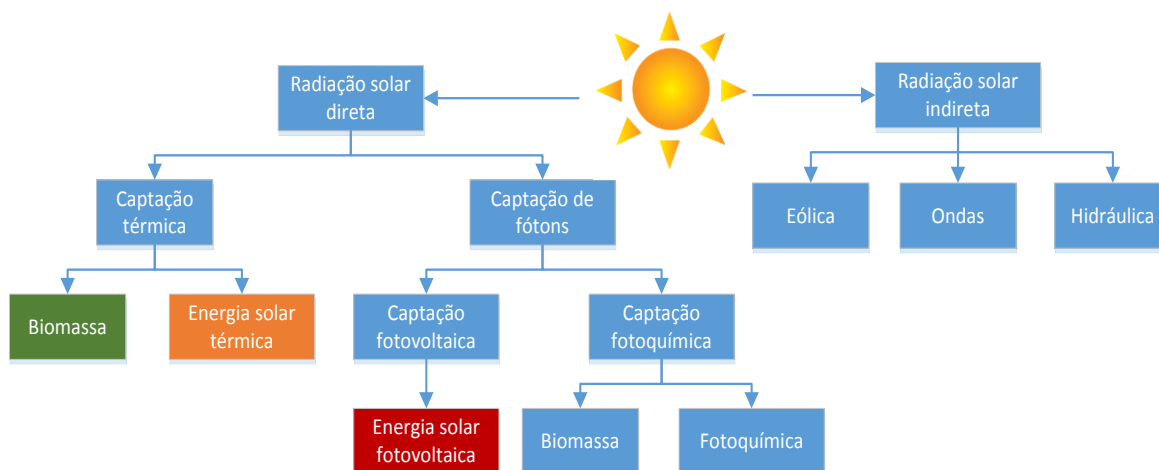
Este capítulo tem a finalidade de apresentar as formas de aproveitamento da energia do Sol, os tipos de movimentos relacionados ao Sol e à Terra, as componentes da radiação solar que atingem a superfície terrestre, as características elétricas das células fotovoltaicas, os efeitos do sombreamento sobre uma célula fotovoltaica e a interpretação do recurso solar de uma localidade qualquer, o qual está diretamente relacionado à quantidade de energia elétrica que pode ser gerada por um módulo fotovoltaico.

2.1 Aproveitamento da energia solar

Direta ou indiretamente, a energia solar (ou radiação solar) está relacionada às maiores fontes primárias de energia elétrica existentes no planeta Terra, como a fonte hidráulica e a fonte eólica, conforme pode ser visto na Figura 2.

O aproveitamento da energia solar fotovoltaica, forma de energia relacionada diretamente à radiação solar, é o foco principal deste trabalho.

Figura 2 - Formas de aproveitamento da energia solar.



Fonte: adaptada de Pereira e Oliveira (2015).

2.2 Movimento Sol – Terra

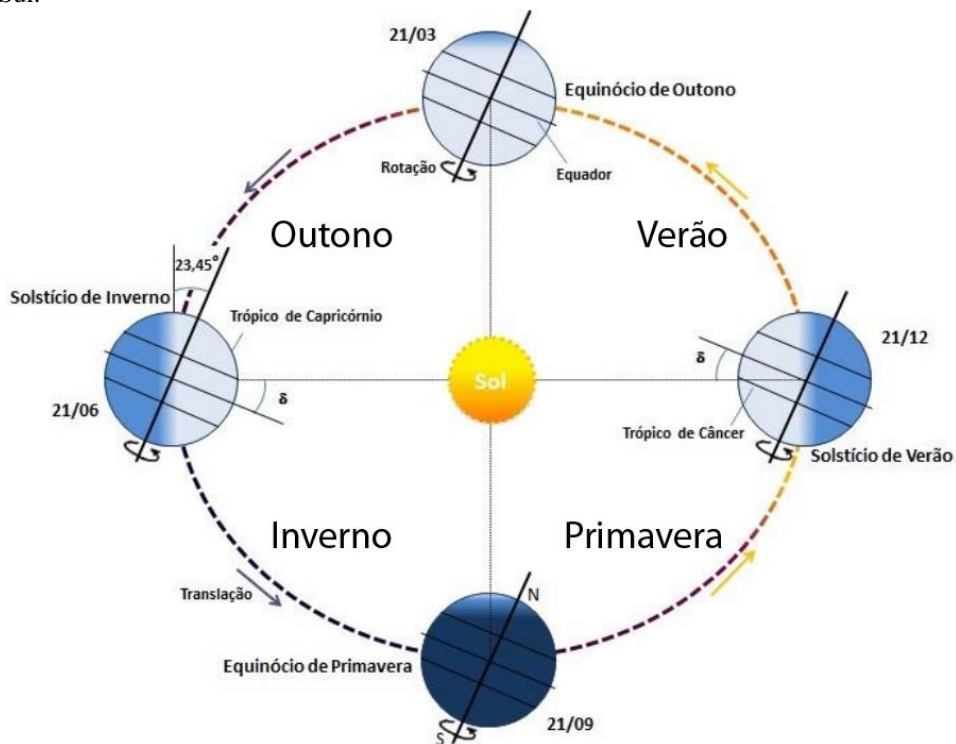
Anualmente, a Terra realiza um movimento em torno do Sol seguindo uma trajetória elíptica. Este movimento é chamado de translação. Diariamente, a Terra realiza um movimento em torno do seu próprio eixo. Esse movimento é chamado de rotação. O eixo da Terra está inclinado, aproximadamente, $23,45^\circ$ em relação ao plano normal à elipse. Esta

inclinação juntamente com o movimento de translação dá origem às estações do ano. Para o hemisfério sul, temos:

- 21/03: Equinócio de outono;
- 21/06: Solstício de inverno;
- 21/09: Equinócio de primavera;
- 21/12: Solstício de verão.

A órbita da Terra em torno do Sol com seu eixo N-S inclinado de $23,45^\circ$ e as estações do ano podem ser vistas na Figura 3.

Figura 3 - Órbita da Terra em torno do Sol com seu eixo N-S inclinado e indicação das estações do ano para o hemisfério Sul.



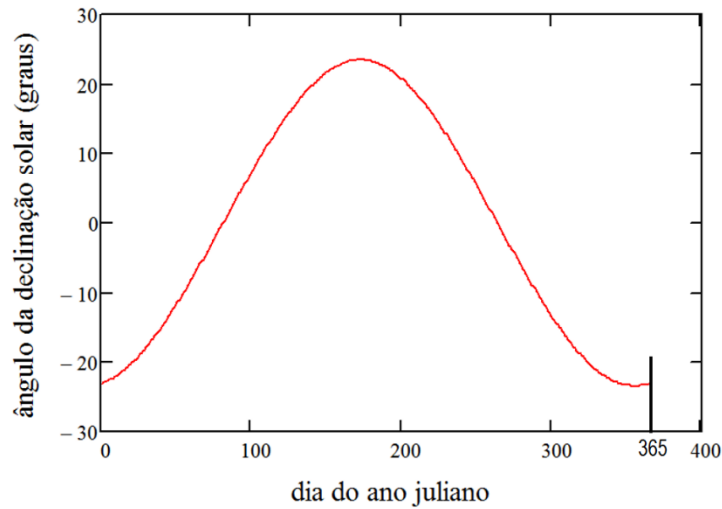
Fonte: adaptada de Pinho e Galdino (2014).

Nos equinócios, os raios solares se alinham com o plano do equador. Nos solstícios, a incidência dos raios solares é maior em um dos hemisférios.

O ângulo de incidência dos raios solares em relação ao plano do equador é chamado de Declinação Solar (δ). Seu valor varia entre $23,45^\circ$ e $-23,45^\circ$ (positivo ao Norte e negativo ao Sul). A declinação solar (δ) em função do dia juliano (n) pode ser calculada pela Equação (2) e o seu valor em graus ao longo do ano é apresentado na Figura 4.

$$\text{sen}(\delta) = -\text{sen}(23,45) \cos\left[\left(\frac{360}{365,25}\right)(n+10)\right] \quad (2)$$

Figura 4 - Declinação Solar.



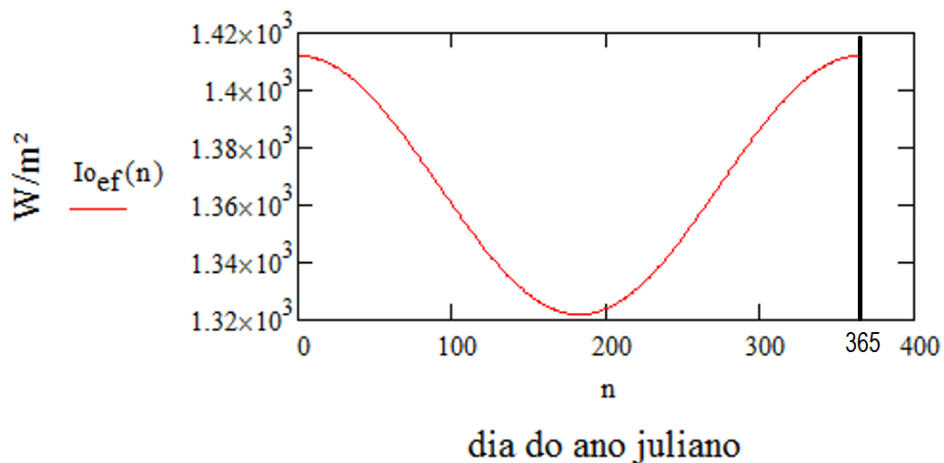
Fonte: próprio autor.

Analisando a Figura 4, percebe-se, por exemplo, que a declinação solar atinge seu valor positivo máximo, aproximadamente, no dia juliano 180, confirmando que em 21/06 o hemisfério Sul está em solstício de inverno.

Devido à excentricidade da elipse que descreve a órbita da Terra em torno do Sol, a irradiância extraterrestre eficaz ($I_{0_{ef}}$), função do dia juliano (n) e da constante solar ($I_0 = 1367 \text{ W/m}^2$), varia ao longo do ano. A irradiância extraterrestre efetiva pode ser calculada através da Equação (3) e o seu valor ao longo do ano, para o hemisfério Sul, pode ser visto na Figura 5.

$$I_{0_{ef}} = I_0 \left(1 + 0,033 \cos \left(\frac{360}{365,25} n \right) \right) \quad (3)$$

Figura 5 - Irradiância Extraterrestre Efetiva.



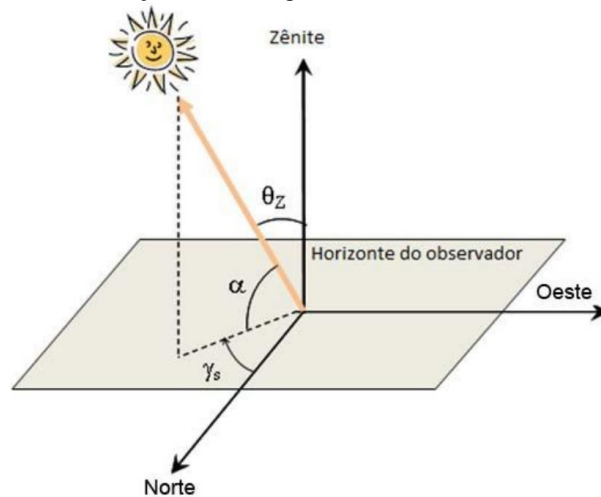
Fonte: próprio autor.

Pinho e Galdino (2014) afirmam que “as relações geométricas entre os raios solares, que variam de acordo com o movimento aparente do Sol e a superfície terrestre, são descritas através de vários ângulos”. Estes ângulos são:

- ângulo zenital (θ_z);
- elevação solar (α);
- ângulo azimutal solar (γ_s);
- ângulo azimutal da superfície (γ);
- inclinação da superfície de captação (β);
- ângulo de incidência (θ).

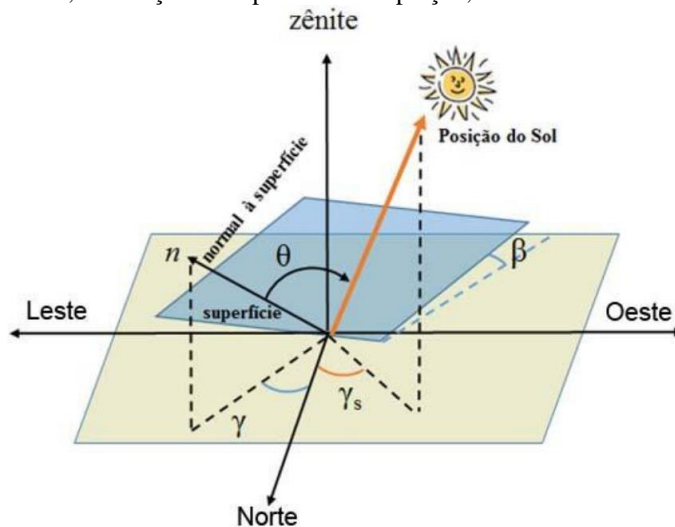
Tais ângulos podem ser vistos na Figura 6 e na Figura 7.

Figura 6 - Ângulos: azimute solar, elevação solar e ângulo zenital.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

Figura 7 - Ângulos: incidência, inclinação da superfície de captação, azimute solar e azimute da superfície.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

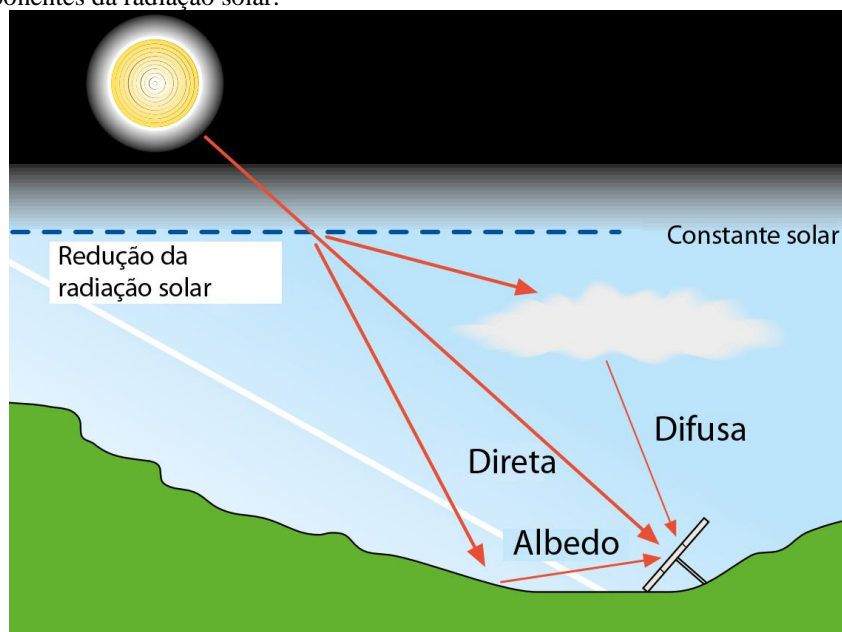
2.3 Componentes da radiação solar

À medida que a radiação solar atravessa a atmosfera terrestre, ela sofre modificações pela interação com componentes presentes na atmosfera, como nuvens, moléculas de oxigênio, partículas de poeira, de poluição, etc. O resultado destas interações é a decomposição da radiação solar que incide sobre uma superfície receptora localizada na superfície terrestre em diferentes componentes:

- a) direta;
- b) difusa;
- c) albedo.

A componente direta é aquela que provem diretamente do Sol sem sofrer reflexões. A componente difusa é aquela que é refletida por nuvens e outros componentes da atmosfera terrestre em direção à superfície receptora. Albedo é a radiação que é refletida pela superfície do solo e, conseqüentemente, depende das características deste. O total de radiação que incide sobre uma superfície é chamado de radiação global e é dado pela soma das componentes direta, difusa e albedo. A Figura 8 apresenta as componentes da radiação solar.

Figura 8 - Componentes da radiação solar.



Fonte: adaptada de ABB (2014).

De acordo com Luque e Hegedus (2012), um importante conceito que caracteriza o efeito da atmosfera na radiação solar é a Massa de Ar (MA ou, do inglês, *Air Mass* – AM). Pinho e Galdino (2014) afirmam que “a massa de ar pode ser interpretada também como o comprimento relativo que a radiação solar direta percorre até atingir a superfície terrestre”.

Assim, a MA é inversamente proporcional ao seno do ângulo de elevação solar (α), como pode ser visto na Equação (4).

$$AM = \frac{1}{\text{sen}\alpha} \quad (4)$$

2.4 Célula e módulo fotovoltaico

A célula fotovoltaica é um dispositivo que funciona de acordo com o efeito fotovoltaico: nos seus terminais surge uma diferença de potencial quando ela é submetida à radiação luminosa. Devido a esta diferença de potencial, quando se fecha o circuito que contém uma célula fotovoltaica, há circulação de corrente elétrica. Logo, o objetivo destas células é transformar energia luminosa, neste caso proveniente do Sol, em energia elétrica.

Estas células podem ser fabricadas a partir de vários métodos e elementos químicos, porém o método e o elemento químico mais utilizado no mercado mundial atualmente é a laminação e o silício cristalino, respectivamente. O silício cristalino possui duas divisões: monocristalino e policristalino. A principal diferença entre elas é o rendimento da célula fotovoltaica que é maior naquela fabricada com silício monocristalino.

O módulo fotovoltaico é uma combinação em série e/ou em paralelo de várias células fotovoltaicas encapsuladas com materiais especiais, interligadas por tiras metálicas e sustentadas por uma estrutura metálica. Segundo Zilles *et al.* (2012), “o módulo fotovoltaico é o elemento básico que os fabricantes fornecem ao mercado e é a partir desse elemento que o projetista deve planejar o gerador fotovoltaico”. A norma NBR 10899 (2013) defini o módulo fotovoltaico como uma “unidade básica formada por um conjunto de células fotovoltaicas, interligadas eletricamente e encapsuladas, com o objetivo de gerar energia elétrica”. A Figura 9 apresenta um módulo fotovoltaico montado a partir de quarenta células fotovoltaicas de silício monocristalino conectadas em série, encapsuladas em materiais especiais, interligadas por tiras metálicas e suportadas por uma estrutura metálica.

Figura 9 - Módulo fotovoltaico de silício monocristalino.



Fonte: ABB (2014).

A norma NBR 10899 (2013) ainda apresenta o símbolo que pode representar tanto um módulo fotovoltaico quanto um gerador fotovoltaico. Tal símbolo pode ser visto na Figura 10, na qual o triângulo indica o polo positivo.

Figura 10 - Símbolo de módulo fotovoltaico.



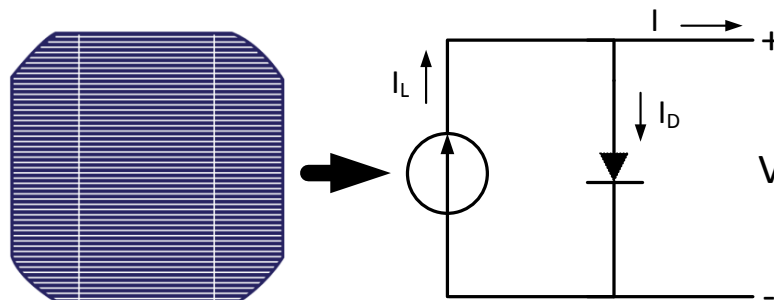
Fonte: NBR 10899 (2013).

2.5 Características elétricas das células fotovoltaicas

2.5.1 Modelo ideal da célula fotovoltaica

Zilles *et al.* (2012) afirma que “a célula fotovoltaica ideal é uma fonte de corrente variável, em que a corrente fotogerada (I_L) varia de acordo com a mudança do nível de radiação no plano da célula e, em menor escala, com as mudanças de temperatura do dispositivo.” O modelo ideal da célula fotovoltaica pode ser visto na Figura 11.

Figura 11 - Modelo ideal da célula fotovoltaica.



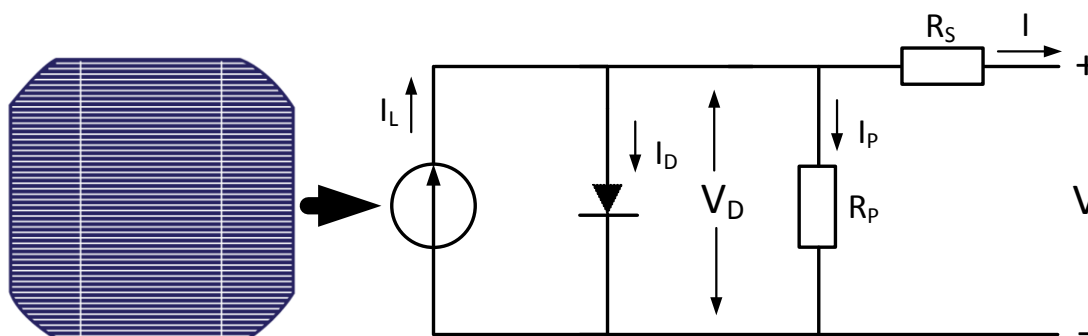
Fonte: adaptada de Pereira e Oliveira (2015).

Segundo Pereira e Oliveira (2015), “o comportamento de uma célula fotovoltaica é equivalente ao de um diodo de junção PN” que, ao ser polarizado diretamente, gera uma pequena tensão nos seus terminais.

2.5.2 Modelo real da célula fotovoltaica

O modelo real da célula fotovoltaica, entretanto, contém uma resistência em série (R_S) e outra em paralelo (R_P) que representa, respectivamente, as perdas ôhmicas (por efeito Joule) do material, das metalizações e do contato metal-semicondutor, e as perdas por correntes parasitas devido às irregularidades ou impurezas do material. Este modelo também é válido para módulos fotovoltaicos e é apresentado na Figura 12. É importante citar que R_P é consideravelmente maior do que R_S . (ZILLES *et al.*, 2012).

Figura 12 - Modelo real da célula fotovoltaica.

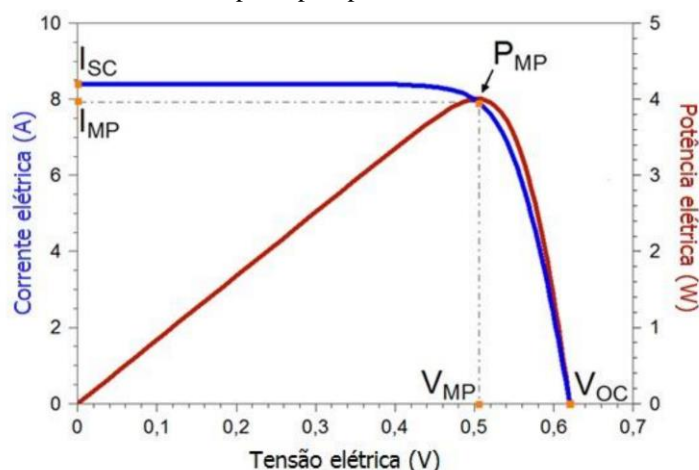


Fonte: adaptada de Pereira e Oliveira (2015).

2.5.3 Curva característica Corrente vs. Tensão ($I - V$) e parâmetros elétricos

A curva característica corrente *versus* tensão ($I - V$) apresentada na Figura 13 é uma representação dos valores da corrente de saída de uma célula ou um módulo fotovoltaico em função da tensão para condições preestabelecidas de temperatura e radiação. Todos os módulos comerciais são submetidos às condições padrão de teste (ou, do inglês, *Standard Test Conditions - STC*) e é a partir destes testes que a curva $I - V$ presente nas folhas de dados é traçada. A norma europeia IEC 60904-3 (2016) define as STC como 1000 W/m² de irradiação incidente, temperatura da célula igual a 25 °C e massa de ar igual a 1,5.

Figura 13 - Curva característica I - V com os principais parâmetros elétricos.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

A partir da curva da Figura 13 é possível obter os principais parâmetros elétricos de uma célula ou módulo fotovoltaico. São eles:

- corrente de curto circuito (I_{SC}): corrente que circula quando os terminais do módulo estão no mesmo nível de referência. É a maior corrente que um módulo pode fornecer.
- tensão de circuito aberto (V_{OC}): tensão entre os terminais do módulo quando não há corrente circulando por ele. É a máxima tensão que um módulo pode produzir.
- ponto de máxima potência (P_{MP}): ponto da curva I-V onde ocorre a máxima transferência de potência do módulo para a carga. Neste ponto são definidos outros dois parâmetros: I_{MP} e V_{MP} .
- corrente de máxima potência (I_{MP}): corrente do módulo no ponto de máxima potência (P_{MP}).
- tensão de máxima potência (V_{MP}): tensão do módulo no ponto de máxima potência (P_{MP}).

Nos pontos I_{SC} e V_{OC} não há produção de energia elétrica, pois a tensão e a corrente, respectivamente, nestes pontos é igual a zero.

A curva de potência elétrica do módulo fotovoltaico é traçada multiplicando-se os valores de corrente e tensão ponto a ponto. A máxima transferência de potência ocorre em apenas um ponto da curva I-V: no ponto de máxima transferência de potência que é localizado no “joelho” da curva I-V.

Outros parâmetros importantes dos módulos fotovoltaicos podem ser obtidos a partir dos parâmetros anteriormente detalhados e obtidos a partir da curva I-V. São eles:

- a) fator de forma (FF): é a razão entre a máxima potência do módulo (P_{MP}) e o produto da corrente de curto circuito (I_{SC}) com a tensão de circuito aberto (V_{OC}). O fator de forma é dado pela Equação (5).

$$FF = \frac{P_{MP}}{V_{OC} I_{SC}} = \frac{V_{MP} I_{MP}}{V_{OC} I_{SC}} \quad (5)$$

- b) eficiência (η): define o quão efetivo é o processo de conversão da radiação solar em energia elétrica e é dada pela razão entre a máxima potência do módulo (P_{MP}) e a multiplicação da área da célula (A) pela irradiância solar incidente (G), conforme a Equação (6).

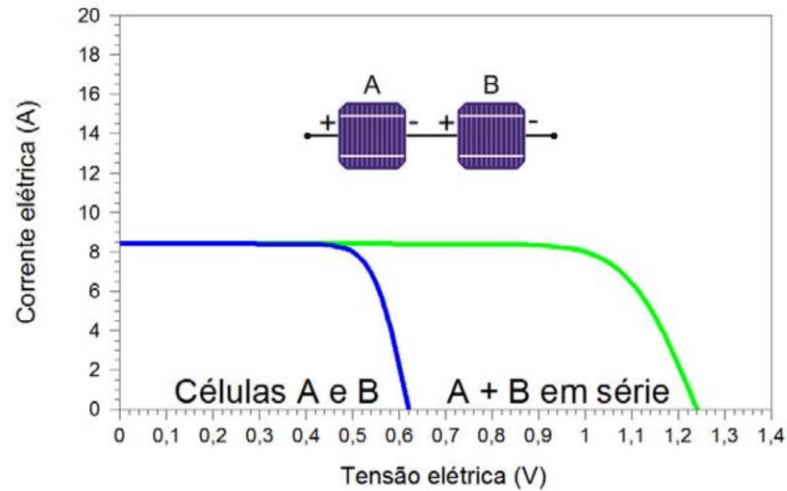
$$\eta = \frac{P_{MP}}{A \cdot G} \cdot 100\% \quad (6)$$

2.5.4 Associações de células e módulos fotovoltaicos

A associação de células e de módulos fotovoltaicos é um procedimento utilizado para se obter os níveis elétricos de corrente e tensão desejados para determinadas aplicações. A associação pode ser do tipo série, paralela ou série/paralela.

A associação série, definida na NBR 10899 (2013) como série fotovoltaica, é o circuito no qual células ou módulos fotovoltaicos são conectados em série com o intuito de gerar um nível de tensão de saída desejado. O termo em inglês para série fotovoltaica é *PV string* ou apenas *string*. Estes três termos serão usados de forma indistinta neste trabalho. Um exemplo de associação série é a de um módulo fotovoltaico comercial padrão, no qual algo entre 60 e 72 células fotovoltaicas são conectadas em série para que seja disponibilizado um certo nível de tensão na saída do módulo. O comportamento da curva I-V de células conectadas em série pode ser visto na Figura 14. Nesta figura, nota-se que duas células idênticas conectadas em série sob as mesmas condições de irradiância e temperatura produzem o dobro de tensão nas extremidades resultantes, mas o nível de corrente continua idêntico ao de apenas uma célula.

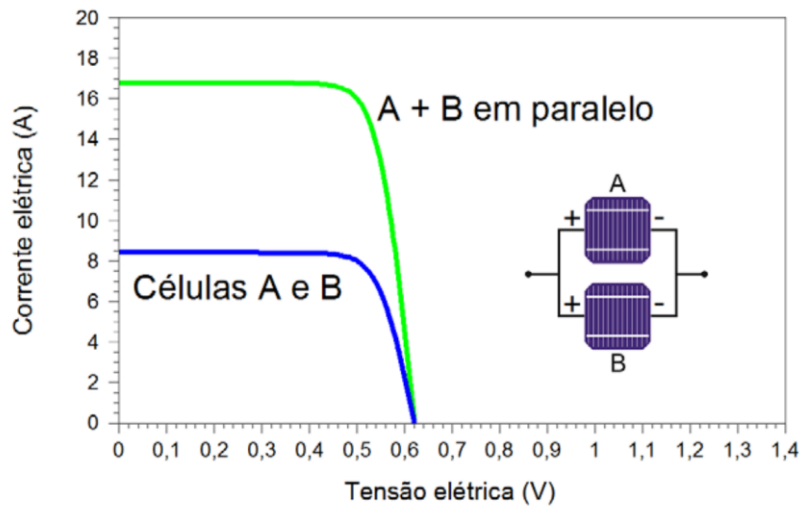
Figura 14 - Associação de células em série.



Fonte: Pinho e Galdino (2014).

A associação paralela é utilizada quando se deseja elevar o nível de corrente de uma configuração de células ou módulos fotovoltaicos. Nesta associação, quando os módulos são submetidos às mesmas condições de irradiação e temperatura, o nível de tensão não é alterado, como pode ser visto da Figura 15.

Figura 15 - Associação de células em paralelo.



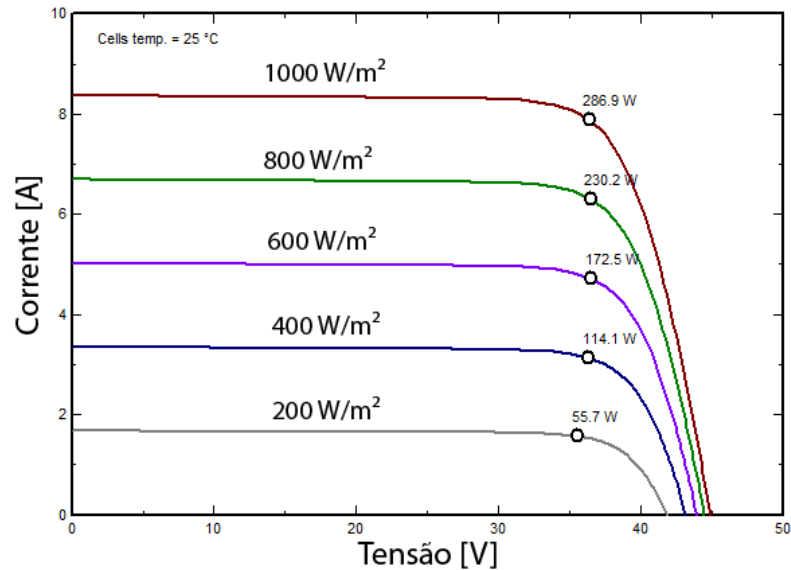
Fonte: Pinho e Galdino (2014).

2.5.5 Influência da irradiância solar e da temperatura

De acordo com Zilles *et al.* (2012), externamente à célula, os fatores que mais contribuem para a alteração dos parâmetros elétricos são basicamente a irradiância no plano incidente e a temperatura da célula. Pinho e Galdino (2014) afirmam que “a corrente elétrica gerada por uma célula fotovoltaica aumenta linearmente com o aumento da irradiância solar

incidente, enquanto que a tensão de circuito aberto (V_{OC}) aumenta de forma logarítmica, se mantida a mesma temperatura.” De forma empírica, a irradiância tem grande influência sobre a corrente do módulo, porém tem pouca influência sobre a tensão dele, como mostra a Figura 16 para temperatura de célula constante e igual a 25 °C e diferentes valores de irradiância incidente.

Figura 16 - Influência da irradiância na corrente do módulo.



Fonte: adaptada de PVsyst.

A corrente de curto circuito (I_{SC}) de uma célula ou módulo está relacionada à irradiância solar incidente de acordo com a Equação (7). A equação que relaciona a tensão de circuito aberto com a irradiância não será apresentada.

$$I_{SC} = I_{SC(STC)} \cdot \frac{G}{1000} \quad (7)$$

Onde:

I_{SC} (A): corrente de curto circuito do módulo, para irradiância G e temperatura da célula igual a 25 °C;

$I_{SC(STC)}$ (A): corrente de curto circuito do módulo nas STC;

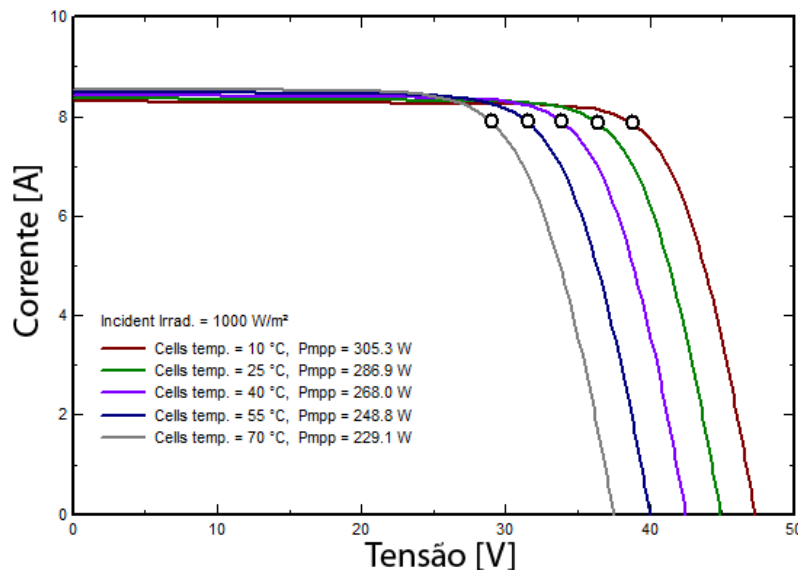
G (W/m^2): irradiância incidente sobre o módulo;

1000 (W/m^2): irradiância nas STC.

A temperatura também afeta os parâmetros elétricos do módulo fotovoltaico, porém de forma diferente da irradiância incidente. Enquanto a irradiância tem forte influência sobre a corrente de curto circuito e fraca influência sobre a tensão de circuito aberto do módulo, a temperatura tem forte influência sobre a tensão de circuito aberto e fraquíssima influência sobre a corrente de curto circuito do módulo. Segundo Zilles *et al.* (2012), a corrente de circuito cresce a uma taxa de 0,05 %/°C a 0,07 %/°C, o que representa uma mudança irrisória.

O impacto da temperatura sobre a tensão de circuito aberto é bastante relevante. A taxa de variação deste parâmetro em módulos comerciais atuais está em torno de $-0,31\ \%/^{\circ}\text{C}$. Este coeficiente de temperatura negativo significa que, para um aumento na temperatura da célula acima da temperatura padrão de teste (na STC, 25 °C), a tensão de circuito aberto sofre uma redução de 0,31 % a cada grau acima de 25 °C. No caso de redução da temperatura da célula abaixo da temperatura padrão de teste, a tensão de circuito aberto sofre uma elevação na mesma taxa. A influência da temperatura nos parâmetros do módulo pode ser vista na curva I-V da Figura 17.

Figura 17 - Influência da temperatura na tensão do módulo.



Fonte: adaptada de PVsyst.

2.6 Sombreamento e diodo de desvio (*by-pass*)

O estudo do sombreamento ao longo do ano tem posição de destaque no projeto de qualquer planta de geração fotovoltaica. O resultado deste estudo pode inviabilizar totalmente a instalação da planta em determinada localização, resultado de uma possível queda brusca da eficiência da geração como consequência de sombreamentos parciais ou totais dos módulos

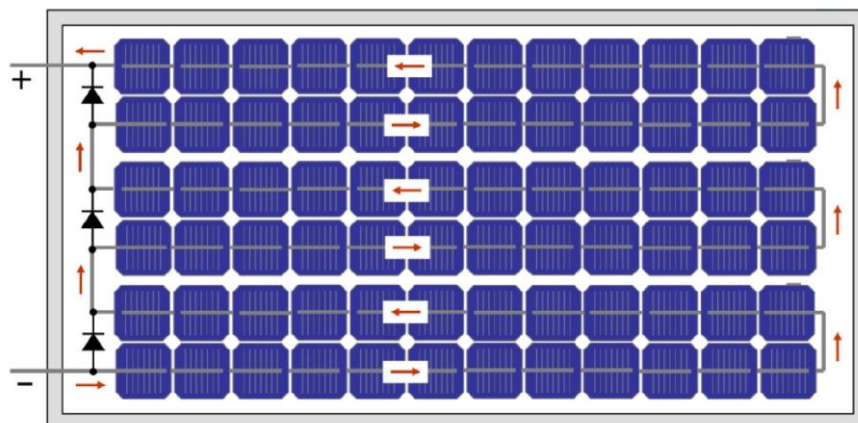
fotovoltaicos. Como a eficiência está relacionada diretamente com a conversão de energia solar (radiação solar) em energia elétrica, uma menor eficiência significa menos energia elétrica convertida e, conseqüentemente, mais tempo para que o investimento na planta de geração fotovoltaica seja compensado.

Como já foi mencionado em sessões anteriores, os módulos fotovoltaicos comerciais utilizados em plantas de geração de pequeno, médio e grande porte, consistem de 60 a 72 células fotovoltaicas conectadas em série para que seja possível obter certos níveis de tensão na saída do módulo. Por estarem associadas em série, as células conduzem a mesma corrente e suas tensões se somam. Caso uma única célula seja sombreada por uma folha, sujeira ou passagem de nuvem, por exemplo, sua corrente de condução poderá cair drasticamente. Conseqüentemente, a corrente de toda a série fotovoltaica será limitada pela corrente da célula sombreada, reduzindo desnecessariamente a produção de energia de todos os módulos conectados nesta série.

Outra possível consequência do sombreamento de uma ou mais células de um módulo é que as células sombreadas passam a ter característica de resistência e, com a passagem da corrente, mais energia do que o normal é dissipada através delas por efeito Joule. O efeito da dissipação exagerada de energia por determinadas células é o aparecimento de “pontos quentes” (do inglês, *hotspot*) que podem danificar permanentemente as células e, eventualmente, comprometer totalmente a estrutura física do módulo fotovoltaico.

Com o objetivo de reduzir os impactos do sombreamento e de possíveis células danificadas, foram adicionados aos módulos fotovoltaicos diodos de desvio (*by-pass*) em paralelo com quantidades iguais de células conectadas em série, como pode ser visto na Figura 18.

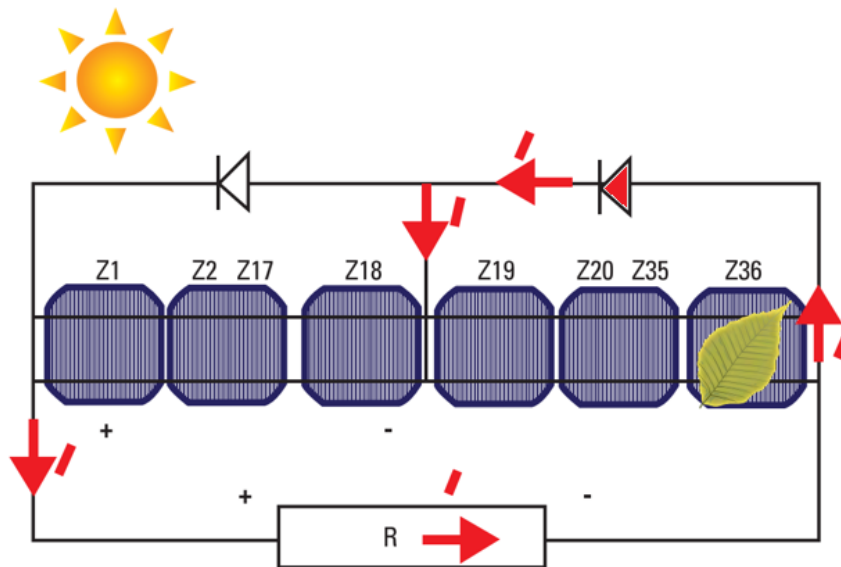
Figura 18 - Módulo FV com 72 células e diodos de desvio (by-pass).



Fonte: adaptada de Solmetric (2011).

Os diodos de desvio oferecem um caminho alternativo para a corrente e, assim, limitam a dissipação de potência no conjunto de células sombreadas ou parcialmente danificadas, reduzindo simultaneamente as perdas de energia e o risco de danos irreversíveis nas células afetadas, o que inutilizaria o módulo (PINHO; GALDINO, 2014). O desvio de corrente ocasionado pela atuação do diodo de desvio pode ser visto na Figura 19. A Figura 19 representa um único módulo fotovoltaico com 36 células conectadas em série e um diodo de desvio conectado em paralelo, mas com polaridade invertida, a cada 18 células. Em condições normais, cada célula estará diretamente polarizada e, conseqüentemente, o diodo de desvio estará inversamente polarizado com a soma das tensões das 18 células. Na ocorrência de sombreamento de uma ou mais células, estas serão inversamente polarizadas, o que resultará na polarização direta do diodo que desviará a corrente das células sombreadas, evitando que elas trabalhem como carga, isto é, dissipando energia.

Figura 19 - Atuação do diodo de desvio (by-pass).



Fonte: Pereira e Oliveira (2015).

2.7 Estudo do recurso solar

A produção de energia de qualquer gerador fotovoltaico é totalmente dependente do recurso solar disponível no local da instalação do gerador. Outros fatores como sombreamentos, inclinação dos módulos em relação ao plano horizontal e o ângulo entre o eixo normal ao plano de incidência do módulo e o norte geográfico também interferem diretamente na produção de energia. O recurso solar, como explicado anteriormente, pode ser dado em termos de irradiância (W/m^2) ou em termos de irradiação (Wh/m^2). Comumente, a irradiação

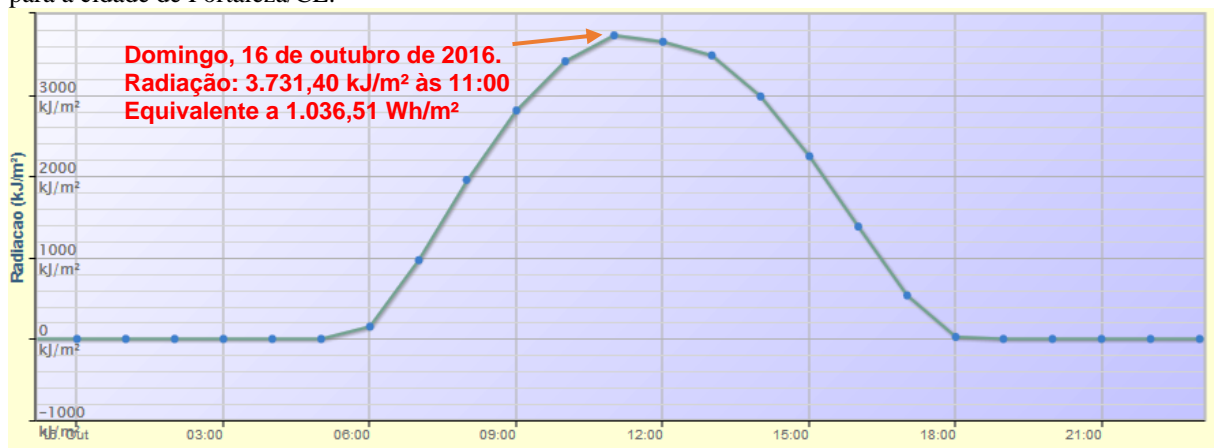
também é dada em MJ/m^2 . A relação entre estas duas unidades de energia por unidade de área é dada pela Equação (8).

$$1 \frac{kWh}{m^2} = 0,2778 \cdot 1 \frac{MJ}{m^2} \quad (8)$$

Para conhecer o recurso solar disponível em uma localidade deve-se recorrer a instituições especializadas na medição destes dados, bancos de dados que armazenem dados históricos de radiação solar ou deve-se medir tal recurso no local de interesse utilizando os equipamentos adequados.

A Figura 20 ilustra o perfil de uma curva típica de irradiação solar global de um dia ensolarado do mês de outubro para a cidade de Fortaleza/CE. Historicamente, o mês de outubro é conhecido como o mês em que os níveis de irradiação solar atingem os maiores valores ao longo do ano em Fortaleza/CE. Na Figura 20 é possível ver que, no dia 16 de outubro de 2016 às 11 horas da manhã, a irradiação solar global atingiu o valor máximo do dia igual a 3.731,40 kJ/m^2 , o que equivale a 1.036,51 Wh/m^2 ao longo de uma hora.

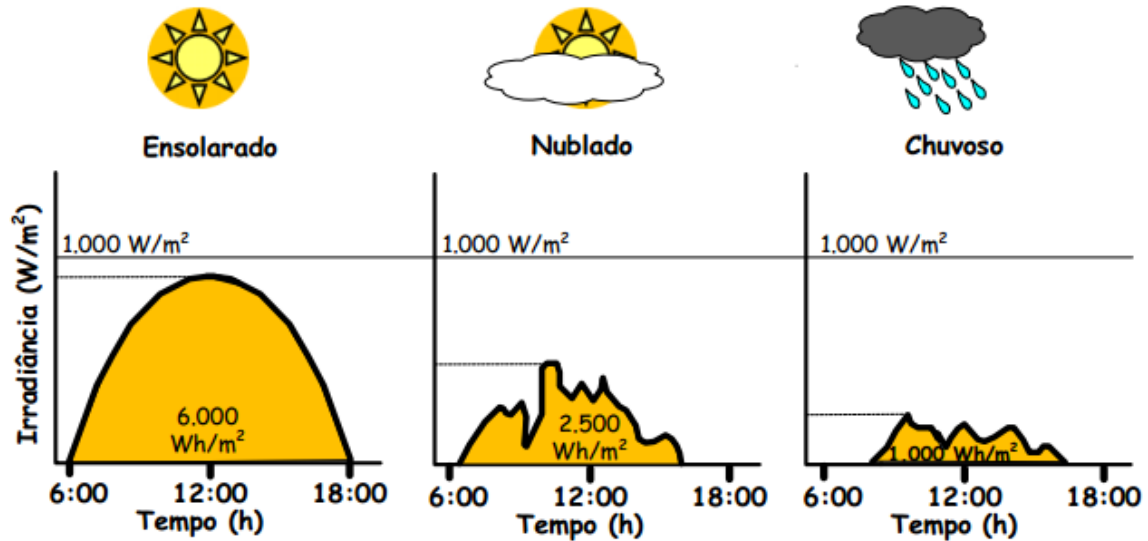
Figura 20 - Perfil de uma curva típica de irradiação solar global (kJ/m^2) de um dia ensolarado do mês de outubro para a cidade de Fortaleza/CE.



Fonte: adaptada de FUNCEME (2016).

O perfil da curva de irradiância (W/m^2) ao longo de um dia varia de acordo com as condições meteorológicas do dia. Quanto mais nuvens no céu, menor é a irradiância que atingi a superfície terrestre e, conseqüentemente, mais baixo é o perfil da curva de irradiância, como ilustrado na Figura 21.

Figura 21 - Perfis de curvas de irradiância para diferentes condições meteorológicas.

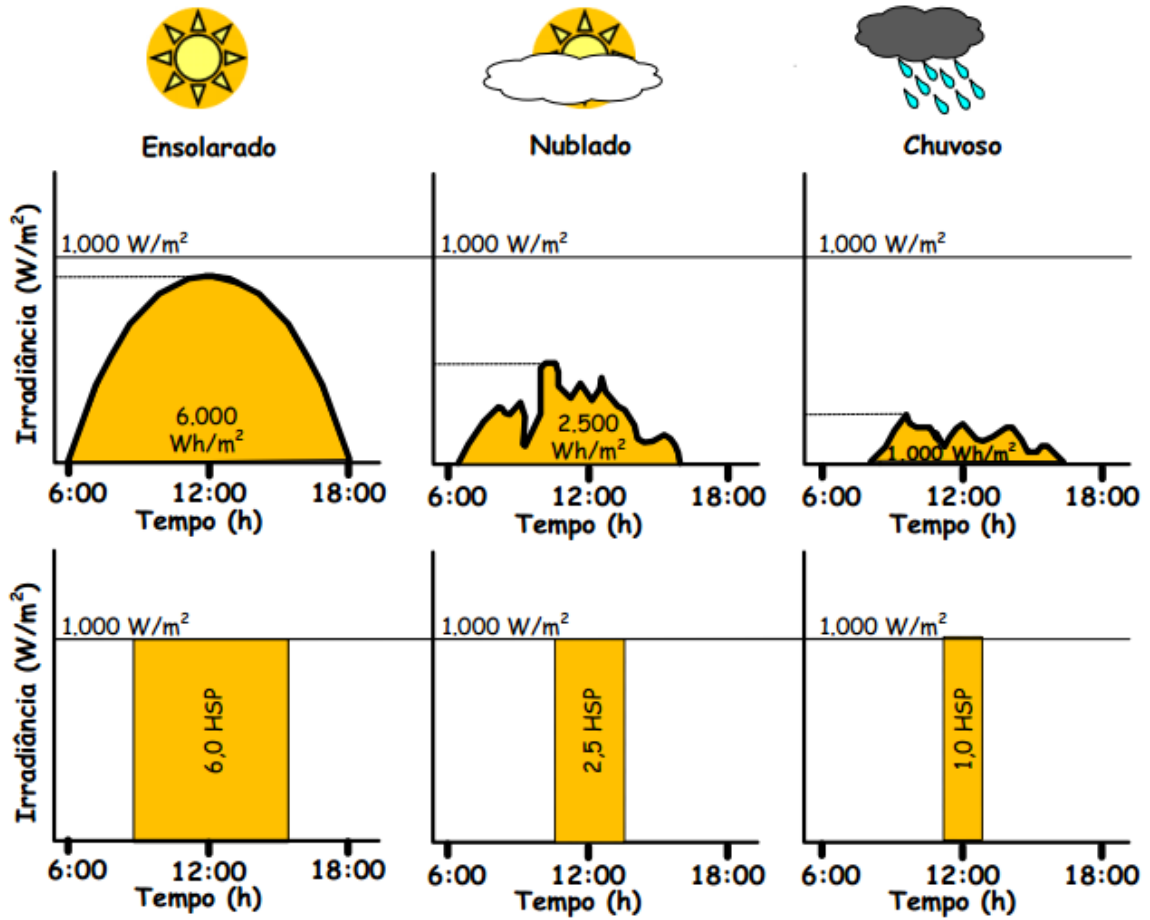


Fonte: adaptada de Pinho *et al.* (2008).

Para Pinho e Galdino (2014), nas estimativas de produção de energia elétrica a partir do recurso solar, é útil ignorar os efeitos da variação da irradiância (W/m^2) a cada instante e considerar a totalidade da energia recebida em um intervalo de tempo (Wh/m^2), pois a irradiância pode variar significativamente em curtos intervalos de tempo. A partir desta consideração, surge o conceito de Horas de Sol Pleno (HSP), que reflete a quantidade de horas ao longo de um dia em que a irradiância solar deve permanecer constante e igual a $1.000 W/m^2$ de forma que a energia resultante (quantidade de horas vezes $1.000 W/m^2$) seja equivalente a energia disponibilizada pelo Sol ao longo de um dia no local de interesse. Esta quantidade de energia disponibilizada pelo Sol ao longo do dia é dada pela soma dos pontos de irradiação horária da Figura 20 ou pela área sob a curva de irradiância ao longo do dia da Figura 21.

A Figura 22 ilustra diferentes perfis de curvas de irradiância solar e os compara com a quantidades de HSP necessárias para que os valores de irradiação ao longo do dia sejam equivalentes. Por exemplo, no dia nublado da Figura 22, a soma dos valores instantâneos de irradiância resulta numa quantidade de irradiação total recebida ao final do dia igual a $2.500 Wh/m^2$. Comparando com o conceito de HSP, são necessárias 2,5 HSP para que a quantidade de energia recebida ao final do dia seja igual a $2.500 Wh/m^2$.

Figura 22 - Perfis de curvas de irradiância e comparação com valores de Horas de Sol Pleno (HSP).



Fonte: Pinho *et al.* (2008).

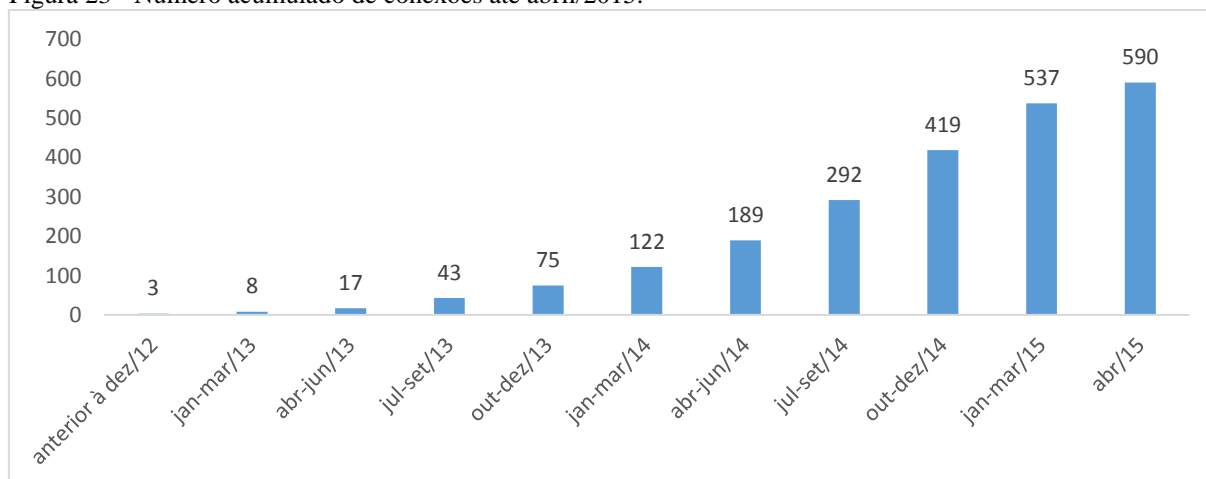
3 MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Neste capítulo, são apresentadas as resoluções normativas de âmbito nacional que regulamentaram a geração distribuída no Brasil, bem como a norma técnica da concessionária local que estabelece os critérios técnicos e as condições de acesso de gerações distribuídas a sua rede de distribuição de energia elétrica.

3.1 Regulamentação da geração distribuída no Brasil

Em abril de 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa (RN) n° 482/2012 que estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica. A partir deste momento, qualquer consumidor brasileiro poderia gerar a sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou de cogeração qualificada e ainda ceder, por meio de empréstimo gratuito à distribuidora local, a energia gerada excedente (diferença positiva entre a quantidade de energia gerada e a quantidade de energia consumida) para, posteriormente, compensar com o consumo de energia elétrica ativa por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. A publicação da RN n° 482/2012 representou um dos grandes impulsos dados a um mercado de energia inexistente no Brasil na época de sua publicação: o mercado de Geração Distribuída (GD). A Figura 23 apresenta dados da ANEEL sobre o número acumulado de conexões de geração distribuída até abril de 2015. Nota-se, por exemplo, que houve um crescimento de mais de 1400 % do número de conexões entre março de 2013 e março de 2014.

Figura 23 - Número acumulado de conexões até abril/2015.



Fonte: adaptado de ANEEL (2015).

Ainda, segundo ANEEL (2015), do total das 590 conexões acumuladas até abril de 2015, 554 eram provenientes da fonte solar fotovoltaica, quase 94% do total de conexões na época.

De acordo com ANEEL (2016), o número acumulado de conexões de GD saltou de 590, em abril de 2015, para 1731, em janeiro de 2016. Destas 1731 conexões acumuladas, 1675 eram provenientes da fonte solar fotovoltaica, o que representa quase 97% do total de conexões acumuladas na época.

Em novembro de 2015, a RN n° 482/2012 foi atualizada pela RN n° 687/2015, o que trouxe melhorias expressivas ao seu texto e novas vantagens para os consumidores que optassem por aderir ao Sistema de Compensação de Energia Elétrica.

A RN n° 687/2015 defini minigeração distribuída como central geradora de energia elétrica, com potência superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para as fontes hídricas, ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras. Isto é, para a geração de energia elétrica a partir da fonte renovável solar ser qualificada como minigeração distribuída, sua potência instalada deve ser superior a 75 kW e inferior a 5 MW. Já a microgeração é definida pela mesma norma como central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW, que utilize cogeração qualificada ou fonte renovável de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Os procedimentos de acesso da minigeração distribuída participante do Sistema de Compensação de Energia Elétrica à rede de distribuição de energia são determinados pela seção 3.7 do módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) da ANEEL.

3.2 Normatização técnica da distribuidora local

A Companhia Energética do Ceará (COELCE) é a única concessionária que detém a concessão para distribuir energia elétrica no estado do Ceará.

Em dezembro de 2012, visando atender a RN n° 482/2012 da ANEEL, a COELCE publicou sua Norma Técnica (NT) NT-010/2012 R-00, a qual estabelecia as condições de acesso e definia critérios técnicos, operacionais e requisitos de projetos aplicáveis à conexão de micro e minigeração distribuída ao seu sistema de distribuição, de forma a garantir que ambos os sistemas, após a conexão, operassem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade.

Em março de 2016, a NT-010/2012 R-00 foi atualizada para NT-Br 010/2016 R-01 com o objetivo de atender às novas diretrizes dadas à RN n° 482/2012 pela RN n° 687/2015.

De acordo com dados da COELCE e da ANEEL, até 2014 havia 48 unidades de geração distribuída do grupo B (potência instalada ≤ 75 kW) registradas na ANEEL dentro da área de concessão da COELCE. Dados de julho de 2016 mostram que essa quantidade de unidades saltou para 164, o que equivale a um crescimento de mais de 300% em um ano e meio.

Segundo o Registro de Micro e Minigeração Distribuída da ANEEL, até julho de 2016 não havia nenhuma geração distribuída do grupo A ($75 \text{ kW} \leq \text{potência instalada} \leq 5 \text{ MW}$) registrada neste banco de dados da ANEEL dentro da área de concessão da COELCE.

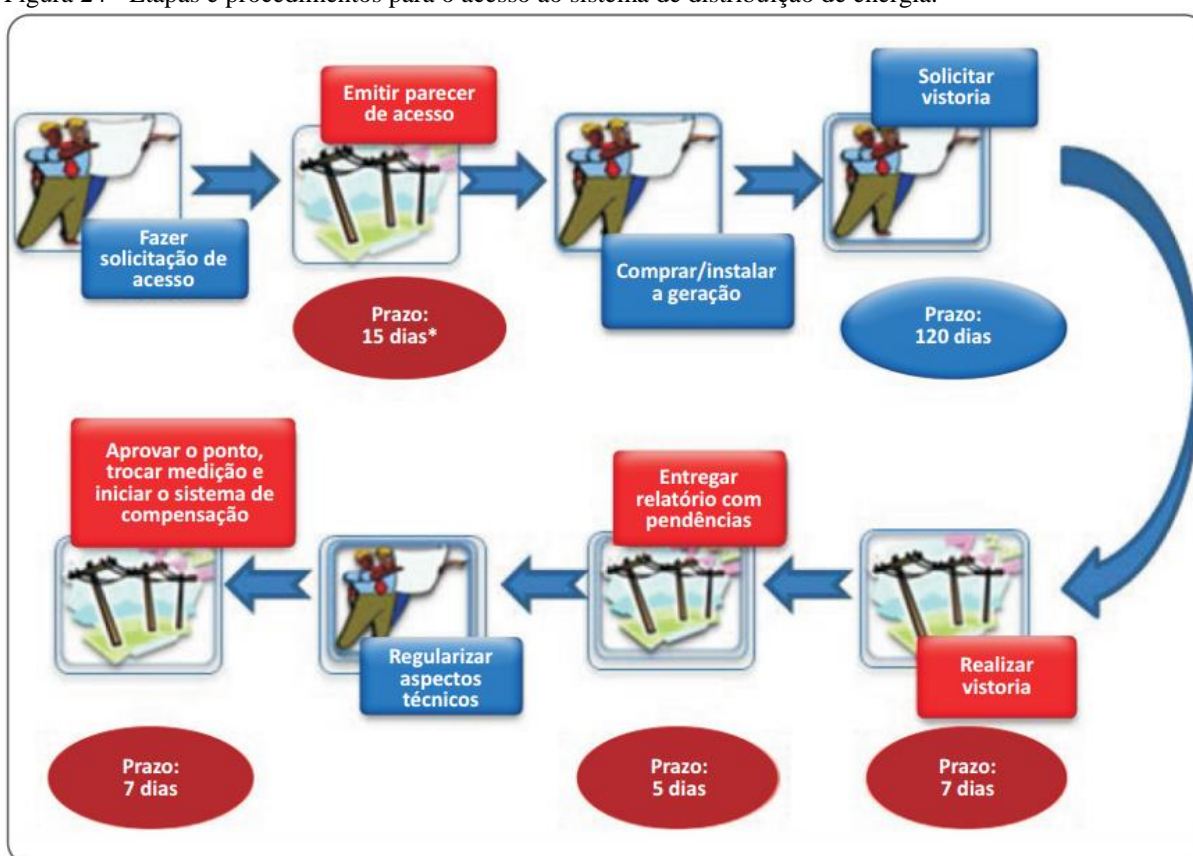
Para acessar o sistema de distribuição da COELCE, a NT-Br 010 (2016), de acordo com as diretrizes da seção 3.7 do módulo 3 do PRODIST, exige que o acessante de minigeração distribuída solicite o acesso de acordo com o Anexo A deste trabalho, exige a ART do responsável técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema, o diagrama unifilar contemplando geração, proteção e medição, o memoria descritivo da instalação, o certificado de conformidade dos inversores ou número de registro da concessão do Inmetro, a lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver), a cópia do instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver) e o documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver).

Caso não haja nenhuma pendência na documentação de solicitação de acesso, o parecer de acesso, que é a resposta formal da distribuidora (neste caso, a COELCE), à solicitação de acesso, deve ser emitido, sem ônus ao acessante, num prazo máximo de 30 dias quando não houver necessidade de execução de obras de melhoria ou reforço no sistema de distribuição acessado, ou 60 dias quando houver necessidade de tais obras. Neste parecer de acesso, a COELCE defini as condições de acesso, tais como as características do ponto de entrega (o ponto de entrega do acessante com micro ou minigeração distribuída é o ponto de entrega da unidade consumidora), as características do seu sistema de distribuição, os cálculos relativos à participação financeira do consumidor (se houver), a relação de obras de responsabilidade da COELCE juntamente com o cronograma de implantação, as informações gerais relacionadas ao local de ligação, o modelo do acordo operativo para minigeração distribuída para participantes do Sistema de Compensação de Energia, as responsabilidades do acessante e eventuais informações sobre equipamentos ou cargas susceptíveis de provocar distúrbios ou danos no sistema de distribuição da COELCE ou nas instalações de outros acessantes.

De posse do parecer de acesso, as obras de instalação do sistema de geração distribuída podem ser iniciadas. Ao final desta etapa, deve ser solicitada à distribuidora uma vistoria nas instalações deste sistema para comprovar que as obras foram realizadas de acordo com o projeto enviado na etapa de solicitação de acesso ao sistema de distribuição. Caso não haja nenhuma pendência nesta etapa, o ponto de conexão será aprovado, o sistema de medição será instalado e o Sistema de Compensação de Energia Elétrica será iniciado.

A Figura 24 ilustra as etapas e procedimentos para acessar o sistema de distribuição de energia elétrica.

Figura 24 - Etapas e procedimentos para o acesso ao sistema de distribuição de energia.



Fonte: ANEEL (2016).

Uma vantagem da geração de energia elétrica a partir da fonte solar fotovoltaica em relação às outras fontes de energia renovável, em termos burocráticos, é que não há necessidade de emissão de licenciamento ambiental ou comprovação quanto a inexigibilidade.

4 PROJETO DE MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA DE 3 MEGAWATTS

Neste capítulo, são apresentadas a área física disponível para instalação da minigeração no Campus do Pici, as centrais inversoras e o módulo fotovoltaico selecionado, o dimensionamento e a implantação do gerador fotovoltaico, o dimensionamento dos condutores e das proteções elétricas, os equipamentos necessários para a conexão da minigeração à rede interna de MT do campus, entre outros detalhes.

4.1 Considerações iniciais

Dados da fatura de energia elétrica do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará de agosto de 2016 mostram que esta é uma unidade consumidora do grupo A, subgrupo A4 (poder público atendido em Média Tensão, 13,8 kV), modalidade tarifária horosazonal verde. Segundo a RN n° 414 (2010) da ANEEL, as unidades consumidoras optantes pela modalidade tarifária horosazonal verde terão tarifa única para demanda de potência (R\$/kW), tarifa de consumo para posto tarifário fora de ponta (R\$/MWh) e tarifa de consumo para posto tarifário de ponta (R\$/MWh). Há, ainda, uma subdivisão nas tarifas de consumo de ponta e fora de ponta. Esta subdivisão leva em consideração o período climático da localidade onde está instalada a unidade consumidora: úmido ou seco. A concessionária local, COELCE, desconsidera essa subdivisão e adota os mesmos valores tarifários para ambos os períodos.

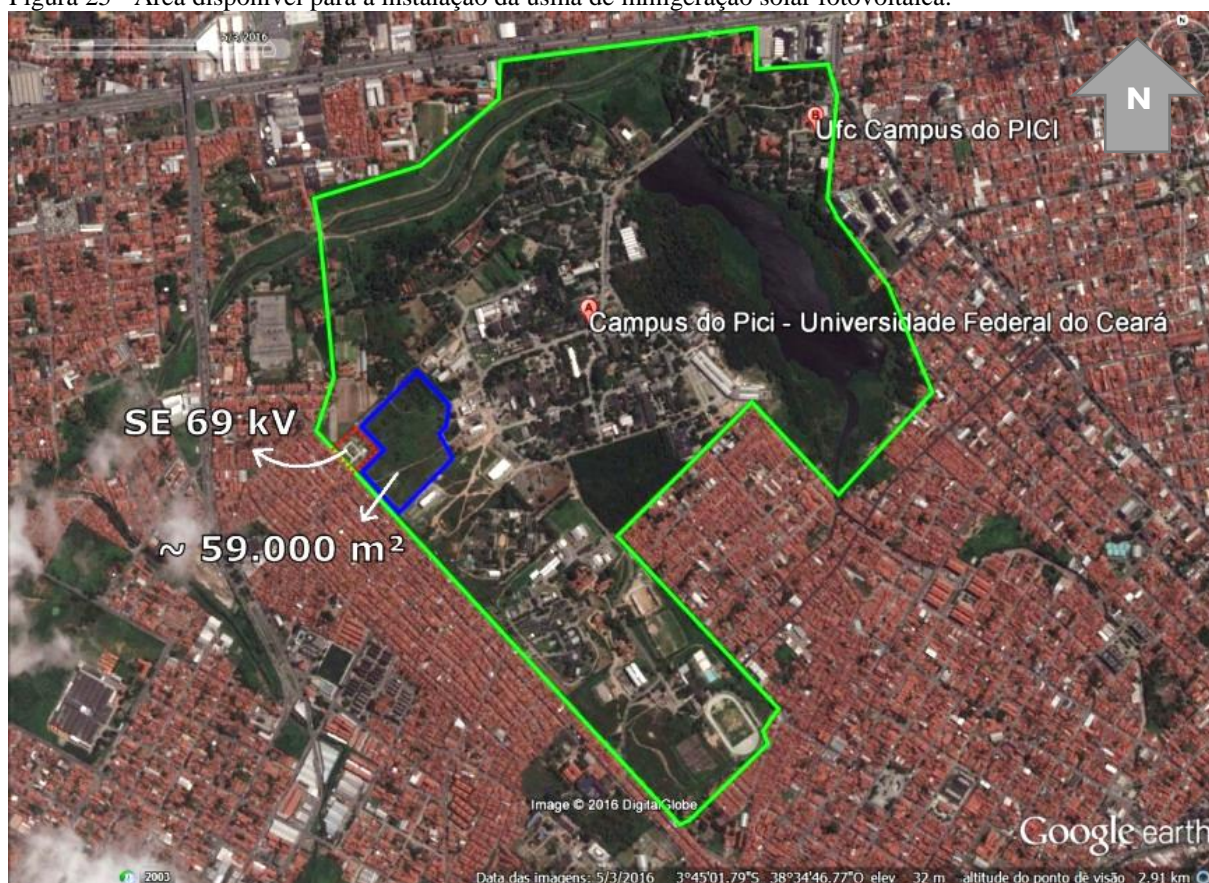
A RN n° 482 (2012), seguindo os termos da RN n° 414 (2010), limita a potência instalada de minigeração distribuída à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a planta de geração será instalada. De acordo com a RN n° 414 (2010), a potência disponibilizada para unidades consumidoras do grupo A é dada pela demanda contratada (kW). A demanda contratada do Campus do Pici é 4.260 kW, o que torna este valor o limite para a potência instalada de minigeração nesta unidade consumida.

É importante citar que, segundo a RN n° 414 (2010), para fornecimento em tensão primária de distribuição inferior a 69 kV, a demanda contratada deve ser igual ou inferior a 2.500 kW, e para fornecimento em tensão primária de distribuição igual ou superior a 69 kV, a demanda contratada deve ser superior a 2.500 kW. Porém, a distribuidora pode estabelecer a tensão de fornecimento sem observar estes critérios quando houver viabilidade técnica e econômica e o consentimento do interessado. Por este motivo, apesar de ter demanda contratada superior a 2.500 kW (4.260 kW), o Campus do Pici ainda é atendido em tensão primária de distribuição igual a 13,8 kV. Devido à tendência de aumento da carga instalada e da demanda

do Campus, está sendo construída uma nova subestação que possibilitará o atendimento desta unidade consumidora em tensão primária de distribuição igual a 69 kV.

Outro fator que pode limitar a potência instalada de minigeração em uma unidade consumidora é a disponibilidade de espaço físico adequado e suficiente para sua instalação. No caso do Campus do Pici, será utilizada uma área de, aproximadamente, 59.000 m² ao lado das instalações da nova Subestação de 69 kV que atenderá, em breve, esta unidade consumidora. Na Figura 25, a partir de uma imagem de satélite do dia 3 de maio de 2016 obtida através do *software Google Earth*, é possível ver a área disponível para a instalação da usina de minigeração solar fotovoltaica (em azul escuro) que atenderá ao Campus do Pici, a área da nova SE de 69 kV (em vermelho tracejado) e a área total deste campus da Universidade Federal do Ceará (em verde claro).

Figura 25 - Área disponível para a instalação da usina de minigeração solar fotovoltaica.



Fonte: adaptada de *Google Earth* (2016).

Com base no limite da potência instalada da minigeração dada pela demanda contratada e o espaço físico disponível na unidade consumidora, optou-se por elaborar o projeto de uma usina de minigeração solar fotovoltaica com potência instalada de 3 megawatts para ser conectada à rede de distribuição interna de média tensão do Campus do Pici da UFC e atender

parte da sua carga instalada total. A forma de conexão da minigeração em média tensão (13,8 kV) é uma determinação da NT-Br 010 (2016).

4.2 Módulos fotovoltaicos e centrais inversoras selecionadas

4.2.1 Módulo fotovoltaico

O principal elemento de qualquer planta de geração fotovoltaica é o módulo fotovoltaico. Este é o elemento responsável por transformar a energia luminosa proveniente do Sol em energia elétrica. Por esse motivo, é essencial dar atenção especial ao seu processo de especificação.

Para este projeto foi especificado um módulo constituído por 72 células de silício policristalino, fabricado com as tecnologias de materiais mais recentes, com menor degradação anual de potência do que os módulos tradicionais e melhor proteção contra fogo, vento, neve, maresia e água, o que o torna mais confiável e durável durante sua vida útil.

A Tabela 1 apresenta as principais características elétricas do módulo fotovoltaico selecionado para este projeto nas Condições Padrão de Teste (STC), a Tabela 2 apresenta as características de temperatura, isto é, o comportamento das variáveis elétricas do módulo quando a temperatura da célula é diferente de 25 °C, e a Tabela 3 apresenta as suas características físicas.

Tabela 1 - Características elétricas do módulo fotovoltaico selecionado.

CARACTERÍSTICA ELÉTRICAS (STC)			
Potência nominal máxima	P _{max_stc}	315	Wp
Tensão no ponto de máxima potência	V _{mp_stc}	36,60	V
Corrente no ponto de máxima potência	I _{mp_stc}	8,61	A
Tensão de circuito aberto	V _{oc_stc}	45,10	V
Corrente de curto circuito	I _{sc_stc}	9,18	A
Eficiência	η _{stc}	16,14	%
Corrente nominal máxima do fusível de proteção	I _{fusível}	15	A

Fonte: adaptada de Canadian (2016).

O Fator de Forma deste módulo fotovoltaico pode ser calculado a partir da Equação (5), aqui repetida na Equação (9), e dos dados da Tabela 1.

$$FF = \frac{P_{MP}}{V_{OC}I_{SC}} = \frac{V_{MP}I_{MP}}{V_{OC}I_{SC}} = \frac{36,60 \cdot 8,61}{45,10 \cdot 9,18} = 0,761 \quad (9)$$

Tabela 2 - Características de temperatura do módulo fotovoltaico selecionado.

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA			
Coef. de temp. da potência	TC_Pmax	-0,41	%/°C
Coef. de temp. da tensão de circuito aberto	TC_Voc	-0,31	%/°C
Coef. de temp. da corrente de curto circuito	TC_Isc	0,053	%/°C
Coef. de temp. da tensão do ponto de máxima potência	TC_Vmp	-0,463	%/°C

Fonte: adaptada de Canadian (2016).

Analisando a Tabela 2, percebe-se que os coeficientes de temperatura de tensão (TC_Voc e TC_Vmp) e de potência (TC_Pmax) tem valores negativos. Isto significa que cada uma destas variáveis elétricas citadas tem seus valores reduzidos nestas taxas quando a temperatura da célula ultrapassa positivamente os 25 °C ou tem seus valores elevados nas mesmas taxas quando a temperatura da célula ultrapassa negativamente a mesma temperatura.

Tabela 3 - Características físicas do módulo fotovoltaico selecionado.

CARACTERÍSTICAS FÍSICAS		
Altura	1,968	m
Comprimento	0,996	m
Área	1,960	m ²
Peso	27,50	kg
Cabo	4,00	mm ²
Comprimento do cabo	350	mm

Fonte: adaptada de Canadian (2016).

4.2.2 Central inversora

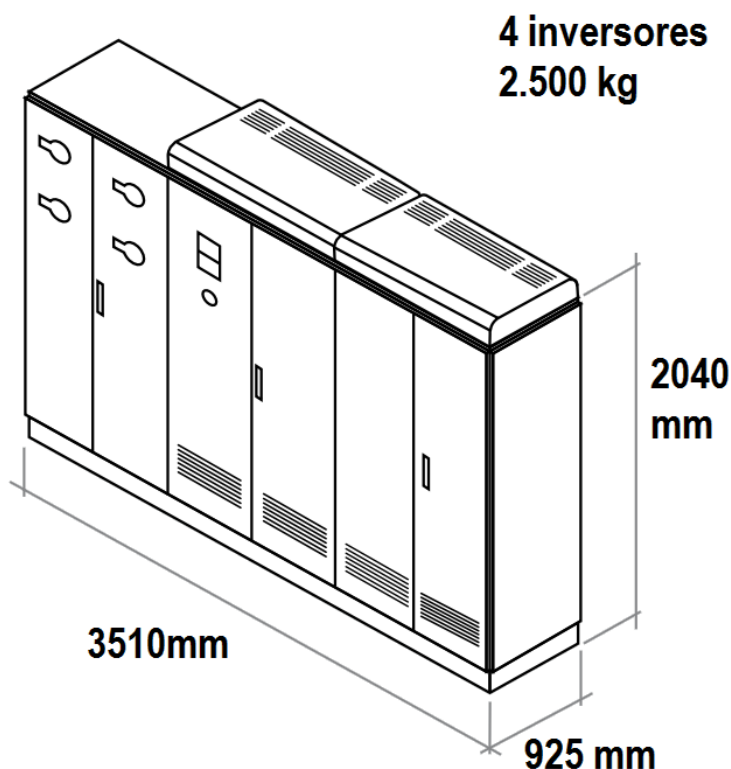
O inversor é um dos elementos mais importantes de qualquer planta de geração solar fotovoltaica conectada à rede de corrente alternada. Sem ele não seria possível injetar na rede elétrica de corrente alternada a energia elétrica de corrente contínua gerada pelos módulos fotovoltaicos. O inversor é responsável por receber toda a energia vinda dos conjuntos de módulos fotovoltaicos, convertê-la para energia em corrente alternada através de conversores de potência e adequar as características elétricas da energia convertida, como tensão e frequência, aos níveis da rede elétrica.

Por se tratar de uma usina de minigeração solar fotovoltaica de porte considerado, 3 MW, foram especificadas três centrais inversoras trifásicas de 997,70 kVA para instalação abrigada (IP20). Cada central inversora possui quatro inversores individualmente separados em cabines, cada inversor representando um Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP, do inglês MPPT – *Maximum Power Point Tracking*), e possui os barramentos de corrente contínua

e corrente alternada dentro da mesma cabine, o que facilita os trabalhos de manutenção enquanto mantém os mais altos níveis de segurança.

A Figura 26 mostra uma visão em perspectiva da central inversora selecionada com suas dimensões físicas e peso. Da esquerda para a direita, as duas primeiras portas são da cabine onde estão os barramentos CC e CA, as chaves seccionadoras de entrada CC e o disjuntor termomagnético geral de saída CA. As quatro portas seguintes são das cabines individuais dos quatro inversores que compõem esta central inversora. Cada central ainda possui quatro contatores CC (um para cada inversor), quatro elementos de proteção contra sobretensão no lado CC (um para cada inversor) e um elemento de proteção contra sobretensão no lado CA (um por central). Também é possível ver na Figura 26 as saídas de ar, no topo da central, do sistema de ventilação forçada que deve manter os inversores a 30 °C para que a central tenha a possibilidade de alcançar a maior potência aparente de saída, 997,70 kVA.

Figura 26 - Central inversora selecionada.



Fonte: adaptada de Ingeteam (2016).

Na Tabela 4 é possível ver todas as características elétricas e as proteções da entrada de corrente contínua da central inversora selecionada.

Tabela 4 - Características elétricas da entrada CC da central inversora selecionada.

ENTRADA CC		PROTEÇÕES DE ENTRADA	
Intervalo de tensão do SPMP (Vspmp_min e Vspmp_max):	528 - 820 V	Proteções de sobretensão:	DPS Classe 2
Máxima tensão (Vin_max):	1050 V	Seccionadora CC:	Motorizada, desconexão sob carga
Máxima corrente (Idc_max):	1800 A	Outras proteções:	Inversão de polaridade
Número de entradas com adaptador para fusível:	12 (3 por SPMP)		Monitor de falha de isolamento
Dimensão dos fusíveis:	63 A / 1000 V a 400 A / 1000 V		Proteção anti-ilhamento
SPMP (MPPT):	4 (1 por inversor)		
Máx. corrente por entrada	de 40 A a 216 A		

Fonte: adaptada de Ingeteam (2016).

Da Tabela 4, V_{spmp_min} (V) e V_{spmp_max} (V) representam o intervalo de tensão em que o ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico conectado à central inversora deve permanecer para todas as condições de temperatura com a finalidade de viabilizar o correto funcionamento do SPMP, V_{in_max} (V) é a máxima tensão de entrada em CC permitida pela central, e I_{dc_max} (A) é a máxima corrente contínua de entrada permitida pela central. Se algum destes parâmetros não for respeitado no dimensionamento do gerador fotovoltaico, a central inversora poderá se desligar ou entrar em modo de restrição de potência para evitar danos quando estiver em operação. Por central, há doze entradas do lado CC com adaptador para fusível. Como cada central possui quatro inversores, cada um representando um SPMP, resulta que cada inversor está conectado a três entradas do lado CC.

Na Tabela 5 é possível ver todas as características elétricas e as proteções da saída de corrente alternada da central inversora selecionada.

Tabela 5 - Características elétricas da saída CA da central inversora selecionada

SAÍDA CA		PROTEÇÕES DE SAÍDA	
Potência @30 °C / @45 °C:	997,70 / 917,80 kVA	Proteções de sobretensão:	DPS Classe 2
Corrente @30 °C / @45 °C:	1.600 A / 1.472 A	Disjuntor CA:	DTM Tripolar
Tensão nominal trifásica:	360 V - Sistema IT	Proteção anti-ilhamento:	Sim, c/ desconexão automática
Frequência:	60 Hz	Outras proteções:	Curto circuito e sobrecarga CA
Fator de Potência (FP):	1 (ajustável)		
Máxima potência com FP = 1:	997,70 kVA		
Distorção Harmônica Total (THD):	< 3%		

Fonte: adaptada de Ingeteam (2016).

Na Tabela 5 são dados dois valores de potência aparente da central inversora. O maior valor de potência aparente é dado para a temperatura dos inversores igual a 30 °C e o menor valor para a temperatura dos inversores igual a 45 °C. Para temperaturas dos inversores superiores a 45 °C, a potência aparente de saída é reduzida numa taxa de 1,8 %/°C. A máxima temperatura ambiente permitida ao redor da central para o seu correto funcionamento é de 60 °C. Neste projeto, será considerado que foram tomadas todas as medidas necessárias para manter a temperatura dos inversores em 30 °C.

A tensão nominal de saída trifásica da central inversora selecionada é 360 V e seu esquema de aterramento é IT. Segundo a NBR 5410 (2004), no esquema IT, todas as partes vivas são isoladas em relação à terra ou um ponto da alimentação é aterrado através de impedância, e as massas são diretamente aterradas, independentemente do aterramento eventual de um ponto da alimentação. Devido a esse esquema de aterramento, o fabricante da central proíbe a utilização de transformadores para conexão com a rede de MT cuja ligação do lado de BT seja em estrela aterrada. Neste projeto, serão utilizados transformadores com ligação estrela (BT) - delta (MT) para conexão com a rede de distribuição de MT do Campus do Pici.

A NT-Br 010 (2016) exige que, para um sistema de geração com potência nominal acima de 6 kW, o seu ponto de operação deve ser garantido numa faixa de Fator de Potência (FP) que varie entre 0,90 indutivo até 0,92 capacitivo. Na central inversora selecionada é possível ajustar o fator de potência desejado e controlá-lo de acordo com as necessidades da instalação elétrica da unidade consumidora ou da distribuidora local. Para fins deste projeto, será considerado que o FP da central será mantido no seu valor pré-ajustado de fábrica que é unitário.

Na Tabela 6 são apresentadas suas informações gerais da central inversora selecionada.

Tabela 6 - Informações gerais da central inversora selecionada.

INFORMAÇÕES GERAIS	
Eficiência Máxima:	99,10%
Consumo em stand-by:	120 W
Consumo à noite:	120 W
Temperatura de operação:	de -20 até 55 °C
Classe de proteção:	IP20

Fonte: adaptada de Ingeteam (2016).

Deve-se atentar na Tabela 6 à altíssima eficiência da central inversora selecionada, a qual ultrapassa os 99%. A classe de proteção IP20 sugere, como já havia sido dito, que este

equipamento deve ser instalado em local abrigado, pois esta classe garante proteção apenas contra ingresso de objetos estranhos com diâmetro maior do que 12 mm. Isto é, a classe de proteção IP20 não protege o equipamento contra gotas ou jatos de água vindos de qualquer ângulo, maresia e outras partículas sólidas com diâmetro menor do que 12 mm, como poeira e areia.

4.3 Dimensionamento do gerador fotovoltaico

O dimensionamento do gerador fotovoltaico consiste na determinação da quantidade de módulos que devem ser conectados em série, o que resulta numa série fotovoltaica, e da quantidade de séries fotovoltaicas que devem ser conectadas em paralelo para fornecer os mais adequados níveis de tensão e corrente, respectivamente, de forma a não infringir as limitações superiores e inferiores de tensão e corrente do inversor e, assim, viabilizar a operação deste em patamares próximos aos de capacidade e eficiência máxima o maior tempo possível ao longo do dia.

Como já foi mostrado, o módulo fotovoltaico tem suas características elétricas influenciadas basicamente pela irradiância incidente e a temperatura do módulo. Assim, torna-se de extrema importante avaliar os limites históricos máximo e mínimo de temperatura ambiente da localidade onde planeja-se instalar o gerador fotovoltaico.

Para Fortaleza, local da instalação do gerador fotovoltaico, serão considerados como temperaturas ambiente recorde máxima e mínima, respectivamente, 36 °C e 17 °C. A partir destas temperaturas, é possível estimar as temperaturas máxima ($T_{mod_{max}}$) e mínima ($T_{mod_{min}}$), respectivamente, do módulo fotovoltaico utilizando a Equação (10), em que T_{mod} (°C) é a temperatura do módulo para uma dada temperatura ambiente, T_{amb} (°C) é a temperatura ambiente, K_t (°C/W.m⁻²) é o coeficiente térmico para o módulo, podendo ser adotado o valor padrão de 0,03, se não for conhecido, e G (W/m²) é a irradiância incidente sobre o módulo. De acordo com Nasa (2016), o maior valor de irradiância média mensal incidente num plano horizontal nos últimos anos na localidade onde deseja-se instalar o gerador fotovoltaico foi igual a 870 W/m². Assim, este será o valor adotado como parâmetro G na Equação (10). As temperaturas máxima e mínima do módulo fotovoltaico podem ser vistas nas Equações (11) e (12).

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t \cdot G \quad (10)$$

$$T_{mod_{max}} = 36 + 0,03 \cdot 870 = 62,10 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (11)$$

$$T_{mod_{min}} = 17 + 0,03 \cdot 0 = 17 \text{ } ^\circ\text{C} \quad (12)$$

Conhecendo as temperaturas máxima e mínima que o módulo fotovoltaico pode atingir, calcula-se os valores máximo e mínimo que a tensão de saída do módulo pode alcançar. Para isto, deve-se utilizar os coeficientes de temperaturas do módulo que podem ser vistos na Tabela 2. É necessário calcular tanto a variação da tensão de circuito aberto (V_{oc}) quanto a variação da tensão do ponto de máxima potência (V_{mp}), ambas ocasionadas pela variação de temperatura, pois deve-se garantir que a tensão de circuito aberto nunca ultrapasse a máxima tensão de entrada permitida do inversor (1050 V) e que a tensão do ponto de máxima potência permaneça, para todas as condições de temperatura, no intervalo permitido pelo inversor (528 – 820 V) para o correto funcionamento do Seguidor do Ponto de Máxima Potência (SPMP).

É importante citar que, apesar utilização de uma irradiância um pouco inferior (870 W/m²) à irradiância na STC (1.000 W/m²) para o cálculo das temperaturas que o módulo pode atingir, como feito a partir da Equação (10), os cálculos das tensões de circuito aberto e das tensões do ponto de máxima potência serão realizados com base nos respectivos valores de tensão de circuito aberto e tensão do ponto de máxima potência na STC, pois a variação das tensões para essa diferença de irradiância é desprezível.

Os cálculos para a tensão de circuito aberto são realizados a partir da Equação (13) em que V_{oc_stc} (V) é a tensão de circuito aberto na STC, T_{mod} (°C) é a temperatura do módulo e TC_{Voc} (%/°C) é o coeficiente de temperatura da tensão de circuito aberto. A máxima e a mínima tensão de circuito aberto para a mínima e a máxima temperatura do módulo, respectivamente, podem ser vistas nas Equações (14) e (15).

$$V_{oc} = V_{oc_stc} \cdot \left[1 + (T_{mod} - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) \cdot \frac{TC_{Voc}}{100} \right] \quad (13)$$

$$\begin{aligned} V_{oc_{max}} &= 45,10 \cdot \left[1 + (17 - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) \cdot \frac{(-0,31)}{100} \right] \\ &= 46,22 \text{ V (para a mínima temperatura do módulo)} \end{aligned} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} V_{oc_{min}} &= 45,10 \cdot \left[1 + (62,10 - 25 \text{ } ^\circ\text{C}) \cdot \frac{(-0,31)}{100} \right] \\ &= 39,91 \text{ V (para a máxima temperatura do módulo)} \end{aligned} \quad (15)$$

Os cálculos para a tensão do ponto de máxima potência são realizados a partir da Equação (16), em que V_{mp_stc} (V) é a tensão do ponto de máxima potência na STC, T_{mod} (°C) é a temperatura do módulo e TC_{Vmp} (%/°C) é o coeficiente de temperatura da tensão do ponto de máxima potência do módulo. A máxima e a mínima tensão do ponto de máxima potência para a mínima e a máxima temperatura, respectivamente, podem ser vistas nas Equações (17) e (18).

$$V_{mp} = V_{mp_stc} \cdot \left[1 + (T_{mod} - 25 \text{ °C}) \cdot \frac{TC_{Vmp}}{100} \right] \quad (16)$$

$$\begin{aligned} V_{mp_{max}} &= 36,60 \cdot \left[1 + (17 - 25 \text{ °C}) \cdot \frac{(-0,463)}{100} \right] \\ &= 37,96 \text{ V (para a mínima temperatura)} \end{aligned} \quad (17)$$

$$\begin{aligned} V_{mp_{min}} &= 36,60 \cdot \left[1 + (62,10 - 25 \text{ °C}) \cdot \frac{(-0,463)}{100} \right] \\ &= 30,31 \text{ V (para a máxima temperatura)} \end{aligned} \quad (18)$$

De acordo com Pinho e Galdino (2014), devido ao coeficiente de temperatura negativo dos módulos fotovoltaicos, ou seja, a potência do módulo é reduzida com o aumento da temperatura, costuma-se dimensionar o gerador fotovoltaico com potência nominal (ou de pico) superior a potência nominal do inversor, pois, mesmo quando a irradiância alcança valores próximos a 1.000 W/m², a potência do gerador fotovoltaico dificilmente se aproxima de sua potência nominal devido à queda de tensão provocada pela elevação da temperatura.

Desde ponto em diante, será realizado o dimensionamento do arranjo fotovoltaico a ser conectado em apenas uma central inversora. Por arranjo fotovoltaico entende-se um conjunto de séries fotovoltaicas conectados em paralelo. Como o objetivo do trabalho é projetar uma minigeração distribuída de 3 MW, ao final do dimensionamento do arranjo fotovoltaico para uma central inversora, a configuração resultante “central + módulos” será multiplicada por três.

A máxima tensão de entrada CC (V_{in_max}) permitida pela central inversora é 1.050 V. Desta forma, o número de módulos que podem ser conectados em série ($núm_mod_série$) deve ser menor do que a razão entre a máxima tensão de entrada CC da central e a máxima tensão de circuito aberto possível (V_{oc_max}), que é calculada para a condição de mínima temperatura, como pode ser visto na Equação (19).

$$\text{núm_mod_série} < \frac{V_{in_max}}{V_{oc_max}} \quad (19)$$

Em outras palavras, a Equação (19) significa que a tensão máxima dos n módulos em série deve ser menor do que a tensão de entrada CC máxima do inversor. Como $V_{in_max} = 1.050 \text{ V}$ e $V_{oc_max} = 46,22 \text{ V}$, o número máximo permitido de módulos em série é 22.

Outra condição que deve ser satisfeita antes da determinação da quantidade de módulos em série é a da tensão do ponto de máxima potência. Ela deve permanecer dentro de um intervalo especificado pelo inversor (entre 528 e 820 V) para todas as temperaturas possíveis de forma a viabilizar o correto funcionamento do SPMP. Assim, a quantidade mínima de módulos em série é determinada pela razão entre a mínima tensão do SPMP (V_{spmp_min}) e o menor valor de tensão do ponto de máxima potência (V_{mp_min}), como pode ser visto na Equação (20).

$$\frac{V_{spmp_min}}{V_{mp_min}} = \frac{528 \text{ V}}{30,31 \text{ V}} = 17,42 \text{ módulos} \quad (20)$$

A quantidade máxima de módulos em série é determinada pela razão entre a máxima tensão do SPMP (V_{spmp_max}) e o maior valor de tensão do ponto de máxima potência (V_{mp_max}), como pode ser visto na Equação (21).

$$\frac{V_{spmp_max}}{V_{mp_max}} = \frac{820 \text{ V}}{37,96 \text{ V}} = 21,60 \text{ módulos} \quad (21)$$

Para atender ambas as condições da máxima tensão de entrada CC da central inversora e o intervalo de tensão do SPMP, devem ser utilizados 21 módulos fotovoltaicos conectados em série, o que equivale a uma tensão de circuito aberto máxima igual a 970,62 V para a condição de mínima temperatura, e a uma tensão do ponto de máxima potência entre 636,58 V e 797,07 V para a condição de máxima e mínima temperatura, respectivamente. A quantidade especificada de módulos em série pode ser vista na Equação (22).

$$\text{núm_mod_série} = 21 \quad (22)$$

Como o número de módulos fotovoltaicos que irão compor uma série fotovoltaica dimensionado, o que garante os níveis de tensão para a central inversora, é necessário

dimensionar a quantidade de séries que serão conectadas em paralelo para garantir os níveis de corrente adequados.

A corrente máxima gerada pelo gerador fotovoltaico nunca deve ultrapassar a máxima corrente contínua de entrada (I_{dc_max}) permitida pela central inversora que é igual a 1.800 A. Para isto, a quantidade de séries fotovoltaicas conectadas em paralelo e ligadas à central ($núm_séries_paralelo$) deve ser menor ou igual a razão entre I_{dc_max} e a corrente de curto circuito nas STC do módulo fotovoltaico selecionado (I_{sc_stc}), como mostra a Equação (23).

$$núm_séries_paralelo \leq \frac{I_{dc_max}}{I_{sc_stc}} \quad (23)$$

De acordo com a Equação (23), como $I_{dc_max} = 1.800 A$ e $I_{sc_stc} = 9,18 A$, a quantidade máxima de séries fotovoltaicas que podem ser ligadas em paralelo é 196.

A conexão das séries fotovoltaicas ao inversor não é feita de forma direta, uma vez que não haveria quantidade de entradas CC disponíveis para tal. A conexão das séries ao inversor é feita por intermédio das caixas de junção (do inglês, *stringbox*) cuja principal finalidade, como o próprio nome diz, é unir, em um mesmo barramento CC, várias séries fotovoltaicas em paralelo. A caixa de junção será abordada com maior detalhamento mais à frente.

Como cada central tem quatro inversores e cada inversor tem três entradas de corrente contínua com proteção por fusível, deve-se garantir o mesmo número de séries em paralelo por inversor da central. Para que esta condição seja satisfeita, é necessário que o número de séries em paralelo especificado seja um múltiplo de 12, pois tem-se 4 inversores e 3 entradas por inversor, observando o limite máximo de 196. Desta forma, especifica-se 180 séries para serem conectadas em paralelo por central inversora, o que resulta em 15 séries em paralelo por entrada do inversor e, conseqüentemente, 45 séries em paralelo por inversor. Caso fossem utilizadas 192 séries, este valor estaria muito próximo do valor máximo, e caso fossem utilizadas 204 séries, este valor ultrapassaria o valor máximo permitido de 196.

Para uma corrente de curto circuito nas STC do módulo selecionado igual à 9,18 A, a especificação de 180 séries em paralelo por central inversora resulta em uma corrente máxima de entrada na central igual a 1.652,40 A e uma corrente máxima por entrada de inversor igual a $9,18 A \cdot 15 = 137,70 A$, o que respeita os limites de entrada de corrente contínua da central

inversora. As quantidades especificadas de séries em paralelo podem ser vistas nas Equações (24), (25) e (26).

$$\text{núm_séries_paralelo} = 180 \quad (\text{por central inversora}) \quad (24)$$

$$\text{núm_séries_por_inversor} = 45 \quad (25)$$

$$\text{núm_séries_por_entrada_de_inversor} = 15 \quad (26)$$

De posse da quantidade de módulos que devem ser conectados em série = 21 e da quantidade de séries que devem ser conectadas em paralelo = 180 por central inversora, o que resulta em 3.780 módulos, torna-se conhecida a potência nominal ou de pico do gerador fotovoltaico ($Potência_{gerador_{FV}}$) a qual é dada pela Equação (27).

$$\begin{aligned} Potência_{gerador_{FV}} &= \text{núm_mod_série} \cdot \text{núm_séries_paralelo} \cdot P_{max_stc} \\ &= 21 \cdot 180 \cdot 315 \text{ Wp} = 1.190,70 \text{ kWp} \end{aligned} \quad (27)$$

Segundo Zilles *et al.* (2012), o Fator de Dimensionamento do Inversor (FDI) é a razão entre a potência nominal do inversor e a potência nominal (ou de pico) do gerador fotovoltaico. Por exemplo, um FDI = 0,87 indica que a potência nominal do inversor é 87% da potência de pico do gerador fotovoltaico ou, em outras palavras, que o gerador fotovoltaico é 15 % sobredimensionado em relação ao inversor.

Como a potência aparente de uma central inversora é 997,70 kVA e a potência calculada do gerador fotovoltaico é 1.190,70 kWp, o FDI resulta em, aproximadamente, 0,84. Assim, a potência nominal do gerador fotovoltaico é 19 % maior do que a potência aparente da central inversora.

De acordo com o que foi citado anteriormente, este foi o dimensionamento do gerador fotovoltaico para apenas uma central inversora, mas como a minigeração distribuída deste projeto deve ter potência de 3 MW, os valores obtidos do dimensionamento para uma central devem ser triplicados. Desta forma, o gerador fotovoltaico da minigeração distribuída deste projeto deve ser composto por 11.340 módulos fotovoltaicos, o que resulta em uma potência nominal igual a 3.572,10 kWp.

4.4 Implantação física do gerador fotovoltaico dimensionado

Com o gerador fotovoltaico devidamente dimensionado é possível projetar sua implantação física. Amplificando a região da Figura 25 relativa à área disponível para a implantação da usina de minigeração distribuída solar fotovoltaica e delimitada pela linha azul escura, obtém-se a Figura 27. Deve-se observar que nesta figura é indicada a direção do norte geográfico.

Figura 27 - Amplificação da área disponível para a instalação da minigeração.



Fonte: próprio autor.

Anterior a implantação física do gerador fotovoltaico, devem ser realizados o estudo topográfico do solo para direcionar a execução da terraplanagem e o estudo da resistividade do solo, pois este último será necessário para o projeto da malha de aterramento que deverá ser instalada sob toda a usina fotovoltaica.

As estruturas de suporte devem ser do tipo “mesa bi-poste” em aço zincado, conforme exemplificado na Figura 28, dimensionadas segundo a carga de vento e a carga de módulos. Elas devem ser projetadas e instaladas de forma a garantir aos módulos a inclinação de 10° em relação ao plano horizontal e o direcionamento deles para o norte geográfico, pois nestas condições, para o local de instalação da usina, garante-se a melhor captação da irradiação solar incidente para uma estrutura fixa e a autolimpeza dos módulos ocasionada pela chuva.

Figura 28 - Exemplo de estrutura de suporte do tipo "mesa bi-poste".



Fonte: adaptada de Thesan (2016).

As fundações das estruturas de suporte devem ser de concreto, conforme exemplificado na Figura 29, com vigas em alumínio de alta resistência. Os grampos de fixação dos módulos às estruturas de suporte também devem ser de alumínio de alta resistência e os parafusos dos grampos de fixação devem ser de aço inox.

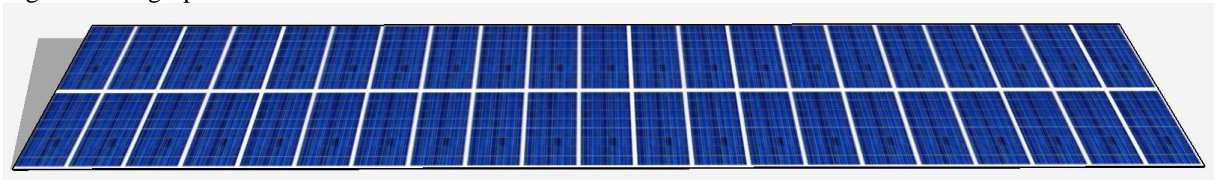
Figura 29 - Exemplo de fundação em concreto.



Fonte: adaptada de Romagnole (2016).

Os módulos fotovoltaicos devem ser agrupados e instalados nas estruturas de suporte de acordo com a Figura 30, em que há duas fileiras de módulos, uma posicionada acima da outra, cada uma com 21 módulos. Isto significa que cada agrupamento possui duas séries fotovoltaicas, conforme previamente dimensionado, totalizando 42 módulos.

Figura 30 - Agrupamento de módulos fotovoltaicos.

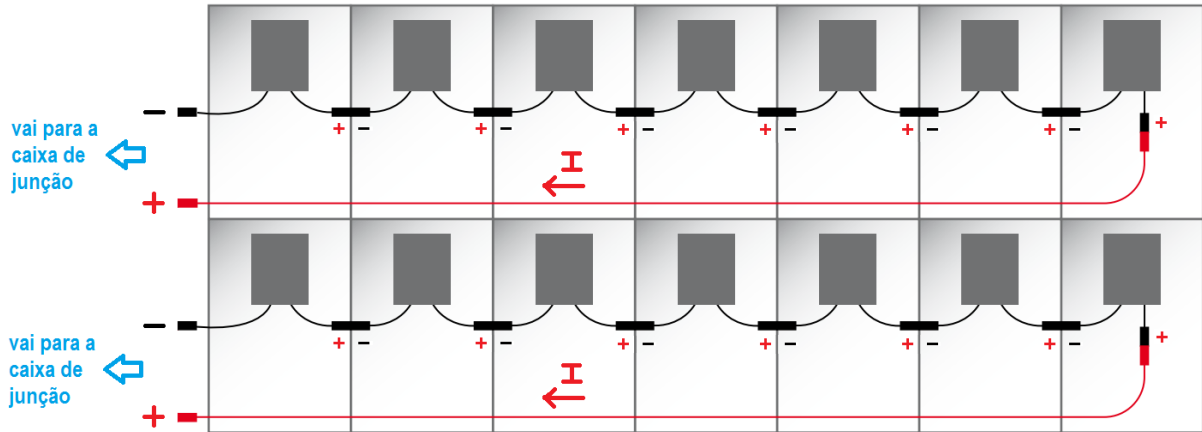


Fonte: próprio autor.

As conexões entres os módulos de uma série fotovoltaica devem ser realizadas de acordo com o exemplo da Figura 31, em que os módulos que estão posicionados um ao lado do outro devem ter o terminal positivo conectado ao terminal negativo do próximo módulo, até o

vigésimo primeiro módulo da série. As extremidades de cada série devem ser prologadas com o uso de conectores e cabos de cobre apropriados para instalações fotovoltaicas e encaminhadas para a respectiva caixa de junção.

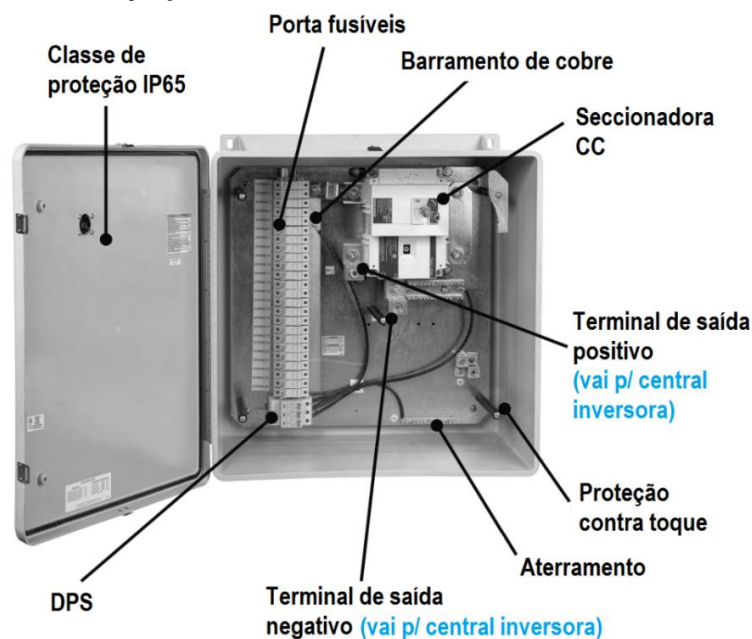
Figura 31 - Exemplo da conexão entre os módulos de um agrupamento formando as séries fotovoltaicas.



Fonte: adaptada de Helukabel (2016).

As caixas de junção, exemplificadas pela Figura 32, são elementos de grande importância em qualquer usina de geração de energia a partir da fonte solar fotovoltaica. Elas são responsáveis por receber, proteger, monitorar e conectar em paralelo várias séries fotovoltaicas para que os níveis de corrente necessários sejam obtidos e entregues às centrais inversoras.

Figura 32 - Exemplo de caixa de junção.



Fonte: adaptada de Eaton (2016).

As proteções oferecidas pelas caixas de junção são:

- proteção contra sobrecorrente e corrente reversa dada por fusíveis com classe de operação gPV;
- proteção contra sobretensões dada por um dispositivo de proteção contra surtos (DPS) classe I ou II;
- possibilidade de isolamento do circuito por chave seccionadora CC com abertura em carga.

As caixas de junção devem ser instaladas o mais próximo possível das séries fotovoltaicas que conectarão em paralelo, o que, geralmente, resulta na exposição destas caixas às intempéries. Por este motivo, tais caixas devem possuir índice de proteção elevado contra partículas sólidas e água. A maioria dos fabricantes produz suas caixas de junção para usinas fotovoltaicas com índice de proteção IP65, o qual garante proteção contra ingresso de poeira e contra jatos de água de um bico dirigido diretamente para o invólucro em todas as direções. Estas caixas ainda abrigam barramentos de aterramento em que os módulos fotovoltaicos, estruturas metálicas e demais partes metálicas próximas devem ser ligadas para ficarem equipotencializadas com a malha de aterramento da usina.

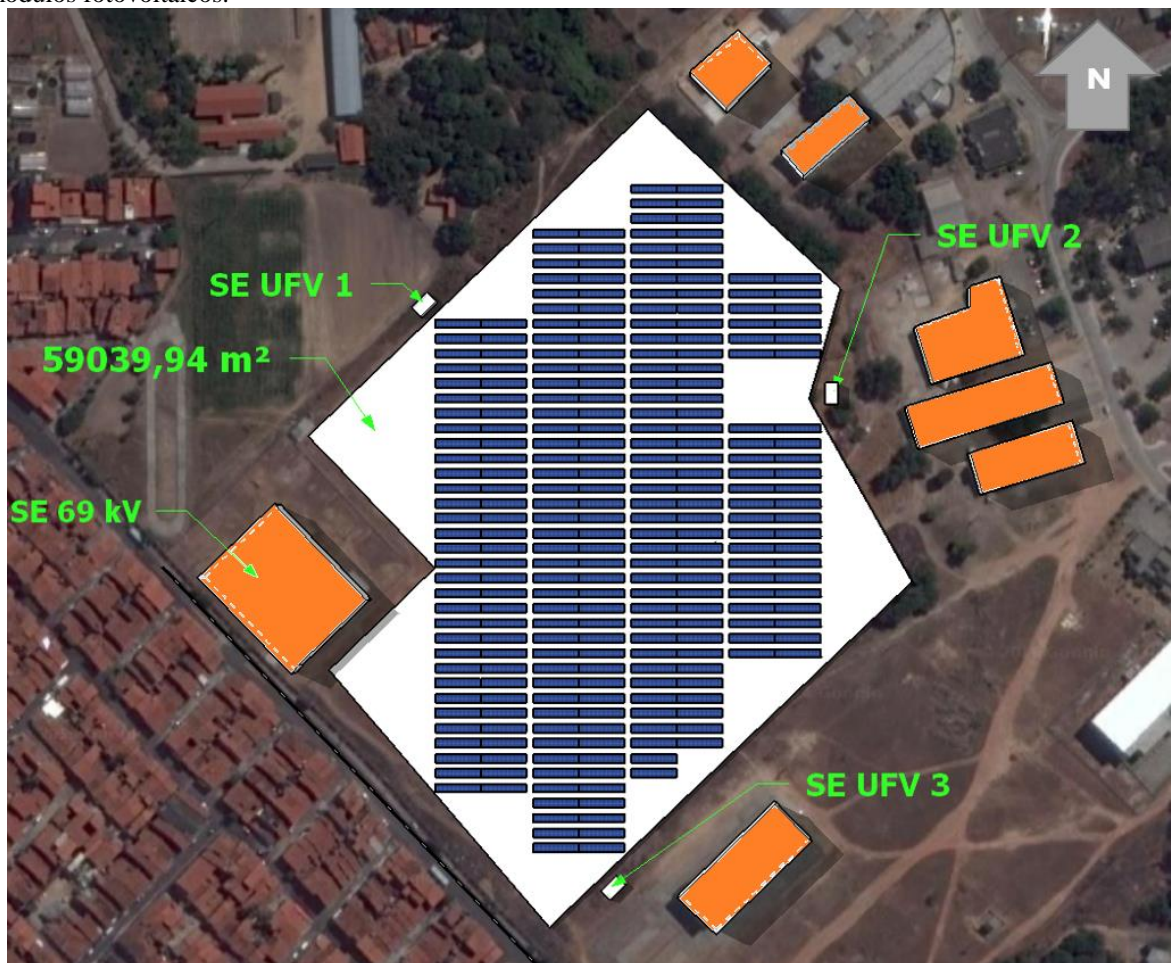
Os condutores de saída das caixas de junção de usinas fotovoltaicas têm seção transversal elevada devido à necessidade de condução de altas correntes provenientes das séries fotovoltaicas em paralelo. Estes são os condutores que devem ser conectados às entradas de corrente contínua das centrais inversoras.

De acordo com as Equações (24), (25) e (26), cada central inversora deve receber 180 séries fotovoltaicas em paralelo. Como cada central possui quatro inversores e cada inversor possui 3 entradas, cada inversor deve receber 45 séries em paralelo, das quais 15 vão para cada uma das três entradas do inversor a partir de uma caixa de junção. Por este motivo, as caixas de junção devem ser especificadas para receber 15 séries fotovoltaicas cada e, assim, doze caixas de junção serão associadas a cada uma das centrais inversoras.

A vista superior da área de instalação da Usina Fotovoltaica (UFV) de 3 MW com a disposição dos módulos fotovoltaicos criada com o auxílio de *softwares* de desenho assistido por computador é ilustrada na Figura 33. Nesta figura, a grande área em branco representa a área disponível para a instalação da UFV. Diante da impossibilidade de utilizar os modelos tridimensionais das estruturas de suporte juntamente com os módulos fotovoltaicos na Figura 33, a esta grande área em branco foi dada uma altura de um metro e meio a partir do solo para simular a altura que seria dada aos módulos pelas estruturas de suporte.

Os retângulos em azul escuro na Figura 33 são os agrupamentos de módulos fotovoltaicos apresentados na Figura 30 e os pequeno retângulos nomeados de “SE UFV 1”, “SE UFV 2” e “SE UFV 3” representam as subestações abrigadas que serão construídas em alvenaria e onde serão alocadas as centrais inversoras e todos os equipamentos e instrumentos necessários para a conexão das centrais à rede de média tensão do Campus do Pici, como os transformadores de potência, disjuntores de média tensão, relés secundários de proteção, TCs, TPs, chaves seccionadoras, etc. Os retângulos laranjas da Figura 33 representam as edificações próximas à área de implantação da UFV e são necessários para o devido estudo do sombreamento que tais edificações podem vir a causar próximo aos módulos fotovoltaicos ao longo do ano. Todos os objetos da Figura 33 comentados anteriormente estão em três dimensões, ou seja, possuem altura, comprimento e largura.

Figura 33 - Vista superior da área de instalação da Usina Fotovoltaica (UFV) de 3 MW com a disposição dos módulos fotovoltaicos.

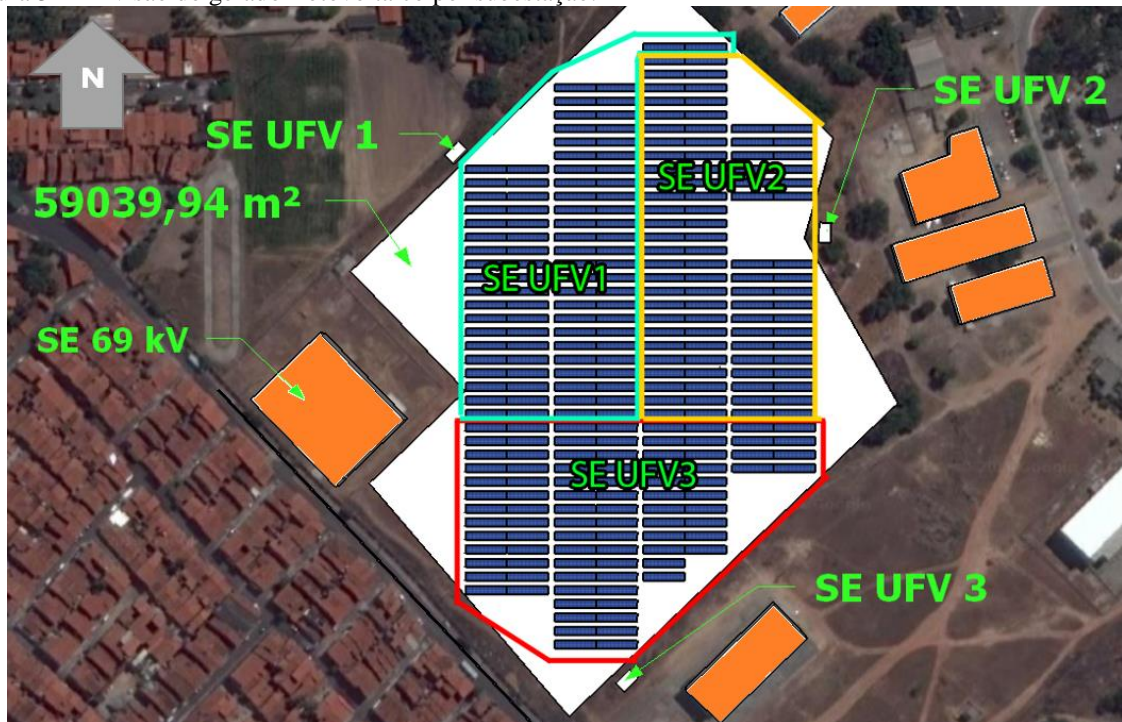


Fonte: próprio autor.

O projeto da usina de 3 MW contendo três subestações implica que cada megawatt será relacionado a uma central inversora localizada em uma subestação própria. A divisão do

gerador fotovoltaico por subestação pode ser vista na Figura 34. Nesta figura, cada divisão conta com 3.780 módulos ou 45 agrupamentos iguais aos da Figura 30 e doze caixas de junção.

Figura 34 - Divisão do gerador fotovoltaico por subestação.



Fonte: próprio autor.

Amplificando a parte superior direita da Figura 33, obtém-se a Figura 35 que ilustra alguns detalhes do projeto de implantação do gerador fotovoltaico. Como pode ser visto na Figura 35, os módulos foram implantados de modo que fossem obtidas colunas de módulos, cada coluna com largura igual a 42 módulos lado a lado, e de forma que todos eles ficassem direcionados para o norte geográfico.

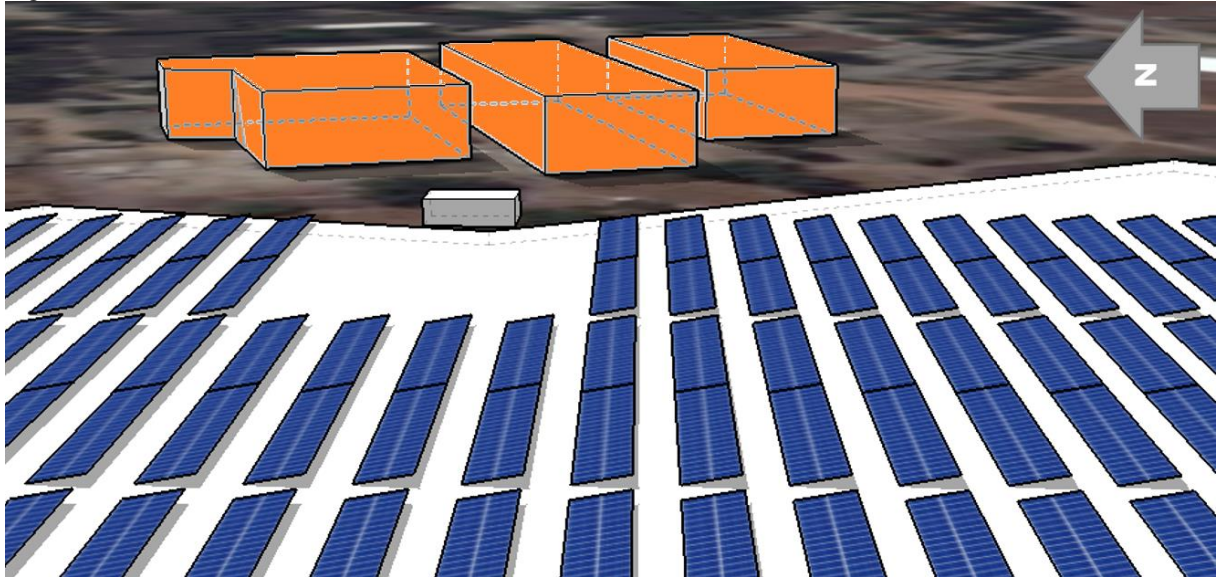
Figura 35 - Detalhe da vista superior da área de instalação da Usina Fotovoltaica.



Fonte: próprio autor.

A Figura 36 ilustra a vista lateral da Figura 35. Nesta figura, percebe-se de forma mais clara o direcionamento dos módulos fotovoltaicos para o norte geográfico.

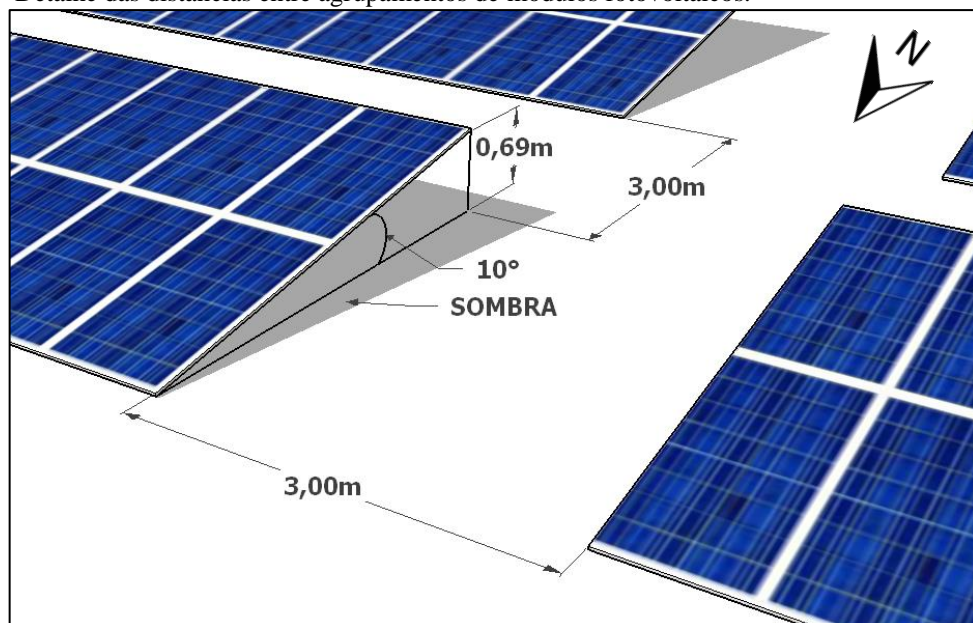
Figura 36 - Detalhe da vista lateral da UFV de 3 MW.



Fonte: próprio autor.

A Figura 37 ilustra as principais distâncias entre agrupamentos de módulos fotovoltaicos. Tais distâncias foram calculadas com base no estudo do sombreamento dos agrupamentos e definidas de forma a garantir que a sombra de um agrupamento não sobreponha um agrupamento adjacente em qualquer época do ano.

Figura 37 - Detalhe das distâncias entre agrupamentos de módulos fotovoltaicos.

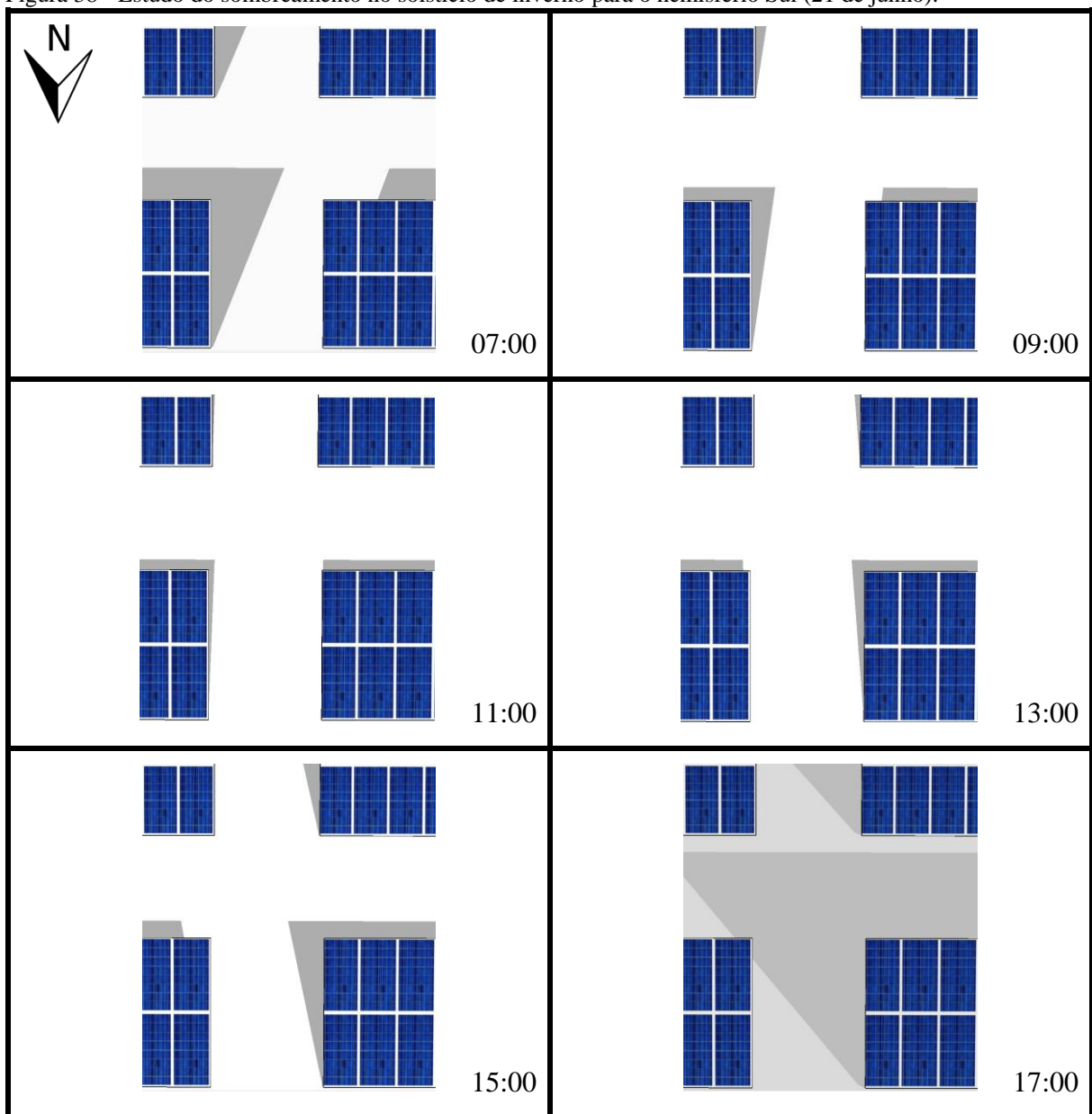


Fonte: próprio autor.

É importante ressaltar que o plano na cor branca em que estão alocados os agrupamentos de módulos da Figura 37 não representa o solo, mas sim uma superfície elevada um metro e meio do nível do solo que simula a altura que seria dada aos agrupamentos caso fosse possível representar os modelos tridimensionais das estruturas de suporte.

A Figura 38 exemplifica o estudo do sombreamento realizado para a época mais crítica do ano. Nesta figura, verifica-se que, para a época do ano em que a elevação solar é a mínima possível para o hemisfério Sul (solstício de inverno), a sombra de um agrupamento não sobrepõe nenhum agrupamento adjacente ao longo do dia.

Figura 38 - Estudo do sombreamento no solstício de inverno para o hemisfério Sul (21 de junho).



Fonte: próprio autor.

4.5 Dimensionamento dos condutores e das proteções do lado de corrente contínua

4.5.1 Condutores do gerador fotovoltaico

Os condutores relacionados ao gerador fotovoltaico são divididos em dois trechos. O primeiro trecho, doravante chamado “Trecho 1”, compreende as extensões das extremidades das séries fotovoltaicas até as suas respectivas caixas de junção. O segundo trecho, doravante chamado “Trecho 2”, corresponde aos condutores que saem das caixas de junção em direção às entradas das suas respectivas centrais inversoras.

Para o dimensionamento dos condutores do gerador fotovoltaico, devem ser levados em consideração os critérios de capacidade de condução e queda de tensão. O critério do curto circuito não precisa ser analisado, pois a corrente de curto circuito dos módulos é a corrente considerada no dimensionamento pelo critério da capacidade de condução.

Em ambientes externos, como no caso do local de instalação do gerador fotovoltaico, deve-se evitar utilizar condutores com isolamento fabricada com materiais halogenados, pois estes liberam ácido clorídrico quando expostos ao calor, o que é altamente nocivo à saúde, além de emitirem uma fumaça densa no caso de incêndio.

Segundo Pereira e Oliveira (2015), a máxima queda de tensão em corrente contínua admissível para instalações fotovoltaicas no trecho entre o gerador fotovoltaico e a central inversora (Trecho 1 + Trecho 2) é de 1 %. A queda de tensão depende da resistividade do material de que é feito o condutor, da sua seção transversal, da intensidade de corrente elétrica que o percorre e do comprimento do circuito.

Para o Trecho 1 devem ser consideradas as seguintes premissas:

- a) a conexão entre os módulos das séries fotovoltaicas é realizada conforme a Figura 31, isto é, a partir dos conectores e condutores dos próprios módulos. Segundo a Tabela 3, o condutor do módulo tem 350 mm de comprimento e 4 mm² de seção transversal;
- b) os condutores deste trecho devem ser unipolares, isto é, com isolamento elétrica e proteção mecânica, de cobre e com isolamento EPR não halogenada;
- c) a classe de isolamento dos condutores deve ser de 1,8 kVcc;
- d) os condutores positivos e negativos devem ser, respectivamente, da cor vermelha e da cor preta;
- e) os condutores das séries fotovoltaicas devem ser encaminhados para as caixas de junção dentro de eletrodutos flexíveis diretamente enterrados no solo. De

acordo com a NBR 5410 (2008), o método de instalação é 61A (cabos unipolares em eletroduto enterrado) e o método de referência é D;

- f) considera-se a temperatura do solo igual a 40° C. Assim, o fator de correção de temperatura é igual a 0,85;
- g) considera-se que a resistividade térmica do solo é igual a 2,5 K.m/W. Assim, o fator de correção para linhas subterrâneas em solo é unitário;
- h) o número máximo de condutores dentro de um eletroduto enterrado no solo é oito, o que equivale à quatro condutores positivos e quatro condutores negativos;
- i) a nota 1 do item 6.2.5.5.3 da NBR 5410 (2008) diz que os fatores de agrupamento presentes nesta norma foram calculados admitindo-se todos os condutores vivos permanentemente carregados com 100 % de carga e, caso o carregamento seja inferior a 100 %, os fatores de correção podem ser aumentados. Devido à curva natural da irradiação solar ao longo do dia, garante-se que os condutores nunca estarão permanentemente carregados. Assim, à critério do projetista, considera-se o fator de correção de agrupamento unitário;
- j) o maior comprimento de um circuito fechado entre uma série fotovoltaica e sua caixa de junção é igual a 120,70 metros, dos quais 14,70 metros equivalem a soma dos comprimentos dos cabos de 4 mm² dos próprios módulos, 64 metros equivalem ao comprimento do condutor positivo entre a extremidade positiva da série e a caixa de junção, e 42 metros equivalem ao comprimento do condutor negativo entre a extremidade negativa da série e a caixa de junção. Por ser o pior caso possível, 120,70 metros deve ser a distância utilizada para dimensionar todos os condutores deste trecho pelo critério da queda de tensão. A medição destas distâncias foi realizada a partir de *software* de desenho assistido por computador executando a prancha de desenho do gerador fotovoltaico em questão em uma escala de 1:1.

Assim, considerando-se todas as premissas para o Trecho 1, a corrente de projeto fictícia (I_{proj_fict}) é dada pela Equação (28), em que I_{sc_stc} (A) é a corrente de curto circuito do módulo nas STC, F_{agrup} é o fator de correção de agrupamento, F_{temp} é o fator de correção da temperatura do solo e F_{resist} é o fator de correção da resistividade térmica do solo.

$$I_{proj_fict} = \frac{I_{sc_stc}}{F_{agrup} * F_{temp} * F_{resist}} = \frac{9,18}{1 \cdot 0,85 \cdot 1} = 10,8 \text{ A} \quad (28)$$

De acordo com a Tabela 37 da NBR 5410 (2008), o condutor de 0,5 mm² seria adequado para atender ao critério de capacidade de condução da Equação (28).

Para que o limite de queda de tensão de 1 % entre o gerador fotovoltaico e a central inversora seja respeitado, no Trecho 1, devem ser utilizados condutores de seção transversal igual a 10 mm² conectados em série com os condutores de 4 mm² dos módulos de uma série fotovoltaica. Desta forma, dos 120,70 metros de comprimento do circuito, 14,70 metros serão de condutores de 4 mm² e 106 metros serão de condutores de 10 mm².

Os fabricantes de condutores apropriados para instalações fotovoltaicas disponibilizam a resistência por quilômetro (Ω/km) dos condutores quando estes estão a temperatura de 20 °C. Como a temperatura do solo é igual a 40 °C, considera-se que a temperatura máxima de serviço contínuo do condutor será 60 °C. Por este motivo, deve-se calcular a resistividade do condutor para esta condição de temperatura a fim de encontrar o seu valor de resistência por quilômetro (Ω/km). Para calcular a resistividade do condutor utiliza-se a Equação (29), em que $\rho(20\text{ }^\circ\text{C})$ é a resistividade do material ($\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$), neste caso cobre, quando está com temperatura igual a 20 °C, $\rho(T)$ é a resistividade do material na temperatura desejada, α_{Cu} é o coeficiente de variação da resistividade do cobre com a temperatura e T (°C) é a temperatura na qual deseja-se conhecer a nova resistividade.

$$\rho(T) = \rho(20\text{ }^\circ\text{C}) \cdot [1 + \alpha_{Cu}(T - 20\text{ }^\circ\text{C})] \quad (29)$$

$$\begin{aligned} \rho(60\text{ }^\circ\text{C}) &= \rho(20\text{ }^\circ\text{C}) \cdot [1 + \alpha_{Cu}(T - 20\text{ }^\circ\text{C})] \\ &= 0,02055 \cdot [1 + 0,0039(60 - 20)] = 0,02376 \frac{\Omega \cdot mm^2}{m} \end{aligned} \quad (30)$$

Os valores das resistências por quilômetro (Ω/km) dos condutores de 4 mm² e 10 mm² com temperatura de 60 °C são calculados, respectivamente, pelas Equações (31) e (32), em que $\rho(60\text{ }^\circ\text{C})$ é a resistividade do cobre ($\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$) quando está com temperatura igual a 60 °C, L (m) é o comprimento do condutor e S (mm²) é a área da seção transversal do condutor.

$$R_{4\text{ }mm^2}(60\text{ }^\circ\text{C}) = \rho(60\text{ }^\circ\text{C}) \cdot \frac{L}{S} = 0,02376 \cdot \frac{1000}{4} = 5,94 \frac{\Omega}{km} \quad (31)$$

$$R_{10\text{ }mm^2}(60\text{ }^\circ\text{C}) = \rho(60\text{ }^\circ\text{C}) \cdot \frac{L}{S} = 0,02376 \cdot \frac{1000}{10} = 2,38 \frac{\Omega}{km} \quad (32)$$

A queda de tensão máxima no Trecho 1 é dada pela Equação (33), em que QT (V) é a queda de tensão máxima no trecho, Imp_stc (A) é a corrente do ponto de máxima potência da série fotovoltaica, L (km) é o comprimento do condutor e $R(60\text{ }^\circ\text{C})$ (Ω/km) é a resistência por quilômetro do condutor a $60\text{ }^\circ\text{C}$.

$$QT = Imp_stc \cdot L \cdot R(60\text{ }^\circ\text{C}) = 8,61 \cdot [(0,01470 \cdot 5,94) + (0,106 \cdot 2,38)] = 2,92\text{ V} \quad (33)$$

Como a mínima tensão do ponto de máxima potência do Trecho 1 é $636,57\text{ V}$, a máxima queda de tensão percentual no Trecho 1 é dada pela Equação (34), em que QT (V) é a máxima queda de tensão no trecho.

$$QT(\%) = \left(\frac{QT}{636,57} \right) \cdot 100 = \left(\frac{2,92}{636,57} \right) \cdot 100 = 0,46\% \quad (34)$$

Para o Trecho 2 devem ser consideradas as seguintes premissas:

- a) os condutores deste trecho devem ser unipolares, isto é, com isolamento elétrica e proteção mecânica, de cobre e com isolamento EPR não halogenada;
- b) a classe de isolamento dos condutores deve ser de $1,8\text{ kVcc}$;
- c) os condutores positivo e negativo devem ser, respectivamente, da cor vermelha e da cor preta;
- d) os condutores de saída das caixas de junção devem ser encaminhados para as centrais inversoras dentro de eletrodutos flexíveis diretamente enterrados no solo. De acordo com a NBR 5410 (2008), o método de instalação é 61A e o método de referência é D;
- e) cada caixa de junção terá apenas dois condutores de saída: um positivo e um negativo. Eles devem ser encaminhados para as centrais inversoras em eletrodutos individuais, isto é, um por eletroduto. Desta forma, o fator de correção de agrupamento é unitário;
- f) considera-se a temperatura do solo igual a 40° C . Assim, o fator de correção de temperatura é igual a $0,85$;
- g) considera-se que a resistividade térmica do solo é igual a $2,5\text{ K.m/W}$. Assim, o fator de correção para linhas subterrâneas em solo é unitário;
- h) o maior comprimento de um circuito fechado entre uma caixa de junção e sua central inversora é igual a 240 metros . Por ser o pior caso possível, 240 metros

deve ser a distância utilizada para dimensionar todos os condutores deste trecho pelo critério da queda de tensão. A medição destas distâncias foi realizada a partir de *software* de desenho assistido por computador executando a prancha de desenho do gerador fotovoltaico em questão em uma escala de 1:1.

Assim, considerando-se todas as premissas para o Trecho 2, a corrente de projeto fictícia (I_{proj_fict}) é dada pela Equação (35), em que $núm_séries_por_entrada_de_inversor$ é a quantidade de séries fotovoltaicas que são ligadas em paralelo por caixa de junção, I_{sc_stc} (A) é a corrente de curto circuito do módulo nas STC, F_{agrup} é o fator de correção de agrupamento, F_{temp} é o fator de correção da temperatura do solo e F_{resist} é o fator de correção da resistividade térmica do solo.

$$I_{proj_fict} = \frac{núm_séries_por_entrada_de_inversor \cdot I_{sc_stc}}{F_{agrup} \cdot F_{temp} \cdot F_{resist}} = \frac{15 \cdot 9,18}{1 \cdot 0,85 \cdot 1} = 162 \text{ A} \quad (35)$$

De acordo com a Tabela 37 da NBR 5410 (2008), o condutor de 50 mm² seria adequado para atender ao critério de capacidade de condução da Equação (35).

Como a máxima queda de tensão no Trecho 1 é 0,44%, para que o limite de queda de tensão de 1 % entre o gerador fotovoltaico e a central inversora seja respeitado, no Trecho 2, devem ser utilizados cabos de seção transversal igual a 240 mm².

O valor da resistência por quilômetro (Ω/km) dos condutores de 240 mm² com temperatura de 60 °C é calculado pela Equação (36), em que $\rho(60\text{ °C})$ é a resistividade do cobre ($\frac{\Omega \cdot mm^2}{m}$) quando está com temperatura igual a 60 °C, L (m) é o comprimento do condutor e S (mm²) é a área da seção transversal do condutor.

$$R_{240\text{ mm}^2}(60\text{ °C}) = \rho(60\text{ °C}) \cdot \frac{L}{S} = 0,02376 \cdot \frac{1000}{240} = 0,099 \frac{\Omega}{km} \quad (36)$$

A queda de tensão máxima no Trecho 2 é dada pela Equação (37), em que QT (V) é a queda de tensão no trecho, $núm_séries_por_entrada_de_inversor$ é a quantidade de séries fotovoltaicas que são ligadas em paralelo por caixa de junção, I_{mp_stc} (A) é a corrente do ponto de máxima potência de uma série fotovoltaica, L (km) é o comprimento do condutor e $R(60\text{ °C})$ (Ω/km) é a resistência por quilômetro do condutor a 60 °C.

$$QT = \text{núm_séries_por_entrada_de_inversor} \cdot \text{Imp_stc} \cdot L \cdot R(60^\circ\text{C})$$

$$= 15 \cdot 8,61 \cdot 0,240 \cdot 0,099 = 3,07 \text{ V} \quad (37)$$

Como a mínima tensão do ponto de máxima potência do Trecho 2 também é 636,57 V, a máxima queda de tensão percentual no Trecho 2 é dada pela Equação (38), em que QT (V) é a máxima queda de tensão no trecho.

$$QT(\%) = \left(\frac{QT}{636,57} \right) \cdot 100 = \left(\frac{3,07}{636,57} \right) \cdot 100 = 0,48 \% \quad (38)$$

Desta forma, a queda de tensão máxima acumulada dos Trechos 1 e 2 é igual a 0,94 %, o que respeita o limite máximo de queda de tensão do gerador fotovoltaico até a central inversora que é igual a 1 %.

A Figura 39 apresenta as características dos cabos selecionados para os Trechos 1 e 2. É importante notar que as capacidades de condução dos cabos foram especificadas pelo fabricante para condições de temperatura ambiente e temperatura no condutor mais severas do que as respectivas temperaturas consideradas neste projeto.

Figura 39 - Características de cabos para instalações de energia solar fotovoltaica.

Seção Nominal mm ²	Cor da Cobertura	Diâmetro Externo Nominal mm	Peso Aproximado kg/km	Raio Mín. de Curvatura mm	Resistência Elétrica C.C. Máx. do Condutor a 20 °C Ω/km	Ampacidade [1] A
4	■ ■ ■ ■ ■	6,6	60	26	5,09	45
10	■ ■ ■ ■ ■	8,8	120	35	1,95	79
240	■ ■ ■ ■ ■	32,3	2.450	162	0,0817	606

[1] Dois cabos encostados um ao outro, na horizontal, ao ar livre, temperatura ambiente de 60 °C, temperatura no condutor de 120 °C.

Fonte: adaptada de General Cable (2016).

4.5.2 Dispositivos de proteção do lado de corrente contínua

Os dispositivos de proteção do lado de corrente contínua que devem ser dimensionados são os fusíveis das séries fotovoltaicas, os Dispositivos de Proteção contra Surtos (DPS), as chaves seccionadoras e os fusíveis de entrada das centrais inversoras. As três primeiras proteções citadas ficam nas caixas de junção. Além destas, ainda existem outros dispositivos de proteção internos às centrais inversoras que já vêm dimensionados de fábrica, como as chaves seccionadoras de entrada das centrais, DPS e chaves contadoras, todas do lado CC, e, do lado CA, fusíveis de saída dos inversores, disjuntor termomagnético tripolar e DPS.

Diferente dos sistemas de corrente alternada conectados à rede, a corrente de curto circuito em sistemas fotovoltaicos é limitada e os dispositivos de proteção contra sobrecorrentes devem operar de forma eficiente em baixos níveis de correntes de falta. Por este motivo, em geradores fotovoltaicos, devem ser utilizados fusíveis desenvolvidos e testados para proteger, de forma eficaz, estes sistemas que possuem altos níveis de tensão em corrente contínua e baixas correntes de falta.

Segundo Eaton (2016), os fusíveis de proteção das séries fotovoltaicas devem ser utilizados nos cabos positivos e negativos e devem ser dimensionados, para a maioria dos casos, de acordo com as Equações (39) e (40), em que $I_{fusível}$ (A) é a corrente nominal do fusível, I_{sc_stc} (A) é a corrente de curto circuito da série fotovoltaica nas STC, $V_{fusível}$ (V) é a tensão nominal do fusível, V_{oc_stc} (V) é a tensão de circuito aberto de um módulo nas STC e N_s é a quantidade de módulos em uma série fotovoltaica.

$$I_{fusível} \geq 1,56 \cdot I_{sc_stc} \quad (39)$$

$$V_{fusível} \geq 1,20 \cdot V_{oc_stc} \cdot N_s \quad (40)$$

Para o dimensionamento de qualquer dispositivo de proteção em série com o circuito, deve-se garantir que a corrente nominal do dispositivo de proteção seja maior ou igual à corrente de projeto do circuito e menor ou igual à capacidade de condução de corrente dos condutores nas condições previstas para sua instalação.

Para o Trecho 1, por possuir condutores com seções transversais diferentes, deve-se considerar a capacidade de condução do condutor com menor seção, ou seja, o condutor de 4 mm², no dimensionamento do fusível da série fotovoltaica. Segundo a Figura 39, a capacidade de condução deste condutor é igual a 45 A. A partir da Equação (39), a mínima corrente nominal possível para o fusível deste trecho é $1,56 \cdot 9,18 = 14,32$ A. A máxima corrente nominal possível para o fusível deste trecho poderia ser dada pela capacidade de condução do condutor, porém, conforme a Tabela 1, ela é limitada a 15 A pelo fabricante do módulo fotovoltaico. A partir da Equação (40), a mínima tensão nominal do fusível deste trecho é $1,2 \cdot 45,10 \cdot 21 = 1.136,52$ V, porém, como o fator multiplicador 1,2 representa apenas um fator de sobredimensionamento, serão utilizados fusíveis com tensão nominal igual a 1.000 Vcc.

Assim, os fusíveis de proteção das séries fotovoltaicas devem ser do tipo cilíndrico, dimensões 10x38 mm, corrente nominal 15 A, tensão nominal 1.000 V, classe de operação gPV.

Estes fusíveis devem ser instalados dentro das caixas de junção juntamente com os porta-fusíveis apropriados.

Os fusíveis do Trecho 2 são os fusíveis das entradas da central inversora. Fisicamente, eles estão localizados depois dos terminais de entradas dos cabos vindos das caixas de junção e antes das chaves seccionadoras de corrente contínua da central. O fabricante da central limita estes fusíveis ao intervalo de corrente nominal entre 50 e 400 A, conforme a Tabela 4.

Segundo Eaton (2016), os fusíveis de proteção das entradas da central inversora devem ser utilizados nos cabos positivos e negativos e devem ser dimensionados, para a maioria dos casos, de acordo com as Equações (40) e (41), em que $I_{fusível}$ (A) é a corrente nominal do fusível, I_{sc_stc} (A) é a corrente de curto circuito de uma série fotovoltaica nas STC e N_p é a quantidade de séries fotovoltaicas em paralelo por caixa de junção.

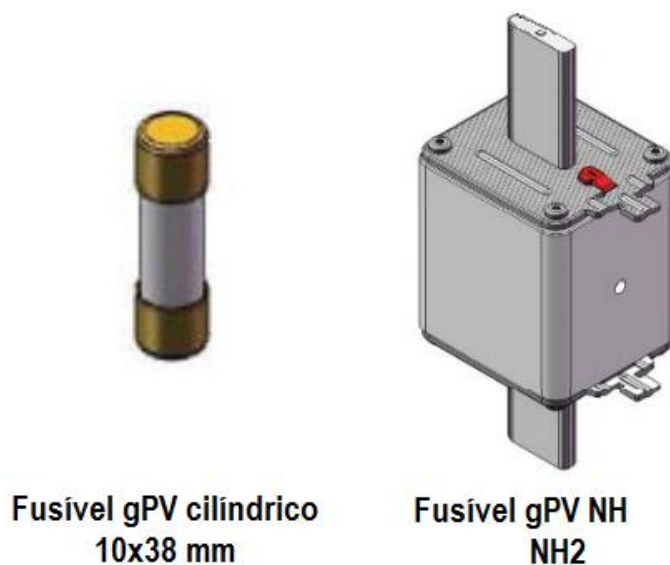
$$I_{fusível} \geq 1,56 \cdot I_{sc_stc} \cdot N_p \quad (41)$$

Os condutores especificados para o Trecho 2 são de 240 mm². Segundo a Figura 39, a capacidade de condução deste condutor é igual a 606 A. A partir da Equação (41), a mínima corrente nominal possível para o fusível deste trecho é $1,56 \cdot 9,18 \cdot 15 = 214,81$ A. A máxima corrente nominal possível para o fusível deste trecho poderia ser dada pela capacidade de condução do condutor, porém, conforme a Tabela 4, ela é limitada a 400 A pelo fabricante da central inversora. A partir da Equação (40), a mínima tensão nominal do fusível deste trecho é $1,2 \cdot 45,10 \cdot 21 = 1.136,52$ V. Pelo mesmo motivo citado no Trecho 1, serão utilizados fusíveis com tensão nominal igual a 1.000 Vcc no Trecho 2.

Assim, os fusíveis de proteção das entradas das centrais inversoras devem ser do tipo NH, dimensões NH2, corrente nominal 250 A, tensão nominal 1.000 Vcc, classe de operação gPV.

A Figura 40 exemplifica os fusíveis especificados: o fusível cilíndrico para as séries fotovoltaicas e o fusível NH para as entradas das centrais inversoras.

Figura 40 - Exemplos dos fusíveis especificados: cilíndrico (à esquerda) e NH (à direita).



Fonte: adaptada de Eaton (2016).

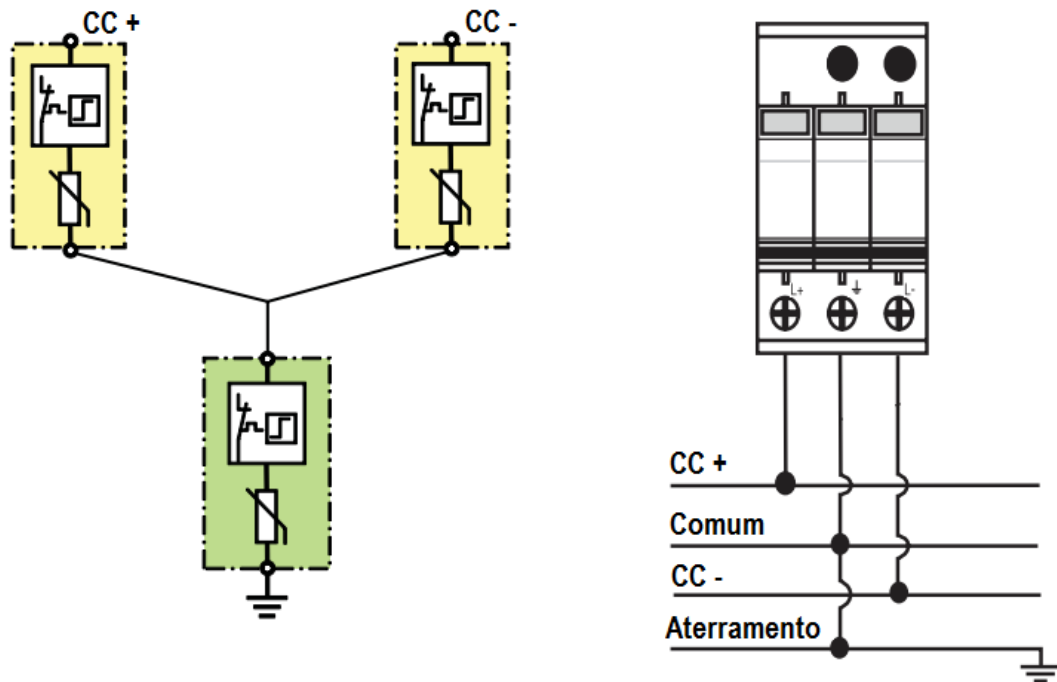
Os para-raios são instalados em empreendimentos apenas se a análise de riscos os exigirem, pois os custos de implantação são elevados e, no caso de um gerador fotovoltaico, a eficiência poderia ser reduzida devido aos possíveis sombreamentos causados pelos próprios elementos do sistema de para-raios. Neste projeto, considera-se que a análise de riscos não exige a instalação de um sistema de para-raios, porém esta consideração deve ser melhor estudada.

Segundo Finder (2012), a proteção completa no lado de corrente contínua de uma usina de geração fotovoltaica é alcançada através da instalação de um DPS Classe 2 na extremidade da linha. Este é o DPS que é instalado na caixa de junção. Na outra extremidade da linha, isto é, na central inversora selecionada para este projeto, há outro DPS Classe 2 instalado após a chave seccionadora de entrada.

Finder (2012) afirma que a tensão de operação contínua (U_c) do DPS das caixas de junção deve ser maior do que a máxima tensão de circuito aberto possível de uma série fotovoltaica. Como a máxima tensão de circuito aberto de uma série do gerador fotovoltaico é igual a 970,62 V, a tensão nominal de operação contínua do DPS Classe 2 das caixas de junção deve ser 1.000 Vcc.

Os DPS do lado de corrente contínua devem ser ligados em configuração Y, conforme ilustrado na Figura 41. Nesta configuração, cada módulo do DPS é especificado para metade da tensão nominal de operação contínua devido à existência de dois módulos em série entre cada polo e o aterramento.

Figura 41 - DPS em configuração Y.



Fonte: adaptada de Eaton (2016).

As chaves seccionadoras de corrente contínua das caixas de junção têm o objetivo de permitir a conexão ou desconexão elétrica das séries fotovoltaicas à montante do restante da instalação. Estas chaves devem poder ser manipuladas pelo lado de fora das caixas com a tampa fechada e possuir a capacidade de abertura em carga.

Para dimensionar as chaves seccionadoras CC das caixas de junção deve-se considerar a máxima corrente possível de uma série fotovoltaica e multiplicar pela quantidade de séries que são postas em paralelo na caixa. A corrente nominal da seccionadora CC deve ser o próximo valor comercialmente disponível acima do valor calculado. Em nenhuma hipótese a máxima corrente de saída da caixa de junção deve ser maior do que a corrente nominal da seccionadora CC. A máxima corrente de uma série fotovoltaica é dada, neste caso, nas STC e vale 9,18 A. Como cada caixa de junção recebe 15 séries, a máxima corrente de saída de uma caixa é igual a $9,18 \text{ A} \cdot 15 = 137,70 \text{ A}$. Assim, a corrente nominal da seccionadora CC da caixa de junção deve ser 250 A. A tensão nominal dessa chave deve acompanhar o mesmo nível de tensão especificado para os outros dispositivos de proteção e, então, deve ser de 1.000 Vcc. A Figura 42 ilustra um exemplo de chave seccionadora CC para ser instalada em caixa de junção.

Figura 42 - Exemplo de chave seccionadora CC em caixa de junção.



Fonte: adaptada de Eaton (2016).

4.6 Dimensionamento dos condutores e das proteções do lado de corrente alternada em baixa tensão

4.6.1 Condutores do lado de corrente alternada em baixa tensão

Os condutores do lado de corrente alternada em baixa tensão são aqueles que saem das centrais inversoras em direção aos transformadores de potência. Esta parte da instalação elétrica da usina fotovoltaica será chamada, deste ponto em diante, de “Trecho 3”.

Para o dimensionamento dos condutores do Trecho 3, devem ser levados em consideração os critérios de capacidade de condução, queda de tensão e curto circuito. Por fins econômicos, este dimensionamento deve ser realizado de acordo com a máxima potência de saída da central inversora selecionada. Como pode ser visto na Tabela 5, a máxima potência de saída da central é 997,70 kVA.

Para o Trecho 3 devem ser consideradas as seguintes premissas:

- a) os condutores deste trecho devem ser unipolares, isto é, com isolamento elétrica e proteção mecânica, de cobre e com isolamento EPR não halogenada;
- b) a classe de isolamento dos condutores deve ser de 1 kVcc;
- c) os condutores devem ser encaminhados em leito e agrupados em trifólio. De acordo com a NBR 5410 (2008), o método de instalação é 16 (cabos unipolares em leito) e o método de referência é F;
- d) considera-se a temperatura ambiente igual a 35° C. Assim, o fator de correção de temperatura é igual a 0,96;

- e) como os condutores estão em trifólio, deve garantir que a distância horizontal entre trifólios adjacentes seja superior ao dobro do diâmetro externo do trifólio. Assim, o fator de correção de agrupamento é unitário;
- f) como central inversora, transformador e elementos de conexão com a rede de média tensão estão dentro da mesma subestação, a máxima distância entre a central e o transformador é 5 metros;
- g) à critério do projetista, a máxima queda de tensão percentual permitida neste trecho é 0,30 %.

Para o critério da capacidade de condução, considerando-se todas as premissas do Trecho 3, a corrente de projeto fictícia (I_{proj_fict}) é dada pela Equação (42), em que S_{max} (kVA) é a potência aparente máxima da central inversora, V_n (V) é a tensão trifásica nominal da central, F_{agrup} é o fator de correção de agrupamento e F_{temp} é o fator de correção da temperatura ambiente.

$$I_{proj_fict} = \frac{\frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot V_n}}{F_{agrup} \cdot F_{temp}} = \frac{\frac{997,70 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 360 \text{ V}}}{1 \cdot 0,96} = 1.667 \text{ A} \quad (42)$$

De acordo com a Tabela 39 da NBR 5410 (2008), são necessários quatro condutores de 150 mm² em paralelo por fase para atender ao critério da capacidade de condução da Equação (42).

A queda de tensão percentual no Trecho 3, utilizando os dados dos condutores especificados pelo critério da capacidade de condução, é dada pela Equação (43), em que I_c (A) é a corrente do circuito (neste caso, a corrente nominal da central inversora), L_c (m) é o comprimento do circuito, R (mΩ/m) é a resistência do condutor, X (mΩ/m) é a reatância do condutor, φ é o ângulo do fator de potência da carga, N_{cp} é o número de condutores em paralelo e V_{ff} (V) é a tensão entre fases. Os valores médios de resistência e reatância por metro para o condutor de 150 mm² são 0,1502 e 0,1074, respectivamente (FILHO, 2010). Deve-se considerar um fator de potência médio igual a 0,95.

$$QT(\%) = \frac{\sqrt{3} \cdot I_c \cdot L_c \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)}{10 \cdot N_{cp} \cdot V_{ff}} \quad (43)$$

$$= \frac{\sqrt{3} \cdot 1600 \cdot 5 \cdot (0,1502 \cdot 0,95 + 0,1074 \cdot 0,31)}{10 \cdot 4 \cdot 360} = 0,17 \%$$

O critério do curto circuito pode ser analisado a partir da Equação (44) que resulta na seção mínima que deve ter o condutor para determinada corrente de curto circuito. Na Equação (44), T_e (s) é o tempo de eliminação da corrente de falta, I_{cs} (kA) é a corrente simétrica de curto circuito presumida no ponto de interesse da instalação, T_f (°C) é a temperatura máxima de curto circuito suportada pela isolação do condutor e T_i (°C) é a temperatura máxima admissível pelo condutor em regime normal de operação. A análise detalhada dos níveis de curto circuito na instalação elétrica do Campus do Pici não faz parte do escopo deste trabalho, porém considera-se razoável adotar um valor fictício de 30 kA como a contribuição da rede para um curto circuito trifásico no Trecho 3. A contribuição da central inversora para um curto circuito trifásico no Trecho 3 é informada pelo fabricante e vale 2,208 kA.

$$S_c = \frac{\sqrt{T_e} \cdot I_{cs}}{0,34 \cdot \sqrt{\log\left(\frac{234 + T_f}{234 + T_i}\right)}} = \frac{\sqrt{0,10} \cdot (30 + 2,208)}{0,34 \cdot \sqrt{\log\left(\frac{234 + 250}{234 + 90}\right)}} = 71,75 \text{ mm}^2 \quad (44)$$

Assim, a utilização de quatro condutores de 150 mm² em paralelo por fase no Trecho 3 está de acordo com os três critérios de dimensionamento de condutores.

4.6.2 Proteções do lado de corrente alternada em baixa tensão

As proteções do lado de corrente alternada em baixa tensão são todas fornecidas pelas próprias centrais inversoras. São elas: fusíveis NH de saída dos inversores, DPS Classe 2 e disjuntor termomagnético tripolar com capacidade de ruptura de 50 kA. O fabricante das centrais não disponibiliza maiores detalhes sobre tais proteções.

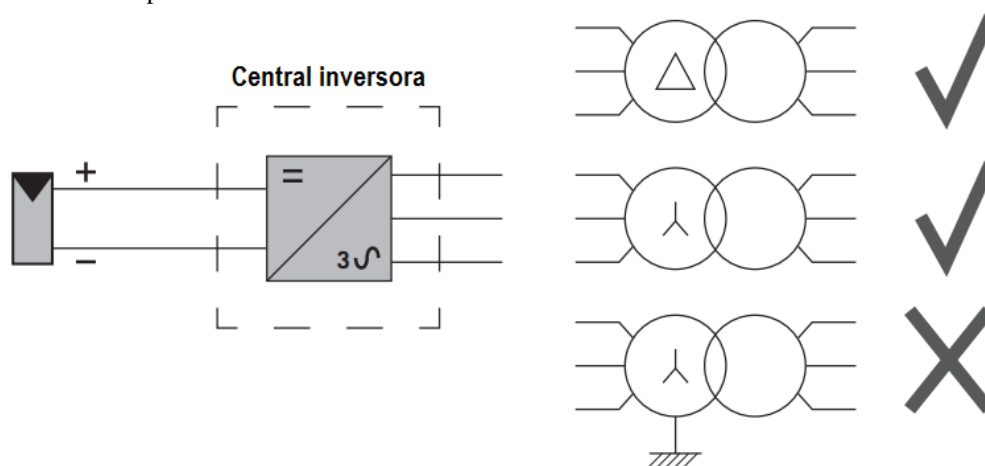
4.7 Transformadores de potência

Transformadores de potência são elementos dos Sistemas Elétricos Potência (SEP) utilizados para adequar níveis de tensão e corrente a níveis necessários para transmissão e distribuição de energia elétrica.

Como já foi dito, as centrais inversoras selecionadas são fabricadas para serem conectadas a redes elétricas com esquema de aterramento IT. Para os transformadores, isto significa que, se for utilizada conexão Y no lado de baixa tensão, o neutro não pode ser solidamente aterrado, como ilustrado na Figura 43, mas sim deve ser conectado à central apenas

como referência de tensão. De acordo com o fabricante da central, a seção transversal máxima do condutor neutro é 35 mm² e sua conexão é protegida por um fusível de 4 A. O fabricante ainda afirma que o tipo de ligação dos enrolamentos do lado de média tensão do transformador não influencia no comportamento da central inversora.

Figura 43 - Conexões permitidas entre central e transformador.



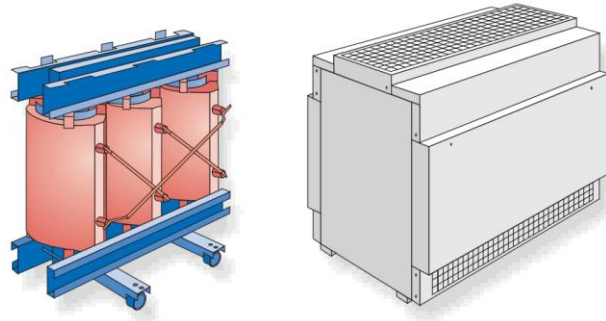
Fonte: adaptada de Ingeteam (2016).

Segundo a NT-Bt 010 (2016), a conexão dos transformadores da rede COELCE é delta (MT) – estrela aterrada (BT) e eles têm grupo de ligação Dyn1, o que significa que a tensão do secundário é 30° atrasada em relação a tensão do primário.

Sendo assim, para atender as exigências do fabricante das centrais e para poder conectá-las à rede de média tensão da concessionária local através de transformadores, devem ser utilizados transformadores delta (MT) – estrela (BT), grupo de ligação Dyn1 e relação de transformação 13,8 kV / 360 V.

Devem ser utilizados transformadores a seco em cubículo para instalação abrigada, IP20, classe 15 kV, frequência 60 Hz, classe térmica F (155 °C), com terminais de AT e BT em posição superior e com monitoramento da temperatura dos enrolamentos. A potência dos transformadores deve ser 1.250 kVA para garantir um carregamento máxima de, aproximadamente, 80 % na situação de máxima potência da central inversora. O fabricante da central ainda aconselha a utilização de transformadores que possuam a possibilidade de regulação de tensão em 5 %, 2,5 %, 0 %, -2,5 % e -5 %. A escolha por transformadores a seco está relacionada com os reduzidos custos de manutenção e com o aspecto ambiental da não utilização de óleo isolante, quando comparado com transformadores a óleo. A Figura 44 ilustra um exemplo de transformador a seco e seu cubículo para instalação abrigada.

Figura 44 - Transformador a seco e cubículo para instalação abrigada.

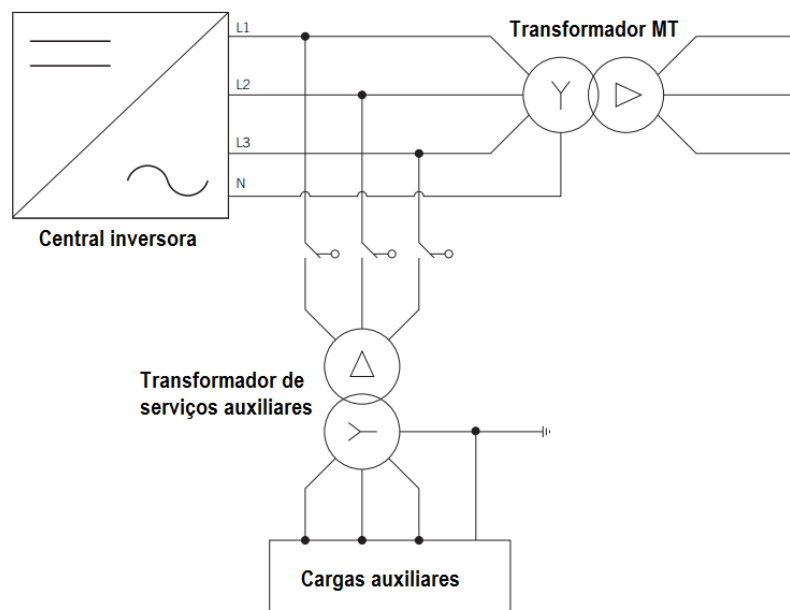


Fonte: adaptada de Siemens (2007).

Além dos transformadores de potência, todas as três subestações da usina fotovoltaica, SE UFV 1, SE UFV 2 e SE UFV 3, devem possuir um transformador de serviços auxiliares para alimentar as cargas auxiliares da central inversora e da subestação, como iluminação, tomadas, sistema de videomonitoramento, etc.

Os transformadores dos serviços auxiliares devem ser transformadores trifásicos a seco de baixa tensão, instalação em cubículo, IP20, potência 15 kVA, classe de isolamento 0,6 kV, relação de transformação 360 V / 380 V (tensão de fase 220 V), grupo de ligação Dyn1, frequência 60 Hz e devem ser protegidos contra sobrecargas e curto circuito a partir de disjuntor termomagnético trifásico. A ligação das bobinas do transformador de serviços auxiliares e o seu ponto de ligação com a rede elétrica pode ser visto na Figura 45.

Figura 45 - Ligação das bobinas e ponto de conexão com a rede dos transformadores de serviços auxiliares das subestações.



Fonte: adaptada de Ingeteam (2016).

4.8 Dimensionamento dos condutores de média tensão

Os condutores de média tensão são aqueles que saem dos terminais de média tensão dos transformadores em direção aos *switchgears* que são elementos dos sistemas elétricos de potência que unem, em um único equipamento, dispositivos de chaveamento, controle, proteção e medição de sistemas elétricos, tais como relés secundários, disjuntores, fusíveis, chaves seccionadoras, isoladores, chaves de aterramento, transformadores de corrente e transformadores de potencial. Deste ponto em diante, este trecho da instalação elétrica da usina fotovoltaica será chamado de “Trecho 4”.

Para o dimensionamento dos condutores do Trecho 4, devem ser levados em consideração os critérios de capacidade de condução, queda de tensão e curto circuito. Este dimensionamento deve ser realizado de acordo com a potência do transformador que é 1.250 kVA.

Para o Trecho 4 devem ser consideradas as seguintes premissas:

- a) os condutores deste trecho devem ser unipolares, isto é, com isolamento elétrica e proteção mecânica, de cobre e com isolamento EPR não halogenada;
- b) a classe de isolamento dos condutores deve ser de 8,7 / 15 kV;
- c) os condutores devem ser encaminhados de forma espaçada e em canaleta fechada no solo. De acordo com a NBR 14039 (2005), o método de instalação é 4 (três cabos unipolares espaçados em canaleta fechada no solo) e o método de referência é D;
- d) considera-se a temperatura ambiente igual a 35° C. Assim, o fator de correção de temperatura é igual a 0,96;
- e) como os condutores são instalados de forma espaçada na canaleta, o fator de correção de agrupamento é unitário;
- f) como central inversora, transformador e elementos de conexão com a rede de média tensão estão dentro da mesma subestação, a máxima distância entre o transformador e o *switchgear* é 5 metros;
- g) à critério do projetista, a máxima queda de tensão percentual permitida neste trecho é 0,30 %.

Para o critério da capacidade de condução, considerando-se todas as premissas do Trecho 4, a corrente de projeto fictícia (I_{proj_fict}) é dada pela Equação (45), em que S_n (kVA) é a potência nominal do transformador de média tensão, V_n (V) é a tensão trifásica nominal do

lado de média tensão, F_{agrup} é o fator de correção de agrupamento e F_{temp} é o fator de correção da temperatura ambiente.

$$I_{proj_fict} = \frac{\frac{S_{max}}{\sqrt{3} \cdot V_n}}{F_{agrup} \cdot F_{temp}} = \frac{1.250 \text{ kVA}}{\sqrt{3} \cdot 13.800 \text{ V}} = 54,48 \text{ A} \quad (45)$$

De acordo com a Tabela 28 da NBR 14039 (2005), o condutor de 10 mm² atende ao critério da capacidade de condução da Equação (45).

O critério do curto circuito pode ser analisado a partir da Equação (46) que resulta na seção mínima que deve ter o condutor para determinada corrente de curto circuito. Como já foi dito, a análise detalhada dos níveis de curto circuito na instalação elétrica do Campus do Pici não faz parte do escopo deste trabalho, porém considera-se razoável adotar um valor fictício de 5 kA como a contribuição da rede para um curto circuito trifásico no Trecho 4.

$$S_c = \frac{\sqrt{T_e} \cdot I_{cs}}{0,34 \cdot \sqrt{\log\left(\frac{234 + T_f}{234 + T_i}\right)}} = \frac{\sqrt{0,10} \cdot 5}{0,34 \cdot \sqrt{\log\left(\frac{234 + 250}{234 + 90}\right)}} = 11,14 \text{ mm}^2 \quad (46)$$

Como o critério de curto circuito revelou a necessidade de um condutor com seção maior do que aquela resultante da análise do critério da capacidade de condução, a queda de tensão percentual no Trecho 4 deve ser calculada utilizando os dados do condutor que tenha a próxima seção transversal comercialmente disponível maior do que a seção calculada na Equação (46). Os valores médios de resistência e reatância por metro para o condutor de 16 mm² são 1,3899 e 0,1173, respectivamente (FILHO, 2010). Deve-se considerar um fator de potência médio igual a 0,95.

$$\begin{aligned} QT(\%) &= \frac{\sqrt{3} \cdot I_c \cdot L_c \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi)}{10 \cdot N_{cp} \cdot V_{ff}} \\ &= \frac{\sqrt{3} \cdot 52,30 \cdot 5 \cdot (1,3899 \cdot 0,95 + 0,1173 \cdot 0,31)}{10 \cdot 1 \cdot 13.800} = 0,004 \% \end{aligned} \quad (47)$$

Assim, a utilização de condutores de 16 mm² no Trecho 4 está de acordo com os três critérios de dimensionamento de condutores.

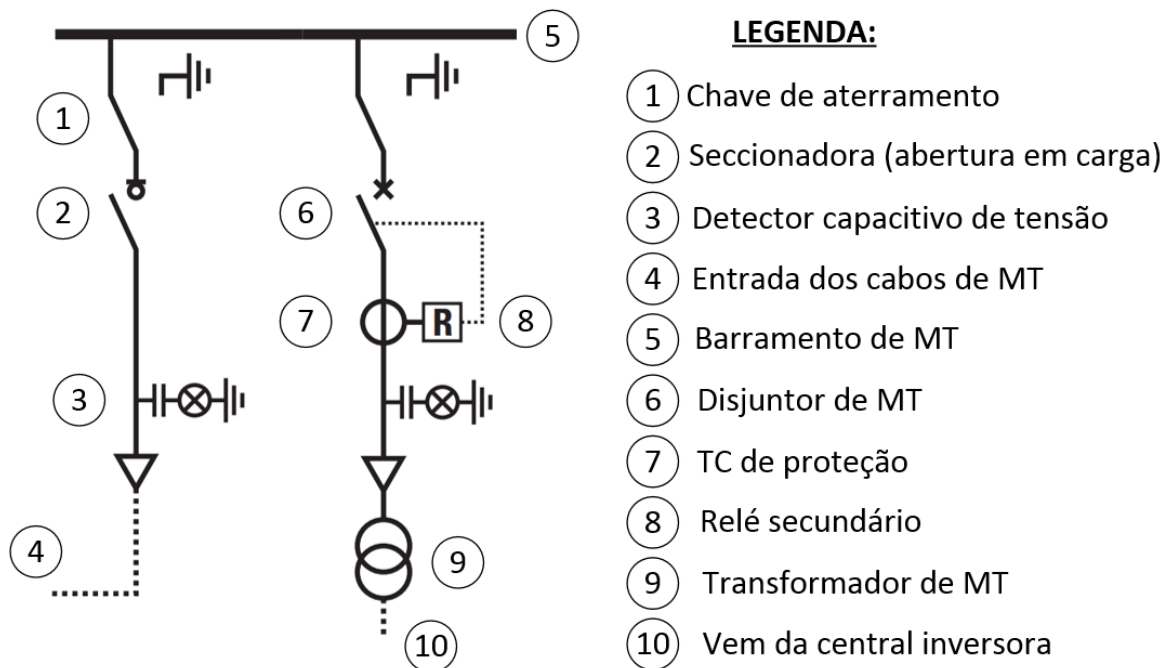
4.9 Switchgear de média tensão

Como já foi dito, os *switchgears* são elementos dos sistemas elétricos de potência que unem, em um único equipamento, dispositivos de chaveamento, controle, proteção e medição de sistemas elétricos.

Apesar de representar um custo inicial mais elevado quando comparado com as tradicionais instalações de subestações abrigadas divididas em compartimentos, os *switchgears* apresentam diversas vantagens, como tamanho compacto, flexibilidade, segurança e economia em termos de manutenção. Por tais vantagens, os *switchgears* vêm sendo cada vez mais utilizados nos sistemas elétricos de potência ao redor do mundo.

Neste projeto, a interface entre o lado de média tensão dos transformadores de potência e a rede de média tensão do Campus do Pici deve ser realizada a partir de *switchgears* com classe de tensão 17,5 kV e corrente nominal de barramento 630 A. A Figura 46 apresenta o diagrama unifilar dos *switchgears* de média tensão para interface com a rede de MT do Campus do Pici. A partir da Figura 46 percebe-se que cada *switchgear* deve ser composto por dois módulos: um para a entrada dos cabos da rede de MT do campus e outro para a entrada dos cabos de MT vindos do transformador de potência.

Figura 46 - Diagrama unifilar dos switchgears de média tensão.



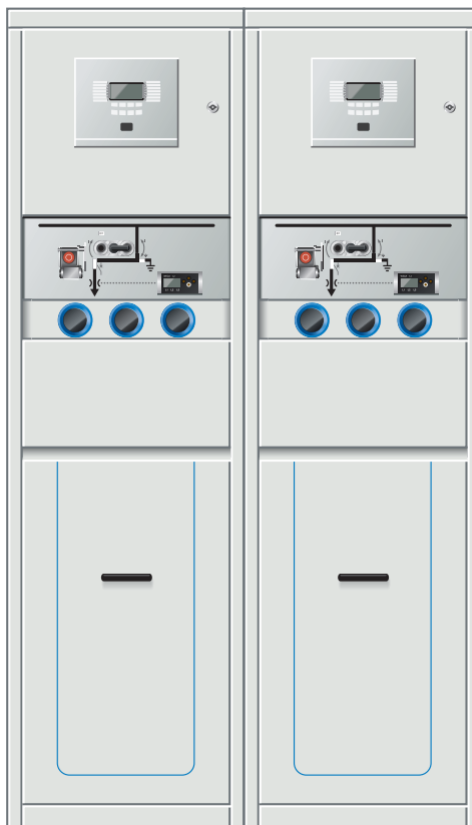
Fonte: próprio autor.

A NBR 14039 (2005) afirma que em uma subestação com capacidade instalada superior a 300 kVA, a proteção geral de média tensão deve ser realizada exclusivamente por meio de um disjuntor comandado através relé secundário com as funções 50 e 51 de fase e neutro (onde o neutro for fornecido). O disjuntor geral de média tensão, o relé e o transformador de corrente para proteção podem ser vistos na Figura 46. O estudo da proteção para parametrizar o relé secundário com as funções de sobrecorrente temporizada (função 51), instantânea (função 50) e demais funções de proteção pertinentes não faz parte do escopo deste trabalho.

A NT-Br 010 (2016) exige que as minigerações com potência instalada maior do que 500 kW e menor ou igual a 5 MW sejam contempladas com outras proteções, tais como proteção de sub e sobretensão, proteção de sub e sobrefrequência, proteção contra desequilíbrio de corrente, proteção contra desbalanço de tensão, sobrecorrente direcional, sobrecorrente com restrição de tensão, relé de sincronismo e anti-ilhamento. Se alguma dessas proteções não for intrínseca às centrais inversoras, deve-se utilizar relés secundários para desempenhá-la.

A Figura 47 ilustra um exemplo de *switchgear* de média tensão utilizando em sistemas elétricos de potência.

Figura 47 - Exemplo de switchgear de média tensão.

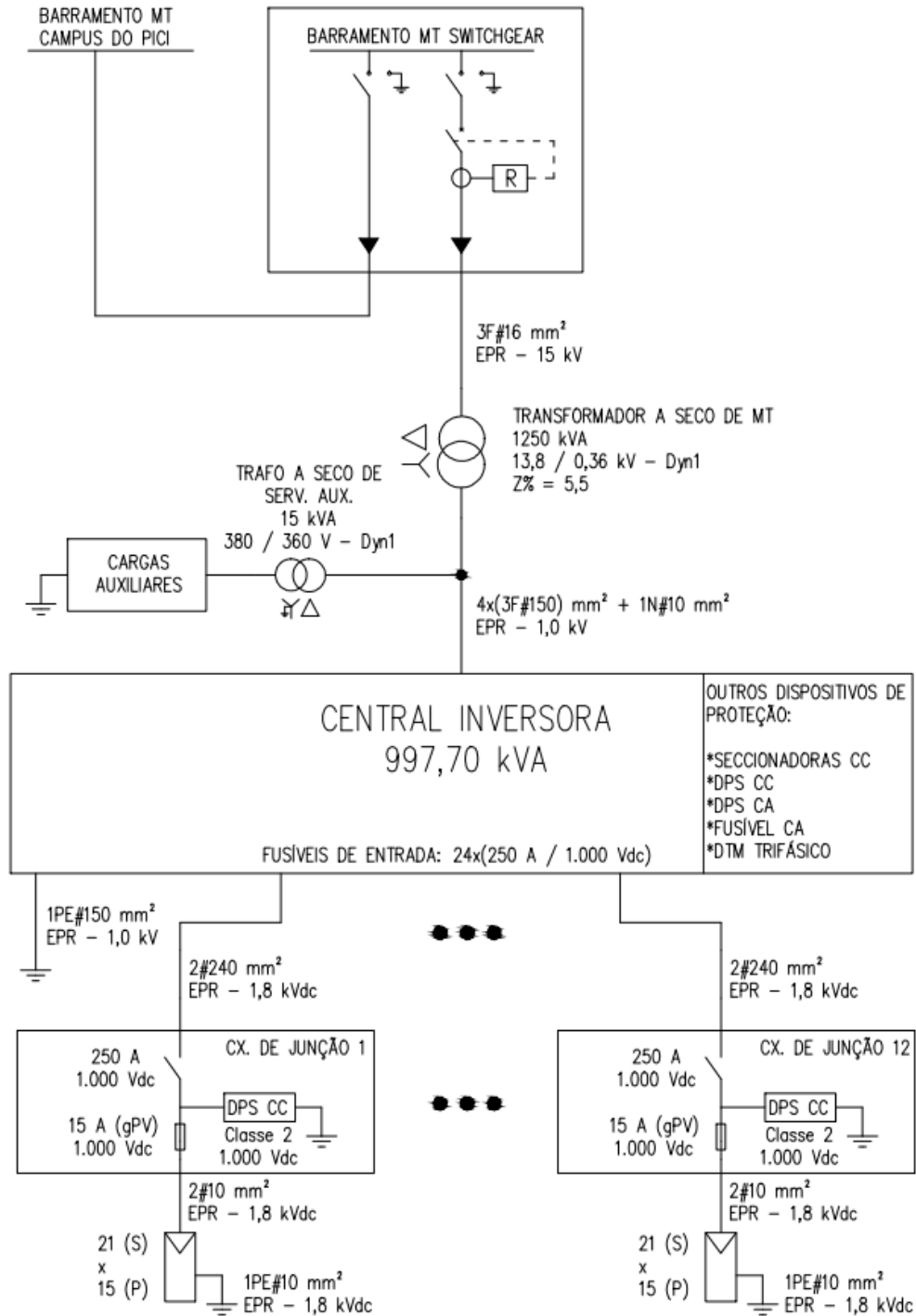


Fonte: adaptada de Eaton (2015).

4.10 Diagrama unifilar de 1 MW

De acordo com a Figura 34, a usina foi dividida em três partes iguais, cada uma com sua respectiva subestação. A Figura 48 ilustra o diagrama unifilar de uma destas subestações da usina fotovoltaica juntamente com o seu próprio gerador fotovoltaico.

Figura 48 - Diagrama unifilar geral de 1 MW.



Fonte: próprio autor.

5 RESULTADOS

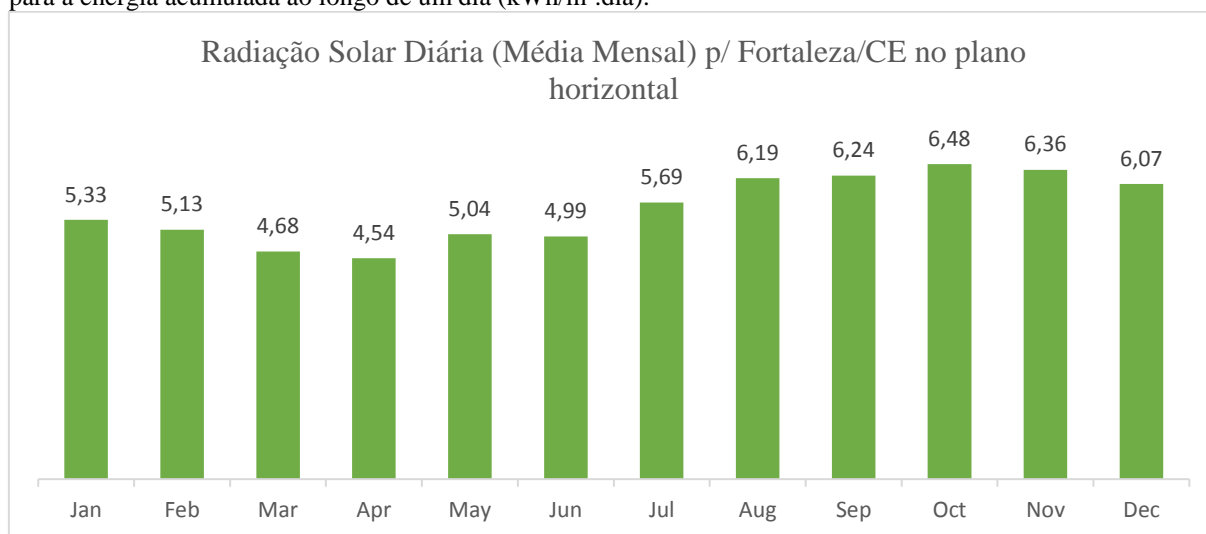
Neste capítulo, são apresentados os dados de radiação solar diária (média mensal) para Fortaleza/CE necessários para a estimação da geração de energia elétrica pela usina fotovoltaica, os resultados mensais estimados de geração de energia, a estimativa de redução anual do valor da fatura de energia com a implantação da usina e um comparativo mensal com uma simulação realizada no *software* PVsyst.

5.1 Estimativa de geração de energia elétrica da usina fotovoltaica de 3 MW

Para calcular a estimativa de geração de energia elétrica de uma usina fotovoltaica, é necessário conhecer o recurso solar disponível no local de instalação da usina, isto é, conhecer os dados de radiação solar incidente no local. Pinho e Galdino (2014) afirmam que “a forma mais comum de apresentação dos dados de radiação é através de valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia.”

Neste trabalho, para estimar a geração de energia, são usados os dados de radiação global incidente no plano horizontal para Fortaleza/CE da empresa Meteonorm, mesmos dados utilizados pelo programa PVsyst para simulações nesta localidade. A Figura 49 apresenta estes dados de radiação para Fortaleza/CE.

Figura 49 - Dados de radiação solar incidente no plano horizontal para Fortaleza/CE. Valores médios mensais para a energia acumulada ao longo de um dia (kWh/m².dia).



Fonte: adaptada de Meteonorm (2016).

Os dados da Figura 49 são dados de incidência de radiação solar no plano horizontal, porém, neste projeto, os módulos fotovoltaicos devem ter inclinação de 10° em

relação ao plano horizontal. Utilizando modelos matemáticos específicos, é possível calcular os níveis de radiação incidente em qualquer plano inclinado. A apresentação destes modelos não faz parte do escopo deste trabalho, então, para fins de simplificação, os dados de radiação solar no plano horizontal serão os dados utilizados para estimar a geração de energia elétrica da usina fotovoltaica apesar da inclinação de 10° dos módulos em relação ao plano horizontal.

O desempenho de um sistema fotovoltaico é tipicamente medido pela Taxa de Desempenho (do inglês, *Performance Ratio*). A Taxa de Desempenho (TD) é definida como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho teórico máximo possível. Esta relação avalia a geração de energia elétrica de um sistema fotovoltaico, uma vez que leva em consideração a potência real do sistema sob condições de operação e todas as perdas envolvidas, como as perdas por queda de tensão, sujeira na superfície do módulo, sombreamento, eficiência do inversor, carregamento do inversor, temperatura de operação, entre outras (PINHO; GALDINO, 2014). A TD é definida de acordo com a Equação (48), em que E_{FV} (kWh/mês ou kWh/ano) é a energia produzida pelo sistema e injetada na rede durante o período de avaliação, normalmente no mês ou no ano, I_{r_T} (kWh/mês ou kWh/ano) é a irradiação total incidente na área do módulo fotovoltaico e no seu plano de instalação, e $E_{f_{STC}}$ (%) é a eficiência nominal dos módulos fotovoltaicos nas STC (PINHO; GALDINO, 2014 *apud* NREL, 2005).

$$TD(\%) = \frac{\frac{E_{FV}}{I_{r_T}} \cdot 100\%}{E_{f_{STC}}} \quad (48)$$

A energia elétrica gerada por um sistema fotovoltaico em um mês E (kWh/mês) é dada pela Equação (49), em que P_{FV} (kWp) é a potência de pico do gerador fotovoltaico, HSP (horas) é a quantidade média de horas de sol pleno por dia, dpm é a quantidade de dias no mês e TD é a taxa de desempenho do sistema fotovoltaico.

$$E(kWh/mês) = P_{FV} \cdot HSP \cdot TD \cdot dpm \quad (49)$$

Para o cálculo da estimativa de geração de energia por mês, foi adotado o valor empírico de TD igual a 0,79, considerado típico quando comparado com TD de outras usinas semelhantes. Os valores numéricos da Figura 49 representam os valores de HSP, conforme explicado no capítulo 2. Assim, aplicando a Equação (49), obtém-se a estimativa de geração de energia elétrica pela UFV de 3 MW para todos os meses do ano, conforme a Tabela 7.

Tabela 7 - Estimativa de geração de energia elétrica da UFV de 3 MW.

METEONORM - Plano Horizontal				
	Dias/mês	HSP/dia	HSP/mês	E (MWh/mês)
Jan	31	5,33	165,23	466,27
Fev	28	5,13	143,64	405,35
Mar	31	4,68	145,08	409,41
Abr	30	4,54	136,20	384,35
Mai	31	5,04	156,24	440,90
Jun	30	4,99	149,70	422,45
Jul	31	5,69	176,39	497,77
Ago	31	6,19	191,89	541,51
Set	30	6,24	187,20	528,27
Out	31	6,48	200,88	566,88
Nov	30	6,36	190,80	538,43
Dez	31	6,07	188,17	531,01
TD =	0,79			
PfV =	3.572,10	kWp	E (MWh/ano)	5732,58

Fonte: próprio autor.

De acordo com a Tabela 7, estima-se que ao final de um ano, 5.732,58 MWh de energia elétrica sejam gerados pela usina fotovoltaica de 3 MW do Campus do Pici.

A Figura 50 apresenta o histórico de consumo de energia elétrica em kWh do Campus do Pici entre setembro/2015 e agosto/2016.

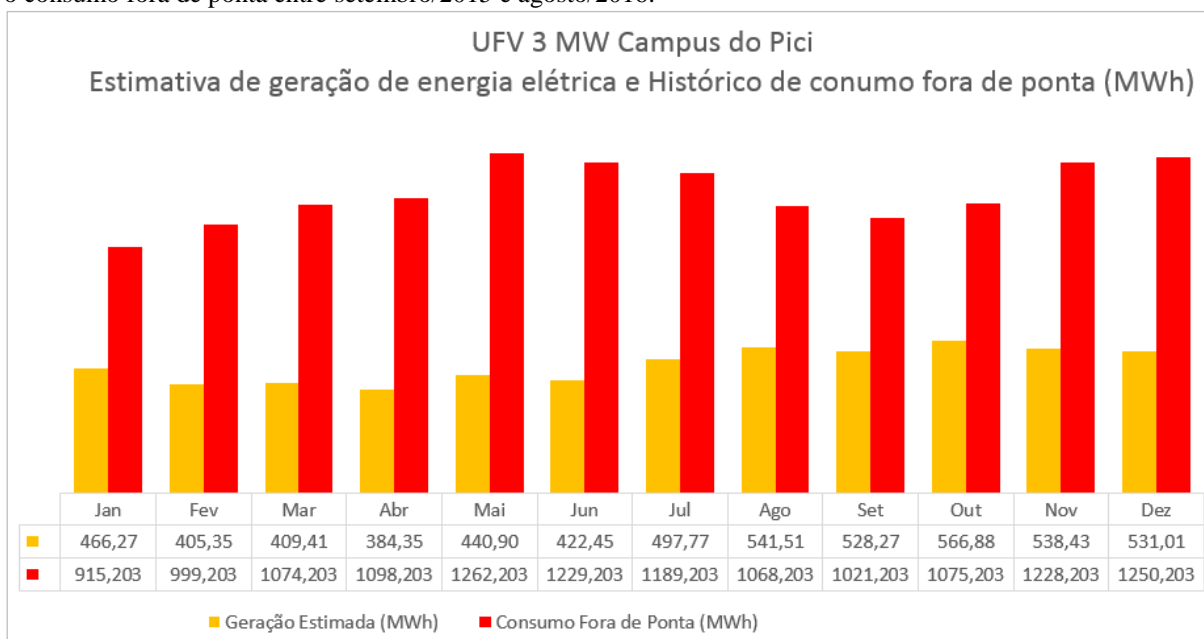
Figura 50 - Histórico de consumo de energia elétrica (kWh) do Campus do Pici entre setembro/2015 e agosto/2016.

HISTÓRICO DE CONSUMO (ÚLTIMOS 12 MESES)			
PERÍODO	CONSUMO (kWh)		
(MÊS/ANO)	HOJA PONTA	FORA PONTA	RESERVADO
08/16	92.071	1.068.203	0
07/16	119.071	1.189.203	0
06/16	119.071	1.229.203	0
05/16	118.071	1.262.203	0
04/16	103.071	1.098.203	0
03/16	88.071	1.074.203	0
02/16	95.071	999.203	0
01/16	77.071	915.203	0
12/15	119.071	1.250.203	0
11/15	110.071	1.228.203	0
10/15	84.071	1.075.203	0
09/15	94.071	1.021.203	0

Fonte: próprio autor.

Comparando as estimativas mensais de geração de energia pela usina fotovoltaica apresentadas na Tabela 7 com o histórico de consumo fora de ponta do Campus do Pici ilustrado na Figura 50, conclui-se que, para uma situação de funcionamento normal do campus, toda a energia gerada pela usina mensalmente seria consumida pelas cargas do campus no mesmo mês. O resultado desta comparação pode ser visto na Figura 51.

Figura 51 - UFV 3 MW Campus do Pici: Estimativa de geração de energia elétrica (MWh/mês) comparado com o consumo fora de ponta entre setembro/2015 e agosto/2016.



Fonte: próprio autor.

A geração de 5.732,58 MWh de energia elétrica em um ano, conforme ilustrado na Tabela 7, resultaria numa economia anual de, aproximadamente, R\$ 2,253 milhões, considerando o valor da tarifa de consumo fora de ponta da COELCE igual a R\$ 0,39289 (agosto de 2016).

5.2 Simulação no PVsyst

A título de comparação, o *software* PVsyst foi utilizado dentro do seu período de demonstração para simular a geração de energia elétrica da usina fotovoltaica do Campus do Pici. Este é um dos *softwares* mais completos e amplamente utilizado para simulação de sistemas fotovoltaicos disponíveis no mercado. A sua correta configuração para que os resultados sejam os mais próximos possíveis da realidade requer vasto conhecimento técnico e várias horas de estudos. Na simulação, para fins de simplificação, não foram configuradas todas as variáveis possíveis.

A Figura 52 ilustra os principais parâmetros do sistema simulado no PVsyst. Nela verifica-se que os módulos estão orientados para o norte geográfico e inclinados 10° em relação ao plano horizontal (*azimuth* e *tilt*, respectivamente), o gerador fotovoltaico é composto por 11.340 módulos de 315 Wp (*nb. of modules* e *Pnom*) e que o sistema conta com três inversores de 997,70 kW totalizando, aproximadamente, 3 MW de capacidade instalada (*Pnom* e *Pnom total*).

Figura 52 - PVsyst: principais parâmetros do sistema.

Main system parameters		System type	Grid-Connected		
PV Field Orientation		tilt	10°	azimuth	0°
PV modules		Model	—	Pnom	315 Wp
PV Array		Nb. of modules	11340	Pnom total	3572 kWp
Inverter			—	Pnom	997 kW ac
Inverter pack		Nb. of units	3.0	Pnom total	2991 kW ac
User's needs		Unlimited load (grid)			

Fonte: adaptada de PVsyst.

A Figura 53 ilustra os principais resultados da simulação. Nela verifica-se que a simulação resultou numa quantidade de energia elétrica gerada em um ano igual a 5.748 MWh, consideravelmente próxima do valor estimado neste trabalho e igual a 5.732,58 MWh.

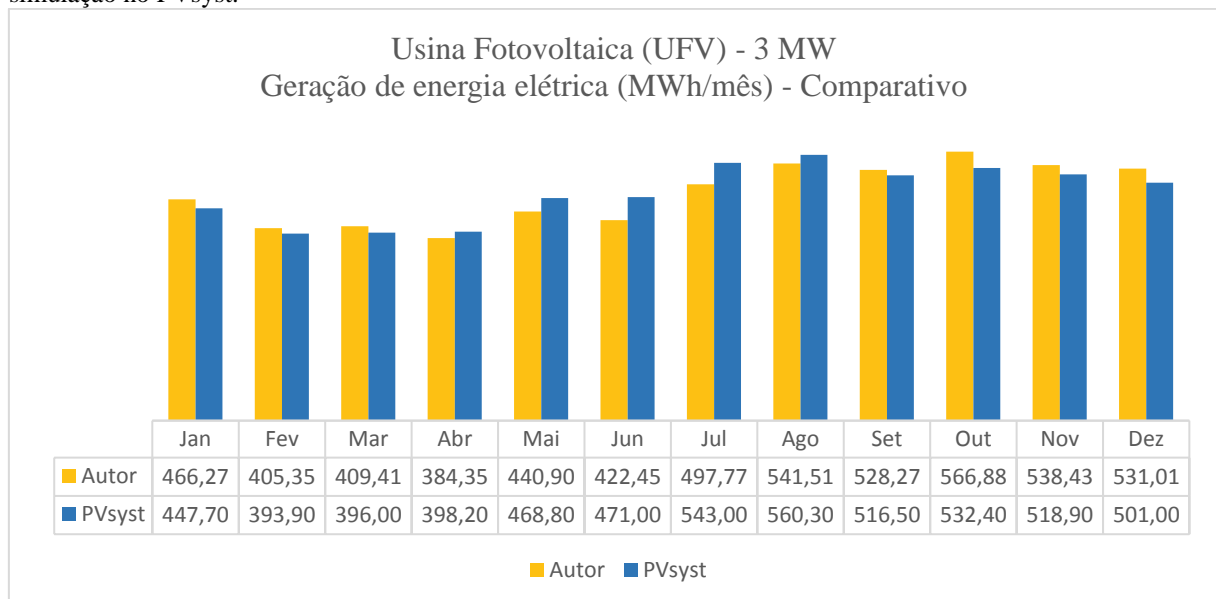
Figura 53 - PVsyst: principais resultados da simulação.

Main simulation results	
System Production	Produced Energy 5748 MWh/year Specific prod. 1609 kWh/kWp/year
	Performance Ratio PR 78.99 %

Fonte: adaptada de PVsyst.

A Figura 54 apresenta um comparativo mensal entre os valores estimados pelo autor e os resultantes da simulação no PVsyst. Apesar de ambos os métodos usarem os mesmos dados de radiação solar, o *software* PVsyst avalia diversas variáveis não consideradas no primeiro método de estimação. Por exemplo, o *software* calcula os valores de radiação solar incidente no plano do módulo fotovoltaico, independente da sua inclinação, o que foi desconsiderado no primeiro método.

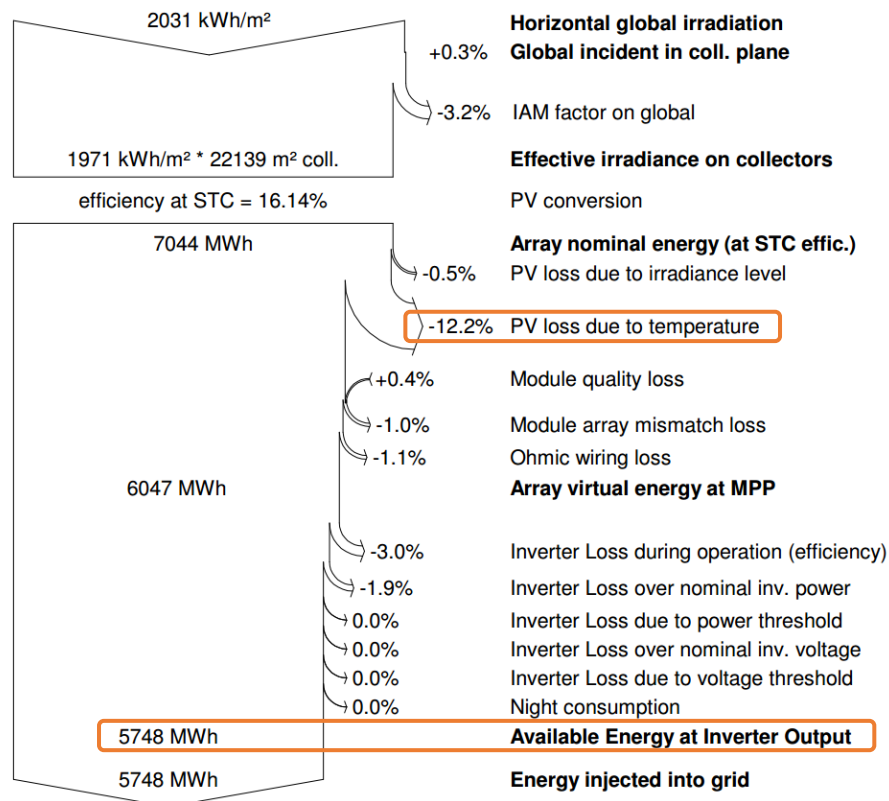
Figura 54 - Comparação mensal entre os valores de geração de energia estimados pelo autor e os resultantes da simulação no PVsyst.



Fonte: próprio autor.

A Figura 55 ilustra o diagrama de perdas de energia gerado pelo PVsyst. Neste diagrama é possível verificar o valor total do recurso solar disponível no local de instalação da usina, a parte deste recurso que pode ser convertida para energia elétrica a partir de módulos fotovoltaicos nas condições STC, as perdas por temperatura que representam as maiores perdas no sistema, demais perdas elétricas e a quantidade total de energia elétrica disponibilizada na saída dos inversores e apta a ser entregue à rede elétrica.

Figura 55 - PVsyst: diagrama de perdas de energia ao longo do ano.



Fonte: adaptada de PVsyst.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

Neste último capítulo, são apresentadas as conclusões deste trabalho e os trabalhos futuros.

6.1 Conclusões

Este trabalho apresentou as etapas para a elaboração de um projeto de minigeração distribuída a partir da fonte solar fotovoltaica.

A metodologia utilizada resultou em uma configuração de sistema fotovoltaico capaz de gerar, aproximadamente, 5732 MWh de energia elétrica ao longo de um ano e, assim, cumprir com o objetivo deste trabalho que é dimensionar um sistema capaz de reduzir os custos anuais do Campus do Pici com energia elétrica.

A proximidade entre os resultados alcançados neste trabalho e os resultados de simulação de um dos principais *softwares* de análise de sistemas fotovoltaicos disponíveis no mercado confirmou o correto desenvolvimento do projeto.

A estimativa de economia anual de, aproximadamente, 2,3 milhões de reais com energia elétrica pode despertar o interesse de outras instituições para também investir nesta tecnologia e, assim, colaborar para a aceleração de sua disseminação, o que resultaria na diminuição dos custos de implantação.

6.2 Trabalhos Futuros

Deverá ser realizado o levantamento detalhado do custo total de implantação do projeto da usina fotovoltaica de 3 MW com os valores das centrais inversoras, dos módulos fotovoltaicos, das caixas de junção, dos transformadores de potência, dos transformadores de serviços auxiliares, dos condutores e seus condutos, da mão de obra, dos *switchgears*, do estudo topográfico e da terraplanagem, dos serviços de alvenaria, das estruturas de suporte e todos os outros materiais e serviços envolvidos. Este levantamento poderá ser utilizado para calcular a atratividade financeira de instalação da usina no Campus do Pici e o tempo de retorno do investimento.

Uma vez que neste projeto foi considerada a tecnologia de módulos fotovoltaicos com células de silício policristalino, deverá ser realizada uma análise sobre as possíveis vantagens da utilização de outras tecnologias de células fotovoltaicas de silício, como a monocristalina, a microcristalina e o amorfo.

Deverá ser realizado um estudo aprofundado sobre a Taxa de Desempenho de sistemas fotovoltaicos e sobre os fatores que a influenciam, como a frequência de faltas da rede.

Deverão ser solicitados à concessionária local os valores das impedâncias reduzidas nas barras dos alimentadores de MT que abastecem o Campus do Pici, juntamente com os dados dos condutores desde a subestação até o ponto de entrega do campus, para que seja possível calcular todos os níveis de curto circuito no ponto de entrega e, conseqüentemente, em qualquer ponto da rede interna do campus. Estes níveis de curto circuito são importantes para o correto dimensionamento de qualquer condutor da instalação elétrica do campus e, juntamente com a Ordem de Ajuste da Proteção, para parametrizar os relés secundários de proteção dos disjuntores gerais de média tensão dos *switchgears* de cada subestação da usina fotovoltaica, de forma a manter a coordenação e a seletividade entre os dispositivos de proteção à montante e os dispositivos de proteção da usina.

Deverá ser verificada, por um Engenheiro Eletricista, a necessidade do Sistema de Proteção contra Descargas Atmosféricas (SPDA) através da análise e gerenciamento de riscos, de acordo com a ABNT NBR 5419-2:2015 – Proteção Contra Descargas Atmosféricas - Parte 2: Gerenciamento de Risco, para estabelecer as medidas de proteção apropriadas a serem adotadas na usina de tal forma que não influenciem significativamente na diminuição da produção de energia elétrica devido aos sombreamentos que os subsistemas de captação e descida podem ocasionar no gerador fotovoltaico.

REFERÊNCIAS

- ABB. **Technical Application Papers**, 2014. Disponível em: <www.abb.com>. Acesso em: 1 outubro 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 414/2010**. Brasília: ANEEL, 2010.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 482/2012**. Brasília: ANEEL, 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **REN nº 482/2012, cenário atual e propostas da AP 26/2015**, Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 1 outubro 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa nº 687/2015**. Brasília: ANEEL, 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Geração distribuída amplia número de conexões em 2015**, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br>>. Acesso em: 1 outubro 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Caderno Temático - Micro e Minigeração Distribuída**. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Distribuição (PRODIST): Módulo 3**. Brasília: ANEEL, 2016.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 14039**: Instalações elétricas de média tensão de 1,0 kV a 36,2 kV. 2. ed. Rio de Janeiro: ABNT, 2005.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5410**: Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Rio de Janeiro: ABNT, 2008.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 10899**: Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.
- BOXWELL, M. **Solar Electricity Handbook**. 4. ed. Warwickshire: Greenstream Publishing, 2011.
- CANADIAN SOLAR. **Solar Painels**, 2016. Disponível em: <<http://www.canadiansolar.com>>. Acesso em: 1 outubro 2016.
- COMPANHIA ENERGÉTICA DO CEARÁ. **Norma Técnica NT-Br 010/2016 R-01**: Conexão de Micro e Minigeração Distribuída ao Sistema Elétrico da Coelce. Fortaleza: COELCE, 2016.
- EATON. **Switchgears Eaton**, 2015. Disponível em: <<http://www.eaton.com>>. Acesso em: 02 novembro 2016.
- EATON. **Soluções Solares**, 2016. Disponível em: <<http://www.eaton.com.br>>. Acesso em: 1 outubro 2016.
- FILHO, J. M. **Instalações Elétricas Industriais**. 8. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2010.

FINDER. **Guia para aplicação de DPS**, 2012. Disponível em: <<http://www.findernet.com>>. Acesso em: 01 outubro 2016.

FUNDAÇÃO CEARENSE DE METEOROLOGIA E RECURSOS HÍDRICOS. **Plataforma de coleta de dados**, 2016. Disponível em: <<http://www.funceme.br>>. Acesso em: 1 novembro 2016.

GENERAL CABLES. **Cabos para instalações de energia solar fotovoltaica**, 2016. Disponível em: <<http://www.generalcablebrasil.com>>. Acesso em: 01 outubro 2016.

GOSWAMI, D. Y. **Principles of Solar Engineering**. 3. ed. Boca Raton: CRC Press, 2015.

HELUKABEL. **Cables for photovoltaic installations**, 2016. Disponível em: <<http://www.helukabel.de>>. Acesso em: 1 outubro 2016.

INGETEAM. **Central Inverters**, 2016. Disponível em: <<http://www.ingeteam.com>>. Acesso em: 1 outubro 2016.

INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. **Low-voltage electrical installations - Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems**. 1. ed. Paris: IEC, 2002.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Key World Energy Statistics 2016**, 2016. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 21 set. 2016.

LOPEZ, R. A. **Energia Solar para Produção de Eletricidade**. São Paulo: Artliber, 2012.

LUQUE, A.; HEGEDUS, S. **Handbook of Photovoltaic Science and Engineering**. 2. ed. United Kingdom: Wiley, 2012.

METEONORM. **Irradiation data**, 2016. Disponível em: <<http://www.meteonorm.com>>. Acesso em: 2 outubro 2016.

NASA. **National Aeronautics and Space Administration**, 2016. Disponível em: <<http://www.nasa.gov>>. Acesso em: 1 outubro 2016.

PEREIRA, E. B. et al. **Atlas Brasileiro de Energia**. 1. ed. São José dos Campos: INPE, 2006.

PEREIRA, F. A. D. S.; OLIVEIRA, M. Â. S. D. **Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica**. 2. ed. Porto: Publindústria, 2015.

PINHO, J. T. et al. **Sistemas Híbridos - Soluções energéticas para a Amazônia**. 1. ed. Brasília: MME, 2008.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL, 2014.

ROMAGNOLE. **Estruturas para painéis FV**, 2016. Disponível em: <<http://www.romagnole.com.br>>. Acesso em: 1 outubro 2016.

SIEMENS. **Transformadores a seco**, 2007. Disponível em: <<http://www.siemens.com>>. Acesso em: 02 novembro 2016.

SOLMETRIC. **Shade Measument**, 2011. Disponível em: <<http://www.solmetric.com>>. Acesso em: 1 outubro 2016.

THESAN. **Estruturas de suporte para sistemas FV**, 2016. Disponível em: <<http://www.thesan.com>>. Acesso em: 1 outubro 2016.

TIBA, C. **Atlas Solarimétrico do Brasil**: banco de dados terrestres. Recife: UFPE, 2000.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica**: conceitos e aplicações. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015.

ZILLES, R. et al. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica**. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.

ANEXO A – FORMULÁRIO DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO PARA MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA

1 - Identificação da Unidade Consumidora - UC	
Código da UC:	Grupo B <input type="checkbox"/> Grupo A <input checked="" type="checkbox"/> Classe:
Titular da UC : UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARA	
Rua/Av.: AV MISTER HULL	Nº: 2977 CEP: 60455-760
Bairro:	Cidade: FORTALEZA
E-mail:	
Telefone:	Celular:
CNPJ/CPF:	
2 - Dados da Unidade Consumidora	
Localização em coordenadas: Latitude:	Longitude:
Potência instalada (kW):	Tensão de atendimento (V): 13.8 kV
Tipo de conexão: monofásica <input type="checkbox"/> bifásica <input type="checkbox"/> trifásica <input checked="" type="checkbox"/>	
Transformador particular (kVA): 75 <input type="checkbox"/> 112,5 <input type="checkbox"/> 225 <input type="checkbox"/> outro:	
Tipo de instalação: Posto de transformação <input type="checkbox"/> cabina <input type="checkbox"/> subestação <input checked="" type="checkbox"/>	
Tipo de ligação do transformador: Dyn1	
Impedância percentual do transformador: 5,5	
Tipo de ramal: aéreo <input checked="" type="checkbox"/> subterrâneo <input type="checkbox"/>	
3 - Dados da Geração	
Potência instalada de geração (kW): 3.000	
Tipo da Fonte de Geração:	
Hidráulica <input type="checkbox"/> Solar <input checked="" type="checkbox"/> Eólica <input type="checkbox"/> Biomassa <input type="checkbox"/> Cogeração Qualificada <input type="checkbox"/>	
Outra (especificar):	
4 - Documentação a Ser Anexada	
1. ART do Responsável Técnico pelo projeto elétrico e instalação do sistema de minigeração	<input type="checkbox"/>
2. Projeto elétrico das instalações de conexão, memorial descritivo	<input type="checkbox"/>
3. Estágio atual do empreendimento, cronograma de implantação e expansão	<input type="checkbox"/>
4. Diagrama unifilar e de blocos do sistema de geração, carga e proteção	<input type="checkbox"/>
5. Certificado de conformidade do(s) inversor(es) ou número de registro da concessão do Inmetro do(s) inversor(es) para a tensão nominal de conexão com a rede.	<input type="checkbox"/>
6. Dados necessários ao registro da central geradora conforme disponível no site da ANEEL: www.aneel.gov.br/scg	<input type="checkbox"/>
7. Lista de unidades consumidoras participantes do sistema de compensação (se houver) indicando a porcentagem de rateio dos créditos e o enquadramento conforme incisos VI a VIII do art. 2º da Resolução Normativa nº 482/2012	<input type="checkbox"/>
8. Cópia de instrumento jurídico que comprove o compromisso de solidariedade entre os integrantes (se houver)	<input type="checkbox"/>
9. Documento que comprove o reconhecimento, pela ANEEL, da cogeração qualificada (se houver)	<input type="checkbox"/>
5 - Contato na Distribuidora (preenchido pela Distribuidora)	
Responsável/Área:	
Endereço:	
Telefone:	
E-mail:	
6 - Solicitante	
Nome/Procurador Legal: KARLOS DANIEL MENEZES E SILVA	
Telefone:	
E-mail: kdanielms@dee.ufc.br	
Fortaleza	22 / 10 / 2016
Local	Data
Assinatura do Responsável	