



**UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ**  
**CENTRO DE TECNOLOGIA**  
**DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA MECÂNICA**  
**CURSO DE ENGENHARIA DE ENERGIAS RENOVÁVEIS**

**ANDRÉ FELIPE DE OLIVEIRA CHEN**

**ELABORAÇÃO DE PROJETO SOLAR FOTOVOLTAICO COM BASE NAS  
NORMAS E RESOLUÇÕES LOCAIS PARA MICROGERAÇÃO EM ÁREA  
RESIDENCIAL**

**FORTALEZA**

**2016**

**ANDRÉ FELIPE DE OLIVEIRA CHEN**

**DESENVOLVIMENTO E NORMATIZAÇÃO DE PROJETO SOLAR  
FOTOVOLTAICO COM BASE NAS NORMAS E RESOLUÇÕES LOCAIS  
PARA MICROGERAÇÃO EM ÁREA RESIDENCIAL**

**Trabalho de conclusão de curso  
apresentado ao Curso de Engenharia  
de Energias Renováveis do  
Departamento de Engenharia  
Mecânica da Universidade Federal do  
Ceará, como requisito parcial para a  
obtenção do diploma de Engenheiro de  
Energias Renováveis.**

**Orientador: Prof. Dr. Francisco  
Nivaldo Aguiar Freire**

**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)

---

C447e Chen, André Felipe de Oliveira.  
Elaboração de projeto solar fotovoltaico com base nas normas e resoluções locais para microgeração em área residencial / André Felipe de Oliveira Chen. – 2016.  
77 f. : il. color.

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

Orientação: Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire.

1. Energia solar. 2. Geração distribuída. 3. Microgeração. 4. Energias Renováveis. 5. Fotovoltaica. I. Título.  
CDD 621.042

---

**ANDRÉ FELIPE DE OLIVEIRA CHEN**

**DESENVOLVIMENTO E NORMATIZAÇÃO DE PROJETO SOLAR  
FOTOVOLTAICO COM BASE NAS NORMAS E RESOLUÇÕES LOCAIS  
PARA MICROGERAÇÃO EM ÁREA RESIDENCIAL**

**Trabalho de conclusão de curso  
apresentado ao Curso de Engenharia  
de Energias Renováveis do  
Departamento de Engenharia  
Mecânica da Universidade Federal do  
Ceará, como requisito parcial para a  
obtenção do diploma de Engenheiro de  
Energias Renováveis.**

**Aprovado em: \_\_/\_\_/\_\_\_\_.**

**BANCA EXAMINADORA**

---

**Prof. Dr. Francisco Nivaldo Aguiar Freire (Orientador)**

**Universidade Federal do Ceará (UFC)**

---

**Prof<sup>a</sup>. Dra. Ana Fabíola Leite Almeida**

**Universidade Federal do Ceará (UFC)**

---

**Prof. M.Sc. Alexandre Rocha Filgueiras**

**Universidade Federal do Ceará (UFC)**

## AGRADECIMENTOS

À Deus e à minha família, primeiramente, incluindo minha avó, minha madrasta, meus irmãos, meu tio e minhas tias, que sempre me apoiam e me dão suporte em todas as minhas decisões.

À minha mãe que faz de tudo para que eu seja feliz e tenha uma boa vida.

Ao meu pai, que só quer me ver bem-sucedido, tanto profissional quanto pessoalmente.

Aos meus amigos da Panela, Garotões, GT, condomínio, PAI, Schmalkalden, aos que conheci na UFC e todos os outros, que estão sempre felizes com o meu sucesso, me apoiando, aconselhando e ajudando até mesmo em minha graduação.

Ao meu amigo Emanuel Biana (*In memoriam*), o Xandão, que já não está mais entre nós, mas que foi um grande amigo e está presente em nossos corações.

À minha namorada Alexeyevner, que me ama, me faz feliz e sempre se preocupa comigo, estando comigo para o que for preciso.

Às outras pessoas que me ajudaram em minha trajetória acadêmica e profissional, incluindo meus mentores como Prof. Filgueiras, Prof. Nivaldo, Profa. Carla, Cristina Porto, Bruno Bisan e meus amigos do LAERO.

## RESUMO

A elaboração de um projeto envolve sempre a condição de seguir as melhores práticas em cada área do conhecimento. Desta forma, com a publicação de normas e resoluções que dão diretrizes para a correta instalação de sistemas micro ou minigeradores de energia elétrica, foi criada a possibilidade de se seguir um padrão para instalações de sistemas fotovoltaicos. Além disso, o mercado foi incentivado para que cada vez mais sejam implantados estes tipos de sistemas, principalmente residenciais, onde os consumidores buscam reduzir seus custos com energia elétrica. Os avanços tecnológicos na área fotovoltaica ajudaram ainda a reduzir custos desta tecnologia, tornando mais viável, financeiramente, a instalação de sistemas geradores. O presente trabalho teve como objetivo mostrar de forma concisa e sequencial o dimensionamento e elaboração de um projeto solar fotovoltaico para uma residência, seguindo todas as diretrizes fornecidas pelas normas e resoluções vigentes, tanto em nível local quanto em nível nacional.

**Palavras-chave:** Energia solar. Geração distribuída. Microgeração. Energias Renováveis. Fotovoltaica.

## ABSTRACT

The design of a project always involve the condition to follow parctices in any área of knowledge. Thus, due the publication of standards and resolutions that give guidelines for the correct installation of mini or microgrid electric energy systems, the possibility of following a standard for installations of photovoltaic systems was created. In addition, the market has been encouraged to increasingly implement these types of systems, mainly residential, where consumers seek to reduce their electricity costs. Besides, the technological advances on the solar photovoltaic field helped to turn the installation of these systems more accessible and financially viable. The purpose of the present study was to show, in a concise and sequential way, the sizing and elaboration of a solar photovoltaic project for a residence, based on all guidelines provided by the norms and resolutions in force, both locally and nationally.

**Keywords:** Solar energy. Distributed generation. Microgrid. Renewable Energies. Photovoltaics.

## LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 — Definição de fator de forma .....	22
Figura 2 — Esquema de ligação de medidor para baixa tensão .....	32
Figura 3 — Fatura de energia elétrica .....	36
Figura 4 — Variação do fator de espaçamento com a latitude.....	43
Figura 5 — Esquema demonstrativo da distância mantida entre o objeto e o módulo ..	44
Figura 6 — Orientação dos módulos fotovoltaicos ao norte verdadeiro .....	44
Figura 7 — Área do local de implantação do sistema.....	54
Figura 8 — Indicativo do local do ponto de conexão.....	54
Figura 9 — Diagrama esquemático do arranjo FV .....	59

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 — Parâmetros térmicos de painel fotovoltaico.....	22
Tabela 2 — Formas de conexão ao sistema elétrico .....	28
Tabela 3 — Ajustes de sobre e subtensão .....	34
Tabela 4 — Ajustes dos limites de frequência (sobre e subfrequência).....	34
Tabela 5 — Ajustes dos limites de distorção harmônica .....	34
Tabela 6 — Ajustes do Limite do Fator de Potência.....	35
Tabela 7 — Quadro de cargas .....	39
Tabela 8 — Coordenadas geográficas da UC.....	53
Tabela 9 — Tabela de HSP para Fortaleza, latitude 3.7 Sul e longitude 38.5 Oeste, em horas. ....	55
Tabela 10 — Quadro de cargas da UC em estudo.....	55
Tabela 11 — Histórico de consumo de energia elétrica.....	56

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

A	Ampéres
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
Coelce	Companhia Energética do Ceará
CREA	Conselho Regional de Engenharia e Agronomia
DSV	Dispositivo de Seccionamento Visível
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FC	Fator de carga
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
h	Horas
HSP	Horas de Sol Pleno
Hz	<i>Hertz</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
kV	<i>kilovolt</i>
kW	<i>kilowatt</i>
kWh	<i>kilowatt-hora</i>
MIT	<i>Massachusetts Institute of Technology</i>
MPPT	<i>Maximum Power Point Tracker</i>
MW	<i>Megawatt</i>
NBR	Norma Brasileira
NT	Norma Técnica
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
STC	<i>Standard Test Conditions</i>
UFC	Universidade Federal do Ceará
UC	Unidade Consumidora
UG	Unidade Geradora
V	<i>volt</i>
W	<i>watt</i>

## LISTA DE SÍMBOLOS

%	Porcentagem
$V_{OC}$	Tensão de circuito aberto
$I_{SC}$	Corrente de curto-circuito
$V_{MPP}$	Tensão de máxima potência
$I_{MPP}$	Corrente de máxima potência
$W_p$	Potência nominal ou de pico
m <sup>2</sup>	Metros quadrados
°C	Graus Celsius
$\eta$	Eficiência
$FF$	Fator de Forma
$\beta$	Coefficiente de queda de tensão por temperatura
$\alpha$	Coefficiente de perda em corrente por temperatura
$\gamma$	Coefficiente de perda em potência por temperatura
$IP$	Grau de proteção
$Pot$	Potência
$E_{consumida-média}$	Média da energia consumida
$N^{º}dias-mês$	Número de dias do mês
$N^{º}horas HSP$	Número de Horas de Sol Pleno
Defetiva	Demanda efetiva
$N_{módulos}$	Número de módulos
$Pot_{sistema FV}$	Potência para qual o sistema será dimensionado
$Pot_{módulo}$	Potência de um módulo
$Pot_{modFV}$	Potência do conjunto de módulos
$K_t$	Coefficiente térmico
$NOCT$	<i>Nominal Operating Cell Temperature</i>
$T_{mod}$	Temperatura de operação do módulo
$T_{amb}$	Temperatura ambiente
$G$	Irradiância média local
$V_{OC-T}$	Tensão de circuito aberto em temperatura determinada
$V_{OC-STC}$	Tensão de circuito aberto na STC
$V_{p-T}$	Tensão de pico em temperatura determinada

## LISTA DE SÍMBOLOS

$V_{p-STC}$	Tensão de pico na STC
$d$	Distância
$Fe$	Fator de espaçamento
$h_{ob}$	Altura do objeto
$h_i$	Altura da instalação do módulo
$a_\gamma$	Ângulo azimutal
$P_{ot\,inversor}$	Potência do inversor
$N^{\circ}módulos\ em\ série$	Número de módulos em série
$V_{CC\ MPPT}$	Tensão em MPPT do inversor
$V_p$	Tensão de pico
$I_{CC\ máx}$	Corrente de entrada máxima no inversor
$N^{\circ}máx\ strings$	Número máximo de <i>strings</i>
$S_{CC\ string}$	Seção do condutor entre os módulos
$L$	Comprimento do cabeamento
$\rho$	Resistividade do material
$\Delta V_{CC}$	Queda de tensão admitida em CC
$S_{CC\ principal}$	Seção do condutor principal
$FP$	Fator de perdas
$N$	Número de <i>strings</i>
$Perdas_{condutor}$	Perdas nos condutores
$S_{AC}$	Seção do condutor corrente alternada
$I_{saída}$	Corrente de saída do inversor
$\cos\ \varphi$	Fator de potência
$\Delta V_{AC}$	Queda de tensão admitida em CA
$V$	Tensão nominal da rede elétrica
$E_{mensal}$	Estimativa da energia produzida mensalmente
$E_{anual}$	Estimativa da energia produzida anualmente
$\Sigma$	Somatório

## LISTA DE SÍMBOLOS

$\text{mm}^2$

milímetros cuadrados

$\Omega$

*Ohms*

## SUMÁRIO

<b>1.</b>	<b>INTRODUÇÃO .....</b>	<b>17</b>
<b>1.1.</b>	<b>OBJETIVO .....</b>	<b>17</b>
<b>1.1.1.</b>	<b>OBJETIVOS ESPECÍFICOS .....</b>	<b>17</b>
<b>2.</b>	<b>FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA .....</b>	<b>19</b>
<b>2.1.</b>	<b>A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA ATUALIDADE .....</b>	<b>19</b>
<b>2.2.</b>	<b>INFORMAÇÕES BÁSICAS SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE.....</b>	<b>20</b>
<b>2.2.1.</b>	<b>MÓDULOS .....</b>	<b>20</b>
<b>2.2.2.</b>	<b>INVERSOR.....</b>	<b>22</b>
<b>2.2.3.</b>	<b>ESTRUTURA METÁLICA E CABEAMENTO .....</b>	<b>25</b>
<b>2.3.</b>	<b>INTRODUÇÃO A LEGISLAÇÃO VIGENTE .....</b>	<b>25</b>
<b>2.3.1.</b>	<b>DIRETRIZES A SEREM SEGUIDAS BASEADAS NAS NORMAS E LEGISLAÇÕES .....</b>	<b>26</b>
<b>2.3.1.1.</b>	<b>RESOLUÇÕES DA ANEEL Nº 482 E Nº 687.....</b>	<b>26</b>
<b>2.3.1.2.</b>	<b>NORMA TÉCNICA NT-010 ENEL .....</b>	<b>28</b>
<b>3.</b>	<b>METODOLOGIA .....</b>	<b>31</b>
<b>3.1.</b>	<b>MODELO DE PROJETO .....</b>	<b>31</b>
<b>3.2.</b>	<b>PROCEDIMENTO .....</b>	<b>36</b>
<b>3.2.1.</b>	<b>IDENTIFICAÇÃO DA UC E CÁLCULO DA POTÊNCIA DO SISTEMA.....</b>	<b>36</b>
<b>3.2.2.</b>	<b>LEVANTAMENTO DO QUADRO DE CARGAS E CÁLCULO DA DEMANDA EFETIVA E DO FATOR DE CARGA .....</b>	<b>39</b>
<b>3.2.3.</b>	<b>DIMENSIONAMENTO DE MATERIAL.....</b>	<b>40</b>
<b>3.2.3.1.</b>	<b>DIMENSIONAMENTO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO.....</b>	<b>40</b>
<b>3.2.3.1.1.</b>	<b>QUANTIDADE DE MÓDULOS .....</b>	<b>40</b>
<b>3.2.3.1.2.</b>	<b>TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DOS MÓDULOS .....</b>	<b>41</b>

3.2.3.1.3. LOCALIZAÇÃO E ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS.....	42
3.2.3.2. DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR .....	45
3.2.3.2.1. POTÊNCIA DO INVERSOR.....	45
3.2.4. ARRANJO DO SISTEMA FV .....	45
3.2.5. DIMENSIONAMENTO DE CABEAMENTOS .....	47
3.2.5.1. CABEAMENTO PARA CORRENTE CONTÍNUA .....	47
3.2.5.2. CABEAMENTO PARA CORRENTE ALTERNADA.....	49
3.2.6. DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES.....	50
3.2.6.1. CHAVE SECCIONADORA.....	50
3.2.6.2. DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO .....	51
3.2.7. ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA .....	51
3.2.8. ESTRUTURAS METÁLICAS DE FIXAÇÃO.....	52
4. PROJETO .....	53
4.1. O SISTEMA MICROGERADOR .....	53
4.1.1. INTRODUÇÃO DO MEMORIAL DESCRITIVO .....	53
4.1.2. LOCALIZAÇÃO DA UNIDADE MICROGERADORA.....	53
4.1.3. CARGA INSTALADA.....	55
4.1.4. CÁLCULO DA POTÊNCIA .....	56
4.1.5. O SISTEMA FOTOVOLTAICO.....	56
4.1.5.1. MÓDULOS .....	56
4.1.5.2. INVERSOR.....	57
4.1.5.3. ARRANJO FV .....	57
4.1.5.4. CABEAMENTO .....	59
4.1.5.4.1. CONDUTORES CC .....	59
4.1.5.4.2. CONDUTORES CA .....	60
4.1.5.5. PROTEÇÃO .....	61
4.1.5.5.1. CHAVE SECCIONADORA.....	61

<b>4.1.5.5.2. DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO .....</b>	<b>61</b>
<b>4.1.5.6. ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA .....</b>	<b>61</b>
<b>4.2. ART E DIAGRAMA UNIFILAR .....</b>	<b>62</b>
<b>4.3. SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL COM SOFTWARE PVSYST ..</b>	<b>62</b>
<b>5. CONCLUSÃO .....</b>	<b>64</b>
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>65</b>
<b>APÊNDICE I — PLANILHA DE CÁLCULO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ESTIMADA.....</b>	<b>69</b>
<b>APÊNDICE II — DIAGRAMA UNIFILAR .....</b>	<b>70</b>
<b>ANEXO I — FOLHA DE DADOS DO PAINEL FOTOVOLTAICO</b>	<b>71</b>
<b>ANEXO II — FOLHA DE DADOS DO INVERSOR .....</b>	<b>73</b>
<b>ANEXO III — RELATÓRIO DO PVSYST .....</b>	<b>74</b>
<b>ANEXO IV — FORMULÁRIO DE IDENTIFICAÇÃO DA CENTRAL GERADORA.....</b>	<b>77</b>

## 1. INTRODUÇÃO

A energia solar fotovoltaica no Brasil vem sendo popularizada a cada ano, visto que a perspectiva do uso de materiais mais baratos e a disponibilidade no mercado internacional e nacional impulsionaram o aparecimento de novos negócios, com entrada de materiais importados advindos principalmente da China. Desta forma, observa-se uma certa pressão, tanto comercial quanto social, criada com o objetivo de tornar a tecnologia da energia solar fotovoltaica mais próxima da população.

Um forte impulsionador deste tipo de sistema energético no Brasil, e até mesmo no mundo, foi a possibilidade de geração de energia associada à rede de distribuição, pois o armazenamento deste tipo de energia é complexo e muitas vezes ineficaz. Sendo assim, os consumidores de energia elétrica passaram a ter o direito de serem mini e microgeradores, utilizando a energia fotogerada como desconto na conta de luz das residências. Esta estratégia estimulou aos consumidores instalar sistemas fotovoltaicos em suas residências, promovendo um aquecimento no mercado de equipamentos solares. Aliado a tudo isso, o governo criou linhas de créditos nos bancos estatais para financiar a compra e instalações deste tipo de sistemas.

Todas estas transformações, no entanto, devem ser regulamentadas, não só no lado financeiro como também no lado técnico, pois este tipo de instalação requer algumas minúcias que devem ser respeitadas. Apesar de um sistema fotovoltaico ter um tempo de vida útil muitas vezes maior que 20 anos, instalações inadequadas ou fora das normas podem até mesmo inutilizar o próprio sistema, o que possivelmente poderia criar uma imagem negativa da tecnologia. Assim, este trabalho apresenta uma contribuição no sentido de padronizar ações que possam seguir as normas vigentes para um melhor uso deste sistema.

### 1.1. OBJETIVO

Dimensionar e projetar um sistema de microgeração distribuída com base nas normas e legislações vigentes, tanto locais quanto nacionais, afim de se desenvolver um material de estudo que sirva de ferramenta para elaboração de projetos fotovoltaicos.

#### 1.1.1. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) revisar as normas e legislações vigentes;
- b) elaborar um plano didático para dimensionamento de sistemas fotovoltaicos para microgeração distribuída;
- c) dimensionar o sistema fotovoltaico;

- d) elaborar projeto de microgeração de acordo com as normas e legislações vigentes.

## 2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

### 2.1. A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NA ATUALIDADE

O uso de placas solares fotovoltaicas está sendo cada vez mais difundido por todo o mundo. Na maioria dos países, a necessidade por geração de energia barata e simples vem impulsionando cada vez mais esta fonte renovável de energia, bem como muitas outras fontes. Sua utilização é muito ampla, aplicando-se para bombeamento de água, iluminação pública, carregamento de baterias e também para injeção de energia na rede elétrica. Tudo isso é permitido graças a redução de custos da tecnologia fotovoltaica, que deixou de ser uma projeção para o futuro e já é uma realidade.

Um sistema de energia solar fotovoltaica é basicamente composto por um painel solar, que é responsável pela captação e conversão da radiação em energia elétrica, pelo cabeamento que irá conduzir esta energia para o destino, pelo banco de baterias, que armazenam energia, os inversores, convertendo a energia, e as demais proteções do sistema, dependendo de sua aplicação. Diante disso, pode-se então analisar o que já vem sendo utilizado no mundo para aproveitar os benefícios que a energia solar nos proporciona.

A cada dia, novas formas de utilização vão sendo consolidadas. Na França, a utilização de placas solares está sendo empregada em rodovias, com o objetivo de alimentar a iluminação pública, segundo a revista EXAME (2016) [1]. Esta é também uma forma de melhor aproveitar um espaço onde há somente a circulação de carros. Aplicações mais comuns também ganham utilizações diferentes, como o caso da nova usina solar flutuante no rio Amazonas, onde as placas solares fotovoltaicas são utilizadas para injeção de energia na rede elétrica, de acordo com o Portal Ambiente Energia (2016) [2]. Apesar de ainda servir como pesquisa, esta se apresenta como mais uma solução para o melhor aproveitamento de um certo espaço, o lago de uma usina hidrelétrica.

Além de aproveitar melhor áreas que são utilizadas para outros fins que não gerar energia elétrica, os avanços tecnológicos na área fotovoltaica são cada vez maiores. Institutos de pesquisa, como o MIT (*Massachusetts Institute of Technology*), e empresas, como a Panasonic, vêm desenvolvendo tecnologias ainda mais promissoras para o futuro. Pesquisadores do MIT desenvolveram placas solares tão finas que pesam o mesmo que bolhas de sabão, segundo a revista EXAME (2016) [3]. Projetos como este abrem muitas portas para aplicações em áreas diversas, que vão de usos domésticos a aeroespaciais. Já

a empresa Panasonic afirma ter produzido o painel fotovoltaico mais eficiente até o momento, que afirma ter uma conversão total da radiação solar de até 22,5% em energia elétrica, de acordo com o Portal Energias Renováveis (2016) [4]. Sem dúvida um avanço que só contribui para impulsionar a melhoria na tecnologia fotovoltaica.

Os avanços tecnológicos na área ajudaram a difundir bastante o uso de sistemas fotovoltaicos. Diversos países, incluindo o Brasil, desenvolvem políticas de incentivo e facilidades para implantação de fontes renováveis de energia, onde a energia solar, em alguns níveis, é a mais presente. Segundo dados de registros da ANEEL [5], o número total de instalações fotovoltaicas micro ou minigeradoras no país conectadas à rede, até agosto de 2016, era de 4054. Destas centrais geradoras, 164 estão no Ceará, onde 83 estão presentes na capital Fortaleza. Ou seja, mais de 50% das centrais geradoras foram instaladas em áreas urbanas, com o objetivo principal de reduzir os custos em energia elétrica dos consumidores. Em contrapartida, a nível mini e microgerador, o número de projetos de energia eólica somavam somente 62 instalações no Brasil, na mesma época. Apesar de compor apenas 0,01% da matriz energética do país, segundo a EPE (Empresa de Pesquisa Energética) (2015) [6], estes dados mostram que a energia solar fotovoltaica é a fonte mais presente em termos de geração distribuída.

## 2.2. INFORMAÇÕES BÁSICAS SOBRE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS CONECTADOS À REDE

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede são basicamente compostos pelos módulos, o inversor, os cabos, a estrutura metálica de fixação e as demais proteções elétricas.

### 2.2.1. MÓDULOS

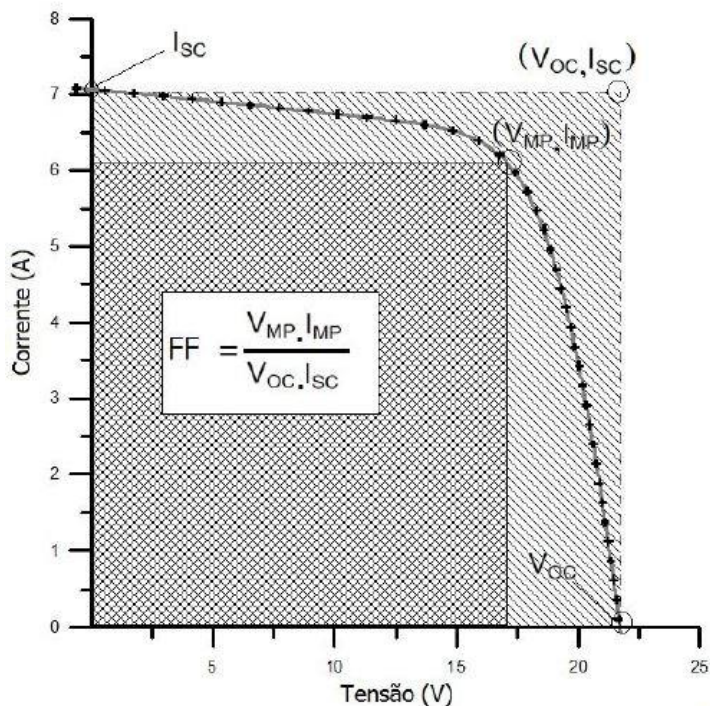
Os módulos fotovoltaicos são conjuntos de células fotovoltaicas, recobertas por materiais que são semicondutores, que captam a energia solar e convertem em energia elétrica contínua. O modo como estas células estão arranjadas é que define qual a tensão e corrente finais do módulo. Geralmente os módulos possuem cerca de 60 células fotovoltaicas conectadas em série, onde cada célula possui aproximadamente uma tensão de 0,5 a 0,8 V. Do mesmo modo, em um arranjo de módulos fotovoltaicos, sua tensão e corrente finais serão definidas pelo modo como estão conectados.

Algumas características elétricas são importantes para o entendimento do funcionamento de sistemas fotovoltaicos, definidos pelo CEPEL (2014) como [7]:

- a) **Tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ):** A tensão de circuito aberto pode ser entendida como a máxima tensão teórica que um módulo pode atingir. Quando o módulo está posicionado para o sol e seus circuitos estão abertos, pode-se medir esta diferença de potencial entre seus terminais;
- b) **Corrente de curto-circuito ( $I_{SC}$ ):** Esta corrente também pode ser entendida como a máxima corrente teórica atingida pelo módulo. Quando os terminais do módulo são fechados e conectados a um amperímetro, este mostrará o valor dessa corrente;
- c) **Tensão de Máxima Potência ( $V_{MPP}$ ):** É a tensão na qual o módulo irá trabalhar com sua máxima potência. Representa o ponto onde os valores de tensão e corrente serão combinados para o trabalho do módulo com a maior potência;
- d) **Corrente de Máxima potência ( $I_{MPP}$ ):** É a corrente na qual o módulo irá trabalhar com sua máxima potência. Representa o ponto onde os valores de tensão e corrente serão combinados para o trabalho do módulo com a maior potência;
- e) **Potência nominal ou de pico ( $W_p$ ):** É o valor de potência que caracteriza um módulo de acordo com a sua certificação. Geralmente os módulos seguem o padrão de certificação europeu, sob as STC (*Standard Test Conditions*), onde estes módulos são testados em laboratório em condições controladas de ambiente, considerando irradiância solar de  $1000 \text{ W/m}^2$ , a temperatura de  $25 \text{ }^\circ\text{C}$  e distribuição espectral para AM 1,5. A potência desempenhada por estes módulos a essas condições define sua potência de pico;
- f) **Eficiência do módulo ( $\eta$ ):** Define o quanto de energia solar o módulo consegue converter em energia elétrica;
- g) **Fator de forma ( $FF$ ):** Este valor mostra o quanto a potência de um módulo pode se aproximar da potência teórica elétrica, onde os parâmetros teóricos são  $V_{OC}$  e  $I_{SC}$ .

O ponto de máxima potência é o ponto da melhor combinação de valores entre tensão e corrente. O fator de forma ( $FF$ ) mostra a relação, conforme a figura 1:

Figura 1 — Definição de fator de forma



Fonte: CEPEL [7] (2014).

A irradiância tem influência direta na corrente do módulo. Já a temperatura afeta principalmente a tensão, apesar da pequena influência também na corrente. A influência da temperatura na tensão, corrente e potência final é expressa por três coeficientes, sendo  $\beta$ ,  $\alpha$  e  $\gamma$ , respectivamente. O valor de cada um destes coeficientes é fornecido pelo fabricante do módulo, como mostra a tabela 1, dados de um painel da marca Atersa:

Tabela 1 — Parâmetros térmicos de painel fotovoltaico

Parâmetros térmicos	
Coeficiente de Temperatura de $I_{sc}$ ( $\alpha$ )	0,04% /°C
Coeficiente de Temperatura de $V_{oc}$ ( $\beta$ )	-0,32% /°C
Coeficiente de Temperatura de P ( $\gamma$ )	-0,43% /°C

Fonte: Atersa [8] (2016).

O modo como a temperatura influencia nos cálculos do dimensionamento do sistema é representado em tópicos seguintes.

### 2.2.2. INVERSOR

O inversor, além de outras características, tem a principal função de converter a corrente contínua, proveniente das *strings* (fileiras de circuito de módulos ligados em série) dos módulos fotovoltaicos, em corrente alternada. Para tanto, este equipamento utiliza de uma série de circuitos internos de eletrônica de potência. O inversor deve ser

projetado para dissipar o mínimo de potência, evitando perdas, e deve produzir uma tensão com baixo teor de harmônicos e em sincronismo com a rede elétrica a ser conectado, na mesma frequência (Santana, 2014) [9].

Em instalações de energias renováveis, os inversores se diferenciam basicamente em dois tipos: os inversores conectados à rede, ou *Grid-Tie*, e os inversores para sistemas autônomos, ou *Off-Grid*.

Os inversores *Grid-Tie* transferem a energia diretamente para a rede elétrica de distribuição ou para transformadores de distribuição. Este transformador, dependendo do nível de geração, pode estar integrado ou não ao equipamento. Por esta característica, estes equipamentos exigem uma preocupação maior com a qualidade da energia que proverá. Para o controle desta qualidade, as distribuidoras de energia elétrica definem uma série de ajustes e requisitos, em relação a frequência e o sincronismo da corrente, para que o equipamento seja conectado à rede.

Os inversores *Off-Grid* convertem a energia de bancos de baterias ou outros tipos de sistemas autônomos. Portanto, a preocupação com a qualidade da energia transferida não é tão grande quanto para inversores *Grid-Tie*.

Alguns inversores possuem uma importante característica que maximiza a potência transferida, o seguimento de ponto de máxima potência ou *MPPT* (*Maximum Power Point Tracker*). O inversor possui um controle eletrônico que trabalha de acordo com a curva de potência  $I \times V$ , de modo que a corrente e a tensão sejam ajustadas para que seja entregue a maior potência possível, de acordo com as condições submetidas. Se há por exemplo um leve sombreamento, ocasionado por uma nuvem ou alguma sujeira no painel, a tensão será afetada e o sistema *MPPT* trabalhará para o correto ajuste da corrente de modo a maximizar a potência.

Algumas características elétricas dos inversores são importantes para entender o seu funcionamento e são descritas a seguir, de acordo com CEPEL (2014) [7]:

- a) **Potencia nominal de saída:** indica a potência de saída que o inversor pode prover a carga em regime contínuo. Em sistemas conectados à rede, a potência de saída do inversor está diretamente relacionada a potência dos módulos fotovoltaicos;

- b) **Taxa de utilização:** é o número de horas que o inversor poderá fornecer energia operando com sua potência nominal;
- c) **Tensão de entrada:** representa a faixa de tensão em que o inversor pode receber energia elétrica. Esta tensão de entrada pode tanto ter uma faixa em que o inversor funciona quanto uma faixa em que ele trabalha no regime *MPPT*. A faixa *MPPT* de trabalho é, conseqüentemente, uma faixa menor de tensão;
- d) **Tensão de saída:** é a faixa de tensão na qual a energia é entregue à rede elétrica pelo equipamento. Essa tensão de saída é regulável na maioria dos equipamentos. Os ajustes tanto da tensão quanto da frequência são feitos de acordo com as recomendações da distribuidora local;
- e) **Fator de potência:** caracteriza a potência que está sendo transferida. Fatores de potência mais próximos de 1 maximizam a corrente que está sendo transferida, diminuindo as perdas. A faixa de fator de potência permitida pela distribuidora também é configurável no equipamento;
- f) **Autoconsumo ou consumo sem carga:** é a potência que o inversor utiliza para assegurar o seu funcionamento, quando não há cargas consumindo. Alguns inversores possuem um sistema de monitoramento de cargas e funcionam efetivamente somente quando as cargas estão conectadas a ele, reduzindo assim o consumo;
- g) **Grau de proteção (IP):** o grau de proteção ou *Ingress Protection* indica o quanto o equipamento é protegido da entrada de poeira, corpos estranhos ou do próprio contato interno com partes móveis do equipamento. Este grau também classifica o quanto de proteção há para o contato de pessoas com partes energizadas sem isolamento. Este varia de acordo com o ambiente no qual o equipamento está instalado. Normalmente, para ambientes desabrigados, o grau é *IP54* e, para ambientes abrigados, *IP20*.

O dimensionamento do inversor é feito simultaneamente ao dos módulos fotovoltaicos, visto que suas características elétricas são diretamente relacionadas.

### 2.2.3. ESTRUTURA METÁLICA E CABEAMENTO

A estrutura metálica serve para suportar os módulos no local de instalação. Geralmente são instaladas em telhados, no caso de microgeração. São estruturas de alumínio com encaixe para os módulos fotovoltaicos e de fácil instalação em telhados. O cabeamento utilizado para estes sistemas é dimensionado da mesma forma que para instalações elétricas residenciais.

### 2.3. INTRODUÇÃO A LEGISLAÇÃO VIGENTE

No estado do Ceará há somente uma empresa responsável pelo sistema de distribuição de energia elétrica, a atual Enel Distribuição Ceará, que existe desde 2016, antiga Coelce (Companhia Energética do Ceará). Para que um sistema de microgeração de energia tenha acesso à rede elétrica do estado, é necessário que este cumpra os requisitos estabelecidos pela norma da Coelce, NT-010/2012, que rege os requisitos para conexão unidades de micro e minigeração distribuída ao sistema elétrico. Esta norma tem como referência as resoluções normativas N° 414 e N° 482 da ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), o PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), as normas brasileiras NBR 5410, NBR 10068, NBR 14039, e outras normas estabelecidas pela própria Coelce (atual Enel), NT-001, NT-002 e NT-008. Estão listados os títulos de cada documento abaixo:

a) legislação da ANEEL:

- Resolução Normativa N° 414, de 9 de setembro de 2010 - Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica;
- Resolução Normativa N° 482, de 17 de abril de 2012 - Acesso de microgeração e minigeração distribuídas aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica;
- PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.

b) normas brasileiras:

- NBR 5410, Instalações Elétricas de Baixa Tensão;
- NBR 10068, Folha de desenho - Leiaute e dimensões - Padronização;
- NBR 14039, Instalações Elétricas de Média Tensão de 1,0 kV a 36,2 kV;

c) documentos técnicos da Coelce:

- NT-001, Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Secundária de Distribuição;
- NT-002, Fornecimento de Energia Elétrica em Tensão Primária de Distribuição;
- NT-008, Conexão de Central Geradora de Energia ao Sistema Elétrico da Coelce.

Todos estes documentos têm como objetivo regularizar o fornecimento de energia elétrica, de modo que esta tarefa possua um padrão e qualidade estabelecidos.

### 2.3.1. DIRETRIZES A SEREM SEGUIDAS BASEADAS NAS NORMAS E LEGISLAÇÕES

#### 2.3.1.1. RESOLUÇÕES DA ANEEL Nº 482 E Nº 687

Em 2012 a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou uma resolução normativa, a Resolução Normativa Nº 482, para reger a chamada geração distribuída de energia elétrica. Este termo, de acordo com o Instituto Nacional de Eficiência Energética, INEE, é enunciado como “Geração Distribuída (GD) e é uma expressão usada para designar a geração elétrica realizada junto ou próxima do(s) consumidor(es) independente da potência, tecnologia e fonte de energia.”

A partir desta resolução, definiu-se como microgeração distribuída a central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes renováveis ou de cogeração qualificada de energia, regulamentada pela ANEEL. Definiu também como minigeração distribuída como a central geradora de energia elétrica com potência instalada maior que 100 kW e menor ou igual a 1 MW. Em 2015, uma nova resolução da ANEEL, Resolução Normativa Nº 687, atualizou alguns itens da resolução nº 482, incluindo as definições de microgeração e minigeração distribuídas. A partir desta resolução, os limites de potência passaram a ser de até 75 kW para ser caracterizada como microgeração distribuída e entre 75 kW a 3 MW de potência instalada para se caracterizar como minigeração distribuída.

Estas resoluções surgiram de uma necessidade que o setor elétrico do Brasil e do mundo apresenta, de incentivar cada vez mais a presença de fontes renováveis de energia na matriz energética. Ao normatizar a geração distribuída de energia elétrica, o setor passa

a regularizar e incentivar a instalação de placas solares e geradores eólicos em empresas e residências, por exemplo.

Foi estabelecido também pela resolução nº 482 o Sistema de Compensação de energia elétrica. Este é apresentado como mais um incentivo a geração distribuída de energia, pois permite que uma UG (Unidade Geradora) que gere mais energia do que consome, possa emprestar de forma gratuita a energia gerada excedente à distribuidora, de modo que, quando necessitar, poderá consumir esta quantidade de energia que terá na forma de crédito. As UGs podem utilizar este crédito de energia em até 60 meses. As UCs (Unidades Consumidoras) que podem aderir ao sistema de compensação devem possuir um sistema de microgeração ou minigeração distribuída ou, além disso, devem se encaixar em uma das três exigências: ser integrante de um empreendimento que possui múltiplas unidades consumidoras, como condomínios ou prédios; se caracterizar como geração compartilhada, quando várias UCs se juntam para se beneficiarem de um mesmo sistema gerador de energia elétrica; se caracterizar como autoconsumo remoto, ou seja, quando uma UC pode se beneficiar do excedente de energia elétrica gerado em uma outra UG, de localidade diferente, mas que seja de propriedade da mesma pessoa física ou jurídica.

Deste modo, o consumidor de energia elétrica que instalar um sistema microgerador ou minigerador de energia elétrica em seu imóvel, poderá se beneficiar sustentavelmente e minimizar financeiramente os gastos com consumo de energia elétrica. As faturas de energia elétrica não podem ser reduzidas a zero, pois a resolução normativa também define que deve ser cobrada a cada consumidor uma taxa mínima, referente ao custo de disponibilidade para consumidores de baixa tensão ou da demanda contratada para consumidores de média tensão.

Em 2015, a publicação pela ANEEL da nova Resolução Normativa Nº 687 se definiu apenas como uma atualização para a antiga resolução Nº 482, onde algumas informações e diretrizes foram revisadas e alguns outros tópicos foram inseridos, como as definições de geração compartilhada, para sistemas instalados em condomínios e sistema de autoconsumo remoto, onde passa a ser regularizada a compensação energética para unidades consumidoras pertencentes à mesma Pessoa Jurídica ou Pessoa Física.

### 2.3.1.2. NORMA TÉCNICA NT-010 ENEL

Diante da normatização nacional por meio da resolução normativa nº 482 da ANEEL, estabelecendo e regularizando a geração distribuída de energia elétrica, as distribuidoras de energia precisaram se adequar para que os consumidores pudessem começar a gerar sua própria energia elétrica, ou seja, pudessem passar a se tornarem UGs. Para tanto, no final do ano de 2012, a então distribuidora de energia elétrica do estado do Ceará, Coelce, publicou a norma técnica NT-010, estabelecendo os critérios técnicos para conexão de sistemas microgeradores e minigeradores à rede elétrica. O objetivo desta norma é “Estabelecer as condições de acesso e definir critérios técnicos, operacionais e requisitos de projetos aplicáveis à conexão de micro e minigeração distribuída ao sistema de distribuição da Enel, de forma a garantir que ambos os sistemas, após a conexão, operem com segurança, eficiência, qualidade e confiabilidade. ”.

A NT-010 descreve todo o procedimento que o acessante, consumidor que solicita conectar sua central geradora à rede, deve seguir para se conectar. Como estabelecido nas normas NT-001 (baixa tensão) e NT-002 (média tensão) da própria Coelce, a forma de conexão deve obedecer ao descrito na tabela 2:

Tabela 2 — Formas de conexão ao sistema elétrico

<b>Carga instalada</b>	<b>Tensão Nominal</b>	<b>Sistema elétrico</b>
$\leq 10 \text{ kW}$	220 V	Baixa Tensão (monofásico)
$> 10 \text{ kW e } \leq 75 \text{ kW}$	380 V	Baixa Tensão (trifásico)
$> 75 \text{ kW e } \leq 3 \text{ MW}$	13800 V	Média Tensão

Fonte: Coelce [10] (2012).

As tensões de 220 V e 380 V são classificadas como Tensões Secundárias de Distribuição. Já a tensão de 13,8 kV é classificada como Tensão Primária de Distribuição.

É importante também que o acessante se atente para a potência a ser instalada da central geradora, visto que é estabelecido no item 6.1.2 da NT-010 que a máxima potência instalada deve ser menor ou igual ao valor da carga instalada para consumidores de baixa tensão ou menor ou igual ao valor da demanda contratada para consumidores de média tensão.

O procedimento para conexão à rede se dá em cinco etapas principais:

- a) solicitação de acesso;
- b) parecer de acesso;

- c) estabelecimento do relacionamento operacional ou acordo operativo;
- d) vistoria;
- e) aprovação do ponto de conexão.

Para a Solicitação de Acesso o acessante deve apresentar à Enel o projeto da central geradora a ser instalada, de acordo com as exigências da NT-010, e preencher o formulário de solicitação. A distribuidora analisará a solicitação e, caso haja pendências a serem resolvidas no projeto, o acessante tem 60 dias para reapresentar o projeto com as pendências resolvidas.

A Enel irá emitir um Parecer de Acesso se o projeto apresentado pelo acessante estiver totalmente de acordo com os critérios da norma técnica. Nesta etapa, a distribuidora informará as condições relacionadas ao acessante para que seja possível a conexão à rede. A Enel tem um prazo de 30 dias para fornecer o Parecer de Acesso caso a conexão não necessite de obras de reforço na rede elétrica ou 60 dias caso obras de reforço sejam necessárias. As obras de reforço na rede elétrica são de responsabilidade da distribuidora, sem ônus para o acessante.

A próxima etapa é o ajustamento do Acordo Operativo, para microgeradores, e do Relacionamento Operacional, para minigeradores. Estes dois acordos são firmados de acordo com as normas estabelecidas no PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrica Nacional), documento de autoria da ANEEL, módulo 3, que tem como objetivo, de acordo com ANEEL [11]:

Estabelecer as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição, não abrangendo as Demais Instalações de Transmissão – DIT, e definir os critérios técnicos e operacionais, os requisitos de projeto, as informações, os dados e a implementação da conexão, aplicando-se aos novos acessantes bem como aos existentes.

O Acordo Operativo e o Relacionamento Operacional são documentos que possuem a mesma função, diferenciando-se pela relação ao tipo de geração distribuída, micro ou minigeração, respectivamente. De acordo com a ANEEL [11], o acordo operativo é o documento que complementa as definições, atribuições, responsabilidades e procedimentos técnicos, operacionais e administrativos necessários ao relacionamento operacional entre as partes, levando em consideração as particularidades de cada ponto de conexão. A mesma definição é aplicável ao Relacionamento Operacional.

As diretrizes para a elaboração de cada um destes documentos estão descritas, na íntegra, no PRODIST, módulo 3. Estes documentos tem um prazo de 90 dias para serem firmados entre as partes (acessante e acessada).

A vistoria será feita no prazo máximo de 30 dias, pela distribuidora, após a solicitação do acessante, e o relatório de vistoria será emitido em até 15 dias. Para solicitar a vistoria, o acessante deve apresentar o relatório de comissionamento da obra, assinado pelo engenheiro responsável, contendo todos os resultados dos testes realizados e os desenhos do projeto com ponto de conexão, além da ART (Anotação de Responsabilidade Técnica) emitida pelo CREA. Caso a distribuidora detecte algum problema, o acessante deve saná-lo e solicitar uma nova vistoria.

A distribuidora aprovará o ponto de conexão e liberará sua operação em até 7 dias, após a vistoria aprovada. Porém, a efetivação da conexão também está sujeita aos prazos das obras de reforço, quando necessárias, de acordo com o parecer de acesso.

### 3. METODOLOGIA

A metodologia desenvolvida neste trabalho foi baseada na elaboração de passos que adotam procedimentos padrões para elaboração de um projeto.

#### 3.1. MODELO DE PROJETO

Como estabelecido na norma técnica NT-010, o projeto a ser entregue à distribuidora deve conter, obrigatoriamente, algumas informações específicas. O projeto deve ser apresentado, durante a etapa de solicitação de acesso, contendo no mínimo 3 vias, no formato A3. O principal documento que deve estar presente é o memorial descritivo. Fora isso, uma série de desenhos e diagramas referentes ao projeto também devem estar presentes. De acordo com a NT-010 (Coelce, 2012) [10], os pré-requisitos que devem ser obedecidos pelo projeto, ao ser apresentado à distribuidora, são:

Deve ser apresentado projeto, durante a solicitação de acesso, contendo no mínimo 3 vias, no

formato A3, com as seguintes informações:

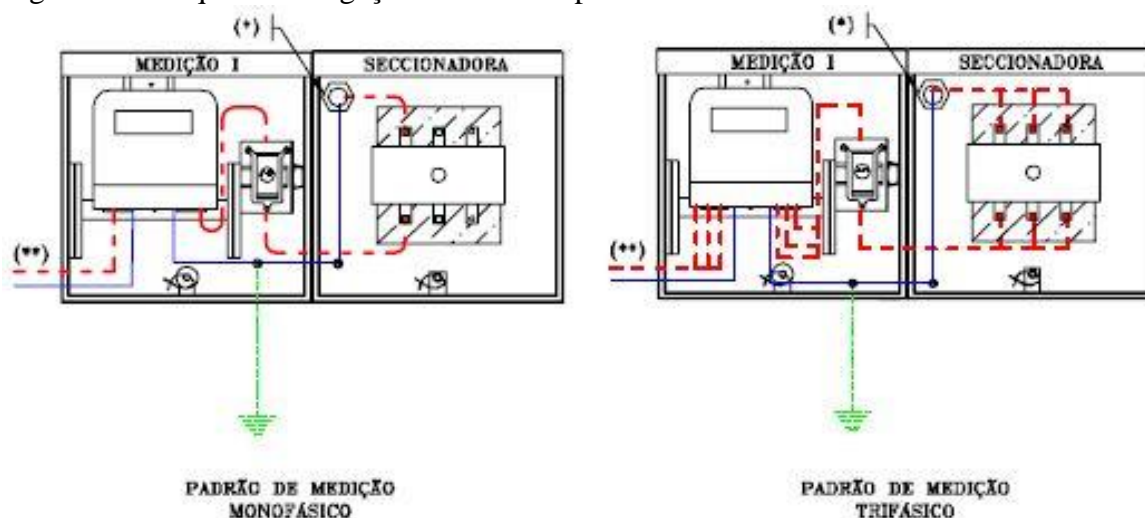
- a) memorial descritivo assinado por engenheiro responsável contendo:
  - atividade desenvolvida na unidade consumidora;
  - data da previsão para ligação;
  - quadro de carga instalado;
  - quadro de geração instalado;
  - demonstrativo do cálculo da demanda efetiva;
  - demonstrativo do cálculo de geração;
  - manual do inversor e do relé de proteção;
  - cálculo de queda de tensão;
  - cálculo da coordenação e seletividade da proteção.
- b) anotação de responsabilidade técnica do projeto – ART emitida pelo CREA;
- c) licença emitida pelo órgão responsável pela preservação do meio ambiente, quando a unidade consumidora localizar-se em área de preservação ambiental;
- d) demais licenças urbanística/ambiental, caso haja;
- e) os desenhos devem ser apresentados em papel, a partir de impressoras gráficas com dimensões padronizadas pela NBR 10068;
- f) planta de situação em escala ou com todas as dimensões (cotas) necessárias para análise do projeto, contendo localização do ponto de conexão pretendido, incluindo as ruas adjacentes ou acessos e algum ponto de referência significativo. A localização do possível ponto de conexão deve ser identificada na planta de situação, através de coordenadas geográficas em latitude e longitude (X, Y UTM);
- g) a planta de situação deve conter os limites da propriedade da unidade consumidora, indicando as edificações ou propriedades adjacentes e indicando os afastamentos mínimos de segurança, conforme desenho 010.05.
- h) na planta de situação da alínea “f” devem ser indicados, quando houver, linhas de distribuição alta, média e baixa tensão, ferrovias, rodovias, gasodutos, rios, açudes e lagoas;
- i) diagrama unifilar e esquema de proteção;
- j) formulário de registro preenchido e assinado conforme Anexo B e Anexo C.

Os Anexos B e C da NT-010 são preenchidos para usina eólica (B) e centrais geradoras solar ou termelétrica (C). O Anexo C, que se encaixa no contexto do presente trabalho, está contido no ANEXO IV.

Além dos parâmetros de projeto, deve-se seguir os padrões de entrada à rede elétrica, estabelecidos pela norma NT-010 (Coelce, 2012) [10]:

- a) deve-se instalar corretamente uma chave seccionadora, dentro de uma caixa de proteção, de modo que fique no limite da via pública, proporcionando fácil acesso para a Enel;
- b) as ligações devem ser feitas de acordo com a figura 2:

Figura 2 — Esquema de ligação de medidor para baixa tensão



**LEGENDA:**

- FASE
- NEUTRO
- TERRA
- (\*) VAI PARA UNIDADE CONSUMIDORA
- (\*\*) REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Fonte: Coelce (2012).

A UC deve ainda respeitar alguns requisitos mínimos de proteção em sua instalação elétrica, de acordo com a NT-010 (Coelce, 2012) [10]:

A unidade consumidora com microgeração instalada deve possuir no mínimo os seguintes elementos de proteção:

- a) disjuntor termomagnético instalado no padrão de entrada;
- b) chave seccionadora de abertura visível, acessível à Coelce e instalada no limite da propriedade com a via pública;
- c) elemento de desconexão acionado por proteção. Este dispositivo pode ser parte integrante do inversor;

- d) proteção de subfrequência e sobrefrequência;
- e) proteção de subtensão e sobretensão;
- f) sincronismo;
- g) anti-ilhamento.

As funções de proteção descritas nas alíneas “c”, “d”, “e”, “f” e “g” podem ser implementadas no inversor ou em um relé multifunção capaz de operar o elemento de desconexão.

Alguns destes requisitos mínimos estão descritos a seguir (Santana, 2014) [9]:

- a) **Elemento de desconexão:** Chave seccionadora sob carga, que deve ser instalada em local visível e acessível concessionária, conhecida como Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV) instalado após medidor de energia elétrica, a qual pode operá-la para garantir a desconexão da central geradora em operações em manutenção na rede;
- b) **Proteção de sub e sobre frequência:** Estas proteções já se encontram embutidas no inversor e, havendo qualquer anormalidade na rede elétrica desse tipo, o inversor isola a conexão com a rede e inibe o religamento, até que a frequência e outros parâmetros elétricos se encontrem em níveis normais novamente;
- c) **Proteção de sub e sobretensão:** Assim como no caso anterior, as proteções já estão embutidas no inversor. Havendo qualquer anormalidade na rede elétrica deste tipo, o inversor isola a conexão com a rede e inibe o religamento até que a tensão e outros parâmetros elétricos se encontrem em níveis normais novamente;
- d) **Anti-Ilhamento:** O inversor deve ter a capacidade de desacoplar-se da rede através de proteção anti-ilhamento, sempre que houver desligamento da rede da concessionária. Esta proteção é necessária pois a concessionária não tem como controlar a tensão e a frequência do sistema ilhado, e a mesma pode ser responsabilizada por eventuais danos causados aos equipamentos. Além disso, o ilhamento pode causar danos aos operários das concessionárias que estiverem trabalhando na linha de distribuição;
- e) **Sincronismo:** O inversor conectado à rede emula a tensão da mesma definindo a frequência de comutação interna, a fim de maximizar a produção dos arranjos de painéis fotovoltaicos. Diante disso, o inversor sempre está em sincronismo e, uma vez que a referência de tensão sai dos parâmetros estabelecidos, o inversor isola o circuito da planta e da rede, interrompendo a produção. A sincronização e religamento do sistema são

feitos de forma automática, assim que o inversor reunir condições operativas normais.

A medição da energia elétrica é feita através da instalação do medidor bidirecional, que mede a quantidade de energia elétrica gerada e consumida. A instalação é feita pela concessionária, sem ônus para o acessante.

Os ajustes das proteções devem ser feitos de acordo com as tabelas 3 a 6:

Tabela 3 — Ajustes de sobre e subtensão

Faixa de tensão no ponto de conexão [V]	Tempo de desconexão [s]
TL > 231	0,2 s
$189 \leq TL \leq 231$	Operação Normal
TL < 189	0,4 s

Fonte: Coelce [10] (2012).

Tabela 4 — Ajustes dos limites de frequência (sobre e subfrequência)

Faixa de frequência no ponto de conexão (Hz)	Tempo de desconexão [s]
$f \leq 56,5$	Instantâneo
$56,5 < f \leq 57,5$	5
$57,5 < f \leq 58,5$	10
$f < 59,5$	30
$59,9 < f \leq 60,1$	Operação normal
$f > 60,5$	30
$63,5 < f \leq 66$	10
$f \geq 66$	Instantâneo

Fonte: Coelce [10] (2012).

Tabela 5 — Ajustes dos limites de distorção harmônica

Harmônicas ímpares	Limites de distorção
3° a 9°	< 4,0%
11° a 15°	< 2,0%
17° a 21°	< 1,5%
23° a 33°	< 0,6%
Harmônicas Pares	Limites de distorção
2° a 8°	< 1,0%
10° a 32°	< 0,5%

Fonte: Coelce [10] (2012).

Tabela 6 — Ajustes do Limite do Fator de Potência

<b>Potência Nominal - Pn</b>	<b>Faixa de fator de potência</b>	<b>Fator de potência configuração em fábrica</b>
$3 \text{ kW} < P_n \leq 6 \text{ kW}$	0,95 indutivo – 0,95 capacitivo	1

Fonte: Coelce [10] (2012).

## 3.2. PROCEDIMENTO

### 3.2.1. IDENTIFICAÇÃO DA UC E CÁLCULO DA POTÊNCIA DO SISTEMA

Para o início do procedimento de dimensionamento solar fotovoltaico, é necessário se conhecer o cliente com o qual se vai trabalhar. O primeiro passo então é a identificação do cliente. Deve-se analisar a fatura (figura 3) da conta de energia:

Figura 3 — Fatura de energia elétrica

The image shows a Coelce electricity bill with the following sections and fields:

- Header:** "Nº DO CLIENTE" (highlighted in yellow), Coelce logo, address: "Rua Padre Valdeiros, 150 - CEP 60135-040 - Fortaleza-CE", CNPJ: 07.047.251/0001-70 - CGF 06.105.848-3, and a note about the Tarifa Social de Energia Elétrica.
- Service Information:** "CONTA DE ENERGIA ELÉTRICA | GRUPO B | SÉRIE B-4 | N°", "Rota", "Nome", "End. Postal", "Data de Emissão".
- Measurement and Billing:** "Medidor", "Classe", "RG / CPF / CNPJ" (highlighted in red), "Nome do Responsável" (highlighted in red), "Poste", "Fator de Potência", "CGF".
- Payment and Continuity:** "DATAS" (Mês de Referência, Data da Apresentação, Previsão Próx. Leitura), "INDICADORES DE CONTINUIDADE" (Conjunto, Mês).
- Taxes:** "ICMS" (Base de Cálculo (R\$), Alíquota, Valor do Imposto), "ÁREA RESERVADA AO CONTROLE FISCAL" (DIC, FIC, DMIC).
- Consumption and Billing:** "INFORMAÇÕES SOBRE O FATURAMENTO DO CONSUMO" (Leit. Atual, Leit. Anterior, Const., Consumo (kWh), Cons. Ind., Cons. Fat., Tarifa (R\$/kWh), Valor (R\$)).
- Summary Table:** "DESCRIÇÃO" and "VALOR (R\$)".

Fonte: Coelce (2016).

A análise da fatura de energia mostrará o quanto em média é consumido de energia elétrica mensalmente por esta unidade consumidora (UC). Esta média é calculada baseando-se no histórico de consumo do último ano, que vem discriminado na fatura, em kWh de energia. De acordo com a resolução 482 da ANEEL, Art. 4º, parágrafo 1º, a potência máxima a ser instalada da unidade geradora (UG) deverá ser igual a potência disponibilizada para a UC.

A conta de energia mostrará também o tipo de fornecimento de energia para aquele estabelecimento, podendo ser monofásico, bifásico ou trifásico, e ainda residencial, rural, de iluminação pública, demais classes, alta ou baixa tensão, de acordo com os subgrupos

“A” ou “B”, dependendo da devida aplicação (ANEEL, 2010) [12]. Cada tipo de fornecimento pode ter uma tarifa sobre a energia com valor diferente. Além disso, o valor mínimo a ser pago pelo consumidor mensalmente, chamado Custo de Disponibilidade, também varia de acordo com o tipo de fornecimento. A ANEEL (2010) [12] determina os seguintes valores mínimos para os devidos tipos de fornecimento:

- a) Valor em moeda referente a 30 kWh, de acordo com a tarifa local, para consumidores monofásicos ou bifásicos a 2 condutores;
- b) Valor em moeda referente a 50 kWh, de acordo com a tarifa local, para consumidores bifásicos a 3 condutores;
- c) Valor em moeda referente a 100 kWh, de acordo com a tarifa local, para consumidores trifásicos.

A partir da análise do consumo pode-se começar o dimensionamento do sistema FV. Há dois modos de se começar o dimensionamento: considerando que o cliente terá de pagar o Custo de Disponibilidade; e desconsiderando o Custo de Disponibilidade. Do primeiro modo, poderá ser dimensionado um sistema que o cliente consiga suprir toda a energia consumida normalmente, sem nenhum excedente de geração. Já no segundo modo, o cliente poderá suprir toda a energia que é consumida normalmente, além de possuir ainda um excedente de geração, por conta da obrigatoriedade de se pagar o valor mínimo do Custo de Disponibilidade. Os dois tipos de dimensionamento ficam mais claros no exemplo a seguir:

“Um consumidor residencial monofásico consome em média 50 kWh de energia elétrica por mês e deseja instalar um sistema microgerador solar FV em sua residência. Por obrigatoriedade, este consumidor deve pagar o valor referente a 30 kWh mensais (referente ao Custo de Disponibilidade). Logo, o engenheiro pode dimensionar um sistema FV com potência nominal de geração de energia de até 20 kWh (diferença entre 50 kWh consumidos e os 30 kWh obrigatórios a serem pagos), o que irá baratear um pouco o projeto. Por outro lado, este mesmo cliente possui um outro imóvel e deseja abater parte do consumo de energia do segundo imóvel com o excedente da geração no primeiro. Pela legislação, o cliente pode instalar um sistema FV com potência no máximo igual a carga instalada da unidade consumidora onde será implantada. Assim, este cliente pode optar por instalar um sistema que possa suprir os 50 kWh de energia mensais, e o excedente (que seriam 30 kWh) poderia ser utilizado para abater do consumo do segundo imóvel.”.

Após decidido que modo de dimensionamento irá se adotar, pode-se começar os cálculos de potência. Primeiramente é necessário estimar quantas Horas de Sol Pleno (HSP) a área determinada possui em média, por dia. Esta grandeza permite calcular o número de horas diárias que a irradiância solar permanece constante e igual a 1000 W/m<sup>2</sup> (CEPEL, 2014) [7]. Este é um dado importante para se estimar a produção dos painéis com um valor próximo de sua potência nominal, visto que estes são equipamento regulamentados para este valor de irradiação solar (entre outros fatores). O cálculo das HSP é dado pela equação 1:

$$HSP\left[\frac{h}{dia}\right] = \frac{Irradiação\ média\ local\ \left[\frac{kWh}{m^2}\right]}{1\left[\frac{kW}{m^2}\right]} \quad (1)$$

Algumas fontes, nacionais e internacionais, podem ser utilizadas como banco de dados de irradiação solar. Entre elas destacam-se: SWERA (*Solar and Wind Energy Resource Assessment*); NASA *Atmospheric Science Data Center*; *SunData*; Atlas Solarimétrico do Brasil; Atlas Brasileiro de Energia Solar. O utilizado neste trabalho é o *SunData*, um serviço online gratuito de banco de dados para o território nacional brasileiro e alguns países limítrofes.

Utilizando-se a média de consumo de energia elétrica, calculada a partir do histórico de consumo do último ano, calcula-se qual seria aproximadamente a potência nominal de geração de energia elétrica do sistema FV a ser projetado. Pela equação 2 tem-se:

$$Pot[kW] = \frac{E_{consumida-média} [kWh]}{N^{\circ} dias-mês * N^{\circ} horas HSP [h]} \quad (2)$$

Em que:

$E_{consumida-média}$  é a média de consumo de energia no último ano;

$N^{\circ} dias-mês$  é a quantidade de dias do mês;

$N^{\circ} horas HSP$  é a quantidade de horas em que a irradiação solar é constante e igual a 1000 W/m<sup>2</sup>, no dia.

### 3.2.2. LEVANTAMENTO DO QUADRO DE CARGAS E CÁLCULO DA DEMANDA EFETIVA E DO FATOR DE CARGA

O levantamento do quadro de cargas deve ser feito juntamente ao cliente, identificando todas as cargas presentes na UC, desde eletrodomésticos a lâmpadas. O levantamento deve ser feito determinando-se a potência de cada carga e a sua quantidade de horas de funcionamento, afim de se obter os valores aproximados de potência e energia consumida mensalmente. Para auxiliar nesta tarefa, o uso da tabela 7 é cooperante:

Tabela 7 — Quadro de cargas

<b>QUADRO DE CARGAS</b>					
CARGA	Quantidade	Dias/mês	Potência [W]	Horas/dias	Energia/mês [kWh]
Eletrodoméstico 1	X1	A1	B1	C1	X1*A1*B1*C1
Eletrodoméstico 2	X2	A2	B2	C2	X2*A2*B2*C2
Lâmpada Tipo 1	X3	A3	B3	C3	X3*A3*B3*C3
Lâmpada Tipo 2	X4	A4	B4	C4	X4*A4*B4*C4
Carga 1	X5	A5	B5	C5	X5*A5*B5*C5
Carga 2	X6	A6	B6	C6	X6*A6*B6*C6
Total		Potência	<b>Y kW</b>	Energia	<b>Z kWh</b>

Fonte: próprio autor.

Sendo a potência final a soma das potências, multiplicadas pela devida quantidade de cargas, e a energia consumida sendo a soma da energia consumida por cada carga.

De posse destes valores, pode-se calcular a Demanda Efetiva da UC. De acordo com a NT-002, publicada Coelce, a Demanda Média se define como a “média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado.”. A Demanda Efetiva, em sistemas microgeradores de tensão secundária de distribuição (220 V ou 380 V), possui a mesma definição da Demanda Média e é calculada pela equação 3, considerando-se um mês padrão que possui 720 horas:

$$D_{\text{efetiva}} [\text{kW}] = \frac{\text{Energia consumida}[\text{kWh}]}{720 \text{ horas}} \quad (3)$$

O fator de carga (FC) é definido, segundo a NT-001, publicada Coelce, como a “razão entre a demanda média e a demanda máxima da unidade consumidora ocorridas

no mesmo intervalo de tempo especificado.”. Portanto, a Demanda Máxima, em sistemas microgeradores de tensão secundária de distribuição (220 V ou 380 V), será a soma das potências das cargas presentes na UC. Portanto, o Fator de Carga é calculado pela equação 4:

$$FC = \frac{\text{Defetiva [kW]}}{720 \text{ horas}} = \frac{\text{Energia consumida[kWh]}}{\text{Potência das cargas[kW]} \times 720 \text{ horas}} \quad (4)$$

É importante lembrar que os cálculos de Demanda para os sistemas minigeradores (acima de 75 kW de potência) utilizam equações diferentes, principalmente pelo fato destes sistemas serem alimentados em média tensão ou Tensão Primária de Distribuição (13,8 kV).

De acordo com a NT-010, item 6.1.2, o valor máximo de potência que o sistema microgerador pode ter é o valor da potência do quadro de cargas ou a potência das cargas. Deve-se então fazer uma comparação entre o valor da potência do sistema FV inicialmente estipulado, baseada no histórico de consumo de energia, e o valor da potência das cargas, que não pode ser excedido. Com esta comparação, chega-se à conclusão de qual o valor de potência será utilizado.

### 3.2.3. DIMENSIONAMENTO DE MATERIAL

#### 3.2.3.1. DIMENSIONAMENTO DO MÓDULO FOTOVOLTAICO

##### 3.2.3.1.1. QUANTIDADE DE MÓDULOS

Conhecendo-se a potência a qual o sistema possuirá, pode-se dimensionar a quantidade de módulos que serão utilizados. A escolha do módulo é feita de acordo com a disponibilidade para o projetista. Com os dados técnicos do módulo, calcula-se a quantidade de módulos, de acordo com a equação 5:

$$N_{\text{módulos}} = \frac{Pot_{\text{sistema FV}}}{Pot_{\text{módulo}}} \quad (5)$$

Em que:

$N_{\text{módulos}}$  é a quantidade de módulos que possuirá o sistema;

$Pot_{\text{sistema FV}} [kW]$  é a potência a qual o sistema será dimensionado;

$Pot_{\text{módulo}} [kW]$  é a potência nominal de cada módulo.

A potência nominal do módulo pode ser encontrada em seu *datasheet*, ou etiqueta de dados técnicos, onde se encontram também outros dados importantes para o

dimensionamento. O número de módulos deve ser inteiro. Para garantir que a potência dos módulos suprirá a energia necessária, o número deve ser sempre arredondado para cima. Assim, a potência dos módulos do sistema será calculada pela equação 6:

$$Pot_{modFV} = N_{módulos} * Pot_{módulo} \quad (6)$$

Em que:

$N_{módulos}$  é a quantidade de módulos que possuirá o sistema;

$Pot_{modFV}[kW]$  é a potência do arranjo de módulos;

$Pot_{módulo}[kW]$  é a potência nominal de cada módulo.

### 3.2.3.1.2. TEMPERATURA DE OPERAÇÃO DOS MÓDULOS

Os módulos fotovoltaicos possuem desempenhos diferentes dependendo da temperatura em que estão trabalhando. Segundo Santana (2014) [9], “A potência de saída é inversamente proporcional ao aumento da temperatura, ou seja, maior temperatura incorre num decréscimo de tensão e por consequência também de potência de saída [...]”. Assim, cada módulo possui um coeficiente térmico ( $K_t$ ) que determinará quais as suas temperaturas de operação. Este coeficiente é dado pela equação 7:

$$K_t = \frac{NOCT-20}{800} \quad (7)$$

Em que:

$K_t$  é o coeficiente térmico;

$NOCT$  é um dado de temperatura fornecido pelo fabricante do módulo;

20 é a temperatura definida para  $NOCT$ ;

800 é a irradiância definida para  $NOCT$ .

A  $NOCT$  (*Nominal Operating Cell Temperature*) é outro padrão seguido, como a  $STC$ , porém estabelece valores diferentes para temperatura (20°C) e irradiância (800 W/m<sup>2</sup>) padrões.

Através do coeficiente térmico do módulo, utiliza-se a equação 8 para determinar as temperaturas de operação:

$$T_{mod} = T_{amb} + K_t * G \quad (8)$$

Em que:

$T_{mod}[^{\circ}C]$  é a temperatura de operação do módulo;

$T_{amb}[^{\circ}C]$  é a temperatura ambiente no momento;

$K_t$  é o coeficiente térmico;

$G \left[ \frac{W}{m^2} \right]$  é a irradiância média do local.

A temperatura de operação afetará diretamente os valores de tensão do módulo. Desta forma, para uma dada temperatura de operação, calcula-se a nova tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) pela equação 9:

$$\beta = \frac{V_{OC(T)} - V_{OC-STC}}{T - 25} \text{ ou}$$

$$V_{OC-T} = V_{OC-STC} * (1 + \beta * (T_{mod} - 25)) \quad (9)$$

Em que:

$V_{OC-T} [V]$  é a tensão de circuito aberto a uma dada temperatura do módulo;

$V_{OC-STC} [V]$  é a tensão de circuito aberto na *STC*;

$\beta$  é o coeficiente de queda de tensão por temperatura do módulo;

$T_{mod} [^{\circ}C]$  é a temperatura em que o módulo se encontra;

$25 [^{\circ}C]$  é a temperatura do módulo na *STC*.

Do mesmo modo, a tensão de pico é corrigida para a temperatura de operação, calculada pela equação 10:

$$V_{p-T} = V_{p-STC} * (1 + \beta * (T_{mod} - 25)) \quad (10)$$

Em que:

$V_{p-T} [V]$  é a tensão de pico a uma dada temperatura do módulo;

$V_{p-STC} [V]$  é a tensão de pico na *STC*;

$\beta$  é o coeficiente de queda de tensão por temperatura do módulo;

$T_{mod} [^{\circ}C]$  é a temperatura em que o módulo se encontra;

$25 [^{\circ}C]$  é a temperatura do módulo na *STC*.

### 3.2.3.1.3. LOCALIZAÇÃO E ORIENTAÇÃO DOS MÓDULOS

Um fator limitante para o projeto, além da potência, é a área disponível. No *datasheet* do módulo estão contidas as dimensões e a área do equipamento. Em regiões urbanas costuma-se instalar os módulos nos telhados. É importante se calcular qual a área que os módulos irão ocupar, respeitando-se também as distâncias entre fileiras,

importantes no processo de manutenção e instalação do sistema. Esta análise é feita de forma gráfica pelo projetista, utilizando a área de cada módulo e sua quantidade, dispondo a melhor configuração física de acordo com o telhado.

Deve-se verificar a influência de sombreamento no local onde se deseja instalar o sistema. Os módulos devem ficar suficientemente distantes de objetos que possam encobrir a irradiação solar, principalmente entre as 9 horas da manhã e 15 horas da tarde, horário que a irradiância é maior. A equação 11 apresenta um método eficiente para se estimar a distância que o módulo deve ficar do objeto. É um método simples, pois considera que a sombra que o objeto projeta, cobra por inteiro o módulo, o que não acontece comumente. Porém, também garante que não haverá sombra no módulo, principalmente durante o inverno, quando os dias são mais curtos, três horas antes e três horas depois do meio-dia solar (quando o sol está no ponto mais alto em relação a superfície) (Pinho *et al*, 2008) [13].

$$d = Fe(h_{ob} - h_i) \quad (11)$$

Em que:

$d[m]$  é a distância mínima que deve ser mantida entre o objeto e o módulo;

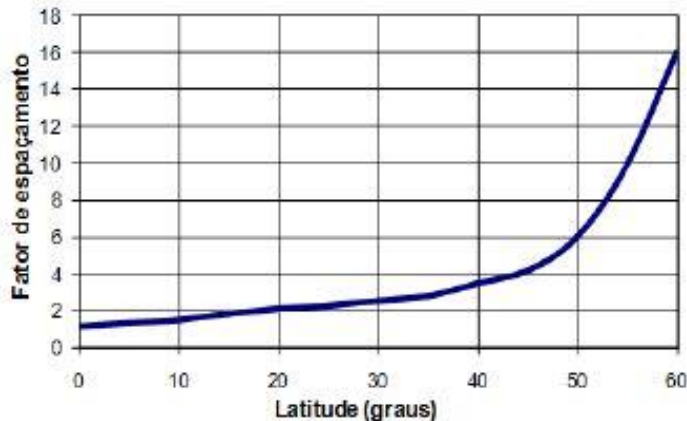
$Fe$  é o Fator de Espaçamento, obtido pela curva da figura 7;

$h_{ob}[m]$  é a altura do objeto;

$h_i[m]$  é a altura da instalação do módulo.

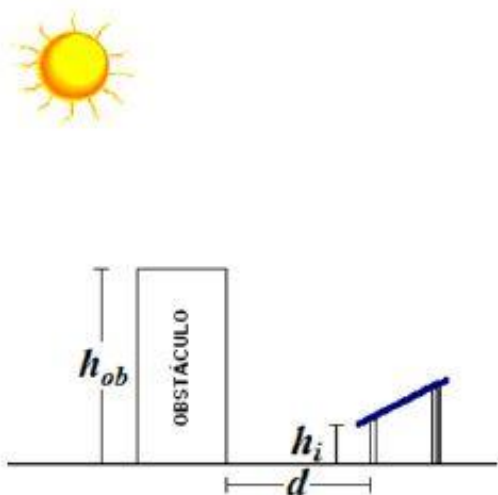
A figura 4 mostra a variação do  $Fe$  em relação a latitude da região. Já a figura 5 ilustra a distância entre o objeto e o módulo.

Figura 4 — Variação do fator de espaçamento com a latitude



Fonte: CEPEL [7] (2014).

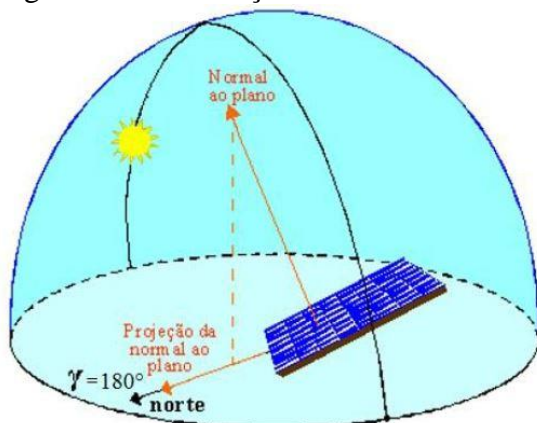
Figura 5 — Esquema demonstrativo da distância mantida entre o objeto e o módulo



Fonte: CEPEL [7] (2014).

Para maximizar a produção de energia os módulos devem estar orientados em direção à linha do Equador. No hemisfério Sul do planeta, portanto, a instalação deve estar direcionada ao Norte Verdadeiro (deve-se corrigir em relação ao Norte magnético), como ilustra a figura 6. Esta orientação é feita com o auxílio do ângulo azimutal,  $\alpha_\gamma$ , que mede a projeção entre a linha normal à superfície do módulo e a direção Norte-Sul (CEPEL, 2014) [7].

Figura 6 — Orientação dos módulos fotovoltaicos ao norte verdadeiro



Fonte: CEPEL [7] (2014).

A inclinação dos módulos deve ser a mesma para o valor de latitude do local. Para áreas muito próximas da linha do Equador, com latitudes variando entre  $-10^\circ$  e  $+10^\circ$ , aconselha-se uma inclinação mínima de  $10^\circ$ . Esta inclinação mínima favorece a autolimpeza dos mesmos, que podem acumular muita sujeira, o que afeta a produção de energia (CEPEL, 2014) [7]. Geralmente, dependendo do local da instalação, aproveita-se a inclinação do próprio telhado.

### 3.2.3.2. DIMENSIONAMENTO DO INVERSOR

#### 3.2.3.2.1. POTÊNCIA DO INVERSOR

O dimensionamento do inversor é feito simultaneamente a escolha dos módulos. Para se escolher o melhor equipamento para o sistema, deve-se atentar para as características da conexão à rede elétrica e a potência do sistema. No mercado existem inversores monofásicos e trifásicos, que podem ser configurados para a correta frequência da rede (no Brasil, 60 Hertz). De acordo com o Laboratório Interdisciplinar de Meio Ambiente (2011) [14], para o inversor garantir o bom funcionamento, sua potência deve obedecer um limite estabelecido pela expressão 12:

$$0,7Pot_{modFV} < Pot_{inversor} < 1,2Pot_{modFV} \quad (12)$$

Em que:

$Pot_{modFV}[kW]$  é a potência do arranjo de módulos;

$Pot_{inversor}[kW]$  é a potência do inversor a ser dimensionado.

Deve-se atentar para as seguintes características na escolha do equipamento (Santana, 2014) [9]:

- a) a tensão de entrada do inversor deve ser maior que a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) do arranjo FV;
- b) a temperatura de operação;
- c) se o inversor por *string* é mais viável que um inversor central.

Segundo Rabaça (2014) [15], o custo-benefício é maior para o uso de inversores centrais para baixas potências de geração.

#### 3.2.4. ARRANJO DO SISTEMA FV

De acordo com a disponibilidade de equipamentos para o projetista, são escolhidos alguns inversores para cálculo e verificação de qual melhor se encaixa ao sistema. Com os valores de tensão de trabalho  $MPPT$  máxima e mínima de entrada de cada inversor, calculam-se os números mínimo e máximo de inversores em cada *string* ou conectados em série. Segundo CEPEL (2014) [7], o número máximo de módulos em série deve obedecer a faixa da expressão 13:

$$V_{CCMPPT\ mín} \leq N^{\circ}_{módulos\ em\ série} * V_{OC} \leq V_{CCMPPT\ máx} \quad (13)$$

A associação de módulos em uma mesma *string* (associação em série) resulta que a tensão da fileira será a soma das tensões de cada módulo. Assim, para se calcular o número máximo de módulos ligados em série (que garantem o trabalho em *MPPT*), deve-se dividir o limite máximo de tensão em *MPPT* do inversor ( $V_{CC_{MPPT\ máx}}$ ) pela maior tensão que um módulo pode alcançar, a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ). Porém, para a utilização do sistema FV fora da temperatura nominal de operação (25 °C), deve-se corrigir a tensão de circuito aberto ( $V_{OC}$ ) para a temperatura real de operação, devido a influência da temperatura na tensão. Esta correção é feita para a maior temperatura do módulo, de modo a garantir que o sistema trabalhe sempre dentro do limite. Isto é feito pela equação 9. Logo, o número máximo de módulos por *string* é calculado com a equação 14:

$$N_{\text{máx módulos por string}}^{\text{o}} = \frac{V_{CC_{MPPT\ máx}}}{V_{OC-T\text{máx}}} \quad (14)$$

Em que:

$N_{\text{máx módulos por string}}^{\text{o}}$  é o número máximo de módulos por *string*;

$V_{CC_{MPPT\ máx}}[V]$  é a tensão máxima de entrada do inversor em *MPPT*, em corrente contínua (CC);

$V_{OC-T\text{máx}}[V]$  é a tensão de circuito aberto do módulo na temperatura máxima de operação.

De modo semelhante, o número mínimo de módulos por *string* é obtido dividindo-se o limite mínimo de tensão em *MPPT* do inversor ( $V_{CC_{MPPT\ mín}}$ ) pelo menor dado de tensão disponível para o módulo, a tensão de pico ( $V_p$ ). Esta tensão também deve ser corrigida para a temperatura de operação sendo, neste caso, a menor temperatura de operação do módulo, de modo a garantir que o sistema opere dentro do limite *MPPT*. Esta correção é feita pela equação 10. O número mínimo de módulos por *string* é calculado pela equação 15:

$$N_{\text{mín módulos por string}}^{\text{o}} = \frac{V_{CC_{MPPT\ mín}}}{V_p - T\text{mín}} \quad (15)$$

Em que:

$N_{\text{mín módulos por string}}^{\text{o}}$  é o número mínimo de módulos por *string*;

$V_{CC_{MPPT\ min}}[V]$  é a tensão mínima de entrada do inversor em MPPT, em corrente contínua (CC);

$V_{p-T\ min}[V]$  é a tensão de pico do módulo corrigida para a temperatura mínima de operação.

Alguns equipamentos possuem ainda uma faixa de tensão maior que a MPPT própria, permitindo, porém, que o inversor não trabalhe em sua máxima eficiência dentro dela. Deve-se então obedecer a faixa da expressão 16:

$$N^{\circ}_{\text{módulos em série}} * V_{OC} < V_{CC_{\text{máx}}} \quad (16)$$

O inversor possui ainda uma corrente máxima de entrada ( $I_{CC_{\text{máx}}}$ ), que limitará um número máximo de *strings* ou fileiras. Logo, o número máximo de *strings* permitidas é calculado pela equação 17:

$$N^{\circ}_{\text{máx strings}} = \frac{I_{CC_{\text{máx}}}}{I_{SC}} \quad (17)$$

Em que:

$N^{\circ}_{\text{máx strings}}$  é o número máximo de strings;

$I_{CC_{\text{máx}}}[A]$  é a corrente máxima de entrada do inversor;

$I_{SC}[A]$  é a corrente de curto circuito do módulo FV.

### 3.2.5. DIMENSIONAMENTO DE CABEAMENTOS

#### 3.2.5.1. CABEAMENTO PARA CORRENTE CONTÍNUA

A conexões entre módulos e a conexão entre os módulos e o inversor são feitas por cabos de corrente contínua. O cabeamento pode ser de cobre ou alumínio, respeitando-se as condições previstas na NBR 5410. Para instalações FV, que estão sujeitas a condições menos favoráveis, o uso de condutores de cobre é mais empregado por conta de sua maior resistência a oxidação e corrosão galvânica. Todos os condutores devem possuir, no mínimo, isolamento, segundo item 6.2.3.1 da NBR 5410 (ABNT) [16].

Para o cálculo da seção transversal de condutores leva-se em conta a corrente máxima que será conduzida. De acordo com a norma europeia IEC 60364-7-712, os cabos entre os módulos têm de ser capazes de suportar 1,25 vezes a corrente de curto-circuito do próprio módulo e estarem protegidos contra falhas de terra e curto-circuito. A equação

18 expressa o cálculo da bitola do condutor de corrente contínua para o sistema (GREENPRO, 2004) [17]:

$$S_{CC\ string} = \rho * \frac{2*L*1,25*Isc_{string}}{\Delta V_{CC}*V_{pico}} \quad (18)$$

Em que:

$S_{CC\ string}$  [ $mm^2$ ] é a seção do condutor entre módulos;

$L$  [ $m$ ] é o comprimento que possuirá o cabeamento;

$Isc_{string}$  [ $A$ ] é a corrente de curto-circuito em cada *string*;

$\rho$  [ $\Omega \cdot \frac{mm^2}{m}$ ] é a resistividade do material do condutor;

$V_{pico}$  [ $V$ ] é a tensão na *string*;

$\Delta V_{CC}$  é a queda de tensão admitida.

A queda de tensão representa uma porcentagem de perdas por condução. Segundo a norma alemã VDE 0100 Parte 712 (1998), a maior queda de tensão admissível sugerida é de 1%. Isto representa 1% de perdas de potência por condução CC. O resultado obtido deve ser arredondado para o maior valor aproximado das secções nominais dos cabos comerciais.

Quando há mais de uma *string*, é necessária a utilização de uma caixa de junção, para se conectar as *strings* entre si. Também é necessário um cabo principal, que conectará a caixa ao inversor. Para o dimensionamento do condutor CC principal, utiliza-se a equação 19 (GREENPRO, 2004) [17]:

$$S_{CC\ principal} = \rho * \frac{2*L*(1,25*N*Isc_{string})^2}{(FP*Pot_{modFV} - Perdas_{condutor})} \quad (19)$$

Em que:

$S_{CC\ principal}$  [ $mm^2$ ] é a seção do condutor principal;

$FP$  é o fator de perdas, geralmente até 2% em baixas tensões;

$L$  [ $m$ ] é o comprimento que possuirá o cabeamento;

$N$  é o número de *strings*;

$I_{scstring}[A]$  é a corrente de curto-circuito em cada *string*;

$\rho[\Omega \cdot \frac{mm^2}{m}]$  é a resistividade do material do condutor;

$Pot_{modFV}[kW]$  é a potência do arranjo de módulos;

$Perdas_{condutor}[kW]$  são as perdas nos condutores das *strings*.

As perdas nos condutores das *strings* podem ser calculadas pela equação 20:

$$Perdas_{condutor} = \rho * \frac{N*2*L*(1,25*I_{scstring})^2}{S_{CC\ string}} \quad (20)$$

Em que:

$N$  é o número de *strings*;

$L[m]$  é o comprimento que possuirá o cabeamento;

$I_{scstring}[A]$  é a corrente de curto-circuito em cada *string*;

$\rho[\Omega \cdot \frac{mm^2}{m}]$  é a resistividade do material do condutor;

$S_{CC\ string}[mm^2]$  é a seção do condutor entre módulos.

### 3.2.5.2. CABEAMENTO PARA CORRENTE ALTERNADA

De acordo com a NT-010, item 10.3.1, da Coelce, a queda máxima de tensão entre o inversor e o ponto de conexão admissível é de 3%. Para ligações monofásicas, a seção do condutor é calculada pela equação 21:

$$S_{AC} = \rho * \frac{I_{saída}*2*L*\cos\varphi}{\Delta V_{AC}*V} \quad (21)$$

Em que:

$S_{AC}[mm^2]$  é a seção transversal do condutor de corrente alternada;

$I_{saída}[A]$  é a corrente de saída do inversor;

$\cos\varphi$  é o fator de potência;

$\Delta V_{AC}$  é a máxima queda de tensão, admitida 3%;

$V[V]$  é a tensão nominal da rede da UC;

$L[m]$  é o comprimento que possuirá o cabeamento;

$\rho[\Omega \cdot \frac{mm^2}{m}]$  é a resistividade do material do condutor.

A multiplicação por 2 se dá pela quantidade de condutores carregados em circuito monofásico, um condutor fase e um neutro.

Para ligações trifásicas, a seção do condutor é calculada pela equação 22:

$$S_{AC} = \rho * \frac{\sqrt{3} * I_{saída} * L * \cos \varphi}{\Delta V_{AC} * V} \quad (22)$$

Em que:

$S_{AC}[mm^2]$  é a seção transversal do condutor de corrente alternada;

$I_{saída}[A]$  é a corrente de saída do inversor;

$\cos \varphi$  é o fator de potência;

$\Delta V_{AC}$  é a máxima queda de tensão, admitida 3%;

$V[V]$  é a tensão nominal da rede da UC;

$L[m]$  é o comprimento que possuirá o cabeamento;

$\rho[\Omega \cdot \frac{mm^2}{m}]$  é a resistividade do material do condutor.

O fator de potência deve ser obedecido segundo os limites estabelecidos pela norma NT-010 da Coelce (2012) [10].

### 3.2.6. DIMENSIONAMENTO DAS PROTEÇÕES

#### 3.2.6.1. CHAVE SECCIONADORA

Segundo a NT-010, item 10.3.8, a chave seccionadora deve ser instalada em uma caixa transparente, no limite da via pública, acessível para a Coelce. Ela deve possuir seus contatos visíveis, de modo que se possa observar quando está aberta ou fechada. Seu dimensionamento é baseado no tipo de alimentação da UC, sendo monopolar, bipolar ou tripolar (para circuitos monofásicos, bifásicos ou trifásicos, respectivamente) e de acordo com a corrente que vai para o ponto de conexão.

### 3.2.6.2. DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO

O papel do disjuntor termomagnético é proteger a instalação elétrica. A NT-010 exige que seja instalado um disjuntor termomagnético na instalação. O dimensionamento deve ser feito baseado na corrente elétrica que vai para o ponto de conexão. Segundo as normas da NBR 5410, a corrente do disjuntor não deve ser maior que a corrente máxima suportada pelo condutor. Porém é recomendável que seja 25% maior que a corrente nominal que passará. Em sistemas com correntes maiores que 10 A, é recomendável que se use um disjuntor exclusivo para seu circuito.

### 3.2.7. ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

Para se estimar a produção de energia mensal ou anual, utiliza-se dos valores de HSP durante o ano e da potência de saída do inversor, que será a potência inserida na rede pelo sistema. O cálculo para a produção mensal é feito através da equação 23:

$$E_{mensal} = N^{\circ}_{dias-mês} * N^{\circ}_{horas HSP} * Pot_{inversor} * \eta_{inversor} \quad (23)$$

Em que:

$E_{mensal}[kWh]$  é a estimativa de energia produzida mensalmente;

$N^{\circ}_{dias-mês}$  é a quantidade de dias do mês;

$N^{\circ}_{horas HSP}[h]$  é a quantidade de horas em que a irradiação solar é constante e igual a 1000 W/m<sup>2</sup>, no dia;

$Pot_{inversor}[kW]$  é a potência do inversor a ser dimensionado;

$\eta_{inversor}$  é a eficiência do inversor.

Para a produção anual, calcula-se pela equação 24:

$$E_{anual} = \Sigma(N^{\circ}_{dias-mês} * N^{\circ}_{horas HSP} * Pot_{inversor} * \eta_{inversor}) \quad (24)$$

Em que:

$E_{anual}[kWh]$  é a estimativa de energia produzida anualmente;

$N^{\circ}_{dias-mês}$  é a quantidade de dias do mês;

$N^{\circ}_{horas HSP}$  é a quantidade de horas em que a irradiação solar é constante e igual a 1000 W/m<sup>2</sup>, no dia;

$Pot_{inversor}[kW]$  é a potência do inversor a ser dimensionado;

$\eta_{inversor}$  é a eficiência do inversor.

A letra grega sigma ( $\Sigma$ ) na equação indica somatório das HSP de cada mês do ano, multiplicadas pelo respectivo número de dias.

### 3.2.8. ESTRUTURAS METÁLICAS DE FIXAÇÃO

As estruturas de fixação têm como finalidade o correto posicionamento dos módulos FV, de maneira estável. Existem diversos tipos de estruturas, sendo de sustentação no solo, poste ou sobre edificações. Em áreas urbanas ou sistemas microgeradores, geralmente se utilizam estruturas para se fixar em telhados. Estas estruturas possuem uma instalação mais trabalhosa, dificultam um pouco a manutenção e exigem treinamento de trabalho em altura dos instaladores ou mantenedores. Por outro lado, elas são menos propícias a sombreamentos ou contatos de pessoas e animais, sendo também mais proveitosas em relação a área útil.

## 4. PROJETO

### 4.1. O SISTEMA MICROGERADOR

Todos os cálculos feitos foram orientados pelas instruções da norma NT-010, afim de se obter um projeto nos conformes exigidos pela concessionária. Deste modo, todos os requisitos da norma foram devidamente cumpridos, deixando o projeto pronto para ser apresentado. O projeto pode ser dividido em três partes: memorial descritivo, Anotação de Responsabilidade Técnica (ART) e diagrama unifilar com esquema de proteção.

#### 4.1.1. INTRODUÇÃO DO MEMORIAL DESCRITIVO

A Unidade Consumidora onde se deseja instalar o sistema FV consiste em uma residência. O sistema se enquadra como microgeração, segundo as normas brasileiras e locais. A Unidade Geradora conecta-se à rede elétrica da concessionária responsável pela região, a Coelce. É necessário constar no memorial descritivo uma previsão de ligação para o sistema. Como exemplo será utilizada a data de 03 de janeiro de 2017. A UC possui alimentação residencial monofásica, com tensão de linha de 220 V. Os demais tópicos do projeto satisfazem todas as exigências da distribuidora, de acordo com a NT-010.

#### 4.1.2. LOCALIZAÇÃO DA UNIDADE MICROGERADORA

A planta de situação do imóvel onde se deseja instalar a central geradora é apresentada na figura 7. O imóvel se localiza no município de Fortaleza, no Ceará. A coordenadas geográficas aproximadas são descritas na tabela 8:

Tabela 8 — Coordenadas geográficas da UC

<b>Zona</b>	<b>Latitude</b>	<b>Longitude</b>
24 UTM	3.7 Sul	38.5 Oeste

Fonte: *Google Maps* (2016).

O sistema será implantado predominantemente no telhado do imóvel (que é virado para o norte verdadeiro), ficando somente o quadro de proteção e o inversor no interior da casa. O telhado da casa foi o local escolhido para implantação por se tratar de um local:

- a) com uma insolação ao longo do ano relativamente boa para a região;
- b) que não possui sombreamento significativo durante os horários de pico de geração;
- c) que irá propiciar um melhor aproveitamento da área total do imóvel;
- d) próximo à medição de energia da concessionária.

A figura 7 representa, além da planta de situação do local, a área de telhado onde será implantado o sistema. Os endereços foram ocultados para a preservação da privacidade do proprietário do imóvel.

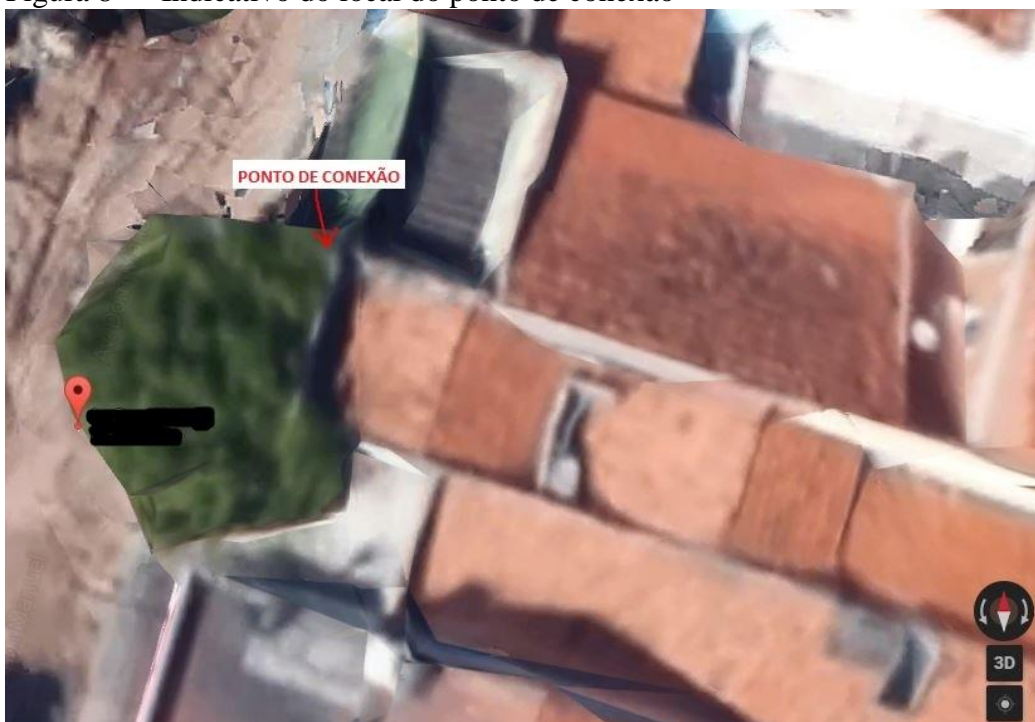
Figura 7 — Área do local de implantação do sistema



Fonte: *Google Maps* (2016).

O ponto de conexão está ilustrado na figura 12:

Figura 8 — Indicativo do local do ponto de conexão



Fonte: *Google Maps* (2016).

Com os dados de latitude e longitude, pode-se utilizar uma base de dados para identificar as HSP da região. A base de dados consultada foi a *SunData*, do CRESESB [18]. Para os valores de latitude 3.7 Sul e longitude 38.5 Oeste, encontra-se os seguintes valores de irradiância mostrados na tabela 9:

Tabela 9 — Tabela de HSP para Fortaleza, latitude 3.7 Sul e longitude 38.5 Oeste, em horas.

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
5,33	5,14	4,67	4,53	5,03	5,00	5,69	6,19	6,25	6,47	6,36	6,06	<b>5,56</b>

Fonte: CRESESB [18] (2016).

De acordo com a tabela 9, a média de HSP no ano é de 5,56 horas, para a dada região.

#### 4.1.3. CARGA INSTALADA

O levantamento do quadro de cargas foi feito juntamente ao cliente, observando cada carga presente na UC. A tabela 10 foi preenchida de acordo com a tabela 7 e os tempos de utilização médio de cada carga foram estimados. A carga instalada é típica de uma residência, constituída de iluminação e eletrodomésticos diversos, como mostrado na tabela 10:

Tabela 10 — Quadro de cargas da UC em estudo

<b>QUADRO DE CARGAS</b>					
CARGA	Quantidade	Dias/mês	Potência [W]	Horas/dias	Energia/mês [kWh]
Geladeira	1	30	100	12	72,00
Computador pessoal	7	24	65	8	87,36
Ventilador	1	24	50	6	7,20
Bomba hidráulica	1	24	300	0,5	3,6
Lâmpada – 50 W	10	24	50	8	96,00
Lâmpada – 100 W	2	24	100	8	38,40
Ar Condicionado	1	24	1500	8	288,00
<b>Total</b>		Potência	<b>3,105 kW</b>	Energia	<b>594,56 kWh</b>

Fonte: próprio autor.

O quadro de cargas mostra que a carga instalada desta UC é de 3,105 kW. A média de consumo de energia elétrica estimada para esta carga é de 592,56 kWh. De acordo com a NT-010, a potência máxima a ser instalada para uma UG neste local deve ser igual a carga instalada, de 3,105 kW. O sistema então se classifica como microgeração distribuída, nos termos da Resolução Normativa N° 482.

O cálculo da Demanda Efetiva foi feito de acordo com a equação 3:

$$D_{\text{efetiva}} = \frac{\text{Energia consumida}}{720 \text{ horas}} = \frac{594,96}{720} = 0,82 \text{ kW}$$

O fator de carga desta unidade consumidora é calculado através da equação 4:

$$FC = \frac{D_{\text{efetiva}}}{720 \text{ horas}} = \frac{\text{Energia consumida}}{\text{Potência das cargas} \times 720 \text{ horas}} = \frac{594,96}{3,105 \times 720} = 26,61\%$$

#### 4.1.4. CÁLCULO DA POTÊNCIA

De posse do histórico de consumo dos últimos 12 meses da UC, pode-se construir a tabela 11:

Tabela 11 — Histórico de consumo de energia elétrica

Ano	2015		2016										
Mês	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Média
Consumo (kWh)	456	468	437	452	473	480	497	481	503	515	532	540	487

Fonte: próprio autor.

A média de consumo em energia elétrica da UC, de acordo com a conta de energia, é de 487 kWh. Comparando-se a tabela 11 com a tabela 10, do quadro de cargas, observa-se que a energia estimada através de cálculos é coerente com o valor médio efetivamente registrado, o que se conclui que a demanda calculada está compatível com a potência de geração do sistema fotovoltaico.

Com os dados de consumo de energia médio e de HSP médio, em um mês comum de 30 dias, utiliza-se a equação 2 para calcular a potência do sistema:

$$Pot[kW] = \frac{E_{\text{consumida-média}} [kWh]}{N^{\circ} \text{ dias-mês} \times N^{\circ} \text{ horas HSP} [h]} = \frac{487}{30 \times 5,56} = 2,92 \text{ kW}$$

#### 4.1.5. O SISTEMA FOTOVOLTAICO

##### 4.1.5.1. MÓDULOS

Os módulos utilizados são da marca Atersa e possuem potência nominal de 265 W. Os dados técnicos do módulo utilizado estão inseridos no ANEXO I deste trabalho. Assim, utilizando-se a equação 5, calcula-se o número de módulos necessários:

$$N_{\text{módulos}} = \frac{Pot_{\text{sistema FV}}}{Pot_{\text{módulo}}} = \frac{2,92 \text{ kW}}{265 \text{ W}} = 11,02 \text{ módulos}$$

A potência do módulo é obtida em seu *datasheet*. Como o número de módulos deve ser arredado para o maior número inteiro, utiliza-se então 12 módulos. Logo, a potência do sistema FV pelos módulos, de acordo com a equação 6, será de:

$$Pot_{modFV} = N_{módulos} * Pot_{módulo} = 12 * 265 = 3,18 \text{ kW}$$

Para se instalar esta quantidade de módulos, também deve-se verificar se há área disponível para tanto. Visto que os 12 módulos ocupam juntos uma área de 19,54 m<sup>2</sup> e a área de telhado disponível para instalação, que não sofre sombreamento no imóvel é de 53,7 m<sup>2</sup>, conclui-se que há área mais que suficiente para implantação do sistema.

#### 4.1.5.2. INVERSOR

A escolha da potência do inversor é baseada na potência do arranjo de módulos ( $Pot_{modFV} = 3,18 \text{ kW}$ ), seguindo a regra da relação 12:

$$0,7 * 3,18 \text{ kW} < Pot_{inversor} < 1,2 * 3,18 \text{ kW}$$

Logo, a potência do inversor deve estar entre os valores de 2,226 kW e 3,816 kW. A potência mais próxima deste limite encontrada no mercado é de 3 kW.

Foram escolhidos três inversores para se eleger o que melhor se encaixa no sistema. Os inversores foram das marcas *SMA*, *ABB* e *Fronius*. Dentre os inversores, o escolhido foi o da marca *Fronius*, por possuir a maior eficiência e o menor preço encontrado no mercado. A folha de dados do inversor escolhido está contida no ANEXO II deste trabalho.

Ao se determinar a potência do inversor, têm-se a potência que será injetada na rede elétrica, em corrente alternada. Logo, a potência do sistema é definida pela potência que será injetada, sendo então de 3 kW.

#### 4.1.5.3. ARRANJO FV

Sabe-se que a região onde será instalado o sistema possui variações de temperatura de 24°C a 32°C ao longo do ano, segundo o Portal *Temperature Weather* [19]. Para o módulo considerado, o *NOCT* é 47°C, aproximadamente. De acordo com a folha de dados no ANEXO I. Calcula-se seu  $K_t$  de acordo com a equação 7:

$$K_t = \frac{NOCT-20}{800} = \frac{47-20}{800} = 0,03375$$

Este valor é então utilizado para o cálculo das temperaturas máxima e mínima de operação do módulo, juntamente com os dados de irradiância média local de 1000 W/m<sup>2</sup>, segundo o Atlas Solarimétrico do Ceará (Governo do Estado de Ceará, 2011) [20] pela equação 8:

$$T_{mod\ máx} = T_{amb\ máx} + K_t * G = 32 + 0,3375 * 1000 = 65,75^{\circ}C$$

$$T_{mod\ mín} = T_{amb\ mín} + K_t * G = 24 + 0,3375 * 5,56 = 57,75^{\circ}C$$

Assim, as temperaturas de operação máxima e mínima são 33,8°C e 25,88°C em Fortaleza, dados do Portal *Temperature Weather* [19].

Com isso, corrige-se a tensão de circuito aberto para a máxima temperatura de operação e a tensão de pico para a temperatura mínima de operação, a fim de se calcular os números de módulos por *string*, máximo e mínimo. Pela equação 10 calcula-se, com a utilização dos dados do módulo, a tensão de circuito aberto corrigida:

$$V_{OC-Tmáx} = V_{OC-STC} * (1 + \beta * (T_{mod\ máx} - 25)) = 38,14 * (1 - 0,32\% * (65,75 - 25)) = 33,17V$$

Pela equação 11, tem-se o valor da tensão de pico corrigida:

$$V_{p-Tmín} = V_{p-STC} * (1 + \beta * (T_{mód\ mín} - 25)) = 31,55 * (1 - 0,32\% * (57,75 - 25)) = 28,24V$$

De posse dos dados técnicos do inversor, contidos no ANEXO II, calcula-se o número máximo de módulos por *string*, de acordo com a equação 14:

$$N^{\circ}_{máx\ módulos\ por\ string} = \frac{V_{CCMPPT\ máx}}{V_{OC-Tmáx}} = \frac{800}{33,17} = 25\ módulos$$

O número mínimo de módulos por *string* é calculado pela equação 15:

$$N^{\circ}_{mín\ módulos\ por\ string} = \frac{V_{CCMPPT\ mín}}{V_{p-Tmín}} = \frac{200}{28,24} = 8\ módulos$$

O número máximo de *strings* do arranjo é obtido através da equação 17:

$$N^{\circ}_{máx\ strings} = \frac{I_{CCmáx}}{I_{SC}} = \frac{12}{9,01} = 2\ strings$$

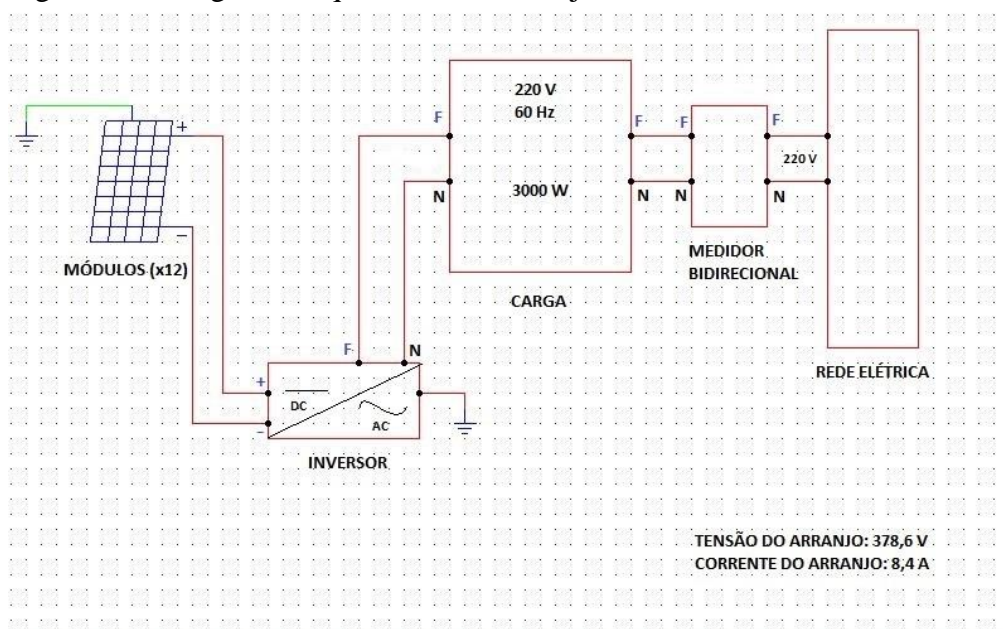
Dessa forma, o arranjo deve possuir *strings* com um limite entre 8 e 25 módulos, sendo no máximo 2 *strings*. Logo, tendo um total de 12 módulos, a única configuração

possível é somente uma *string*, com todos os módulos ligados em série. As características elétricas do arranjo serão:

- Tensão de pico do arranjo:  $V_p = 378,6 V$ ;
- Corrente de pico do arranjo:  $I_p = 8,4 A$ ;
- Frequência de saída:  $f = 60 Hz$ ;
- Potência de saída do sistema:  $Pot_{CA} = 3 kW$ ;
- Tensão de saída do sistema:  $V_{CA} = 220 V$ ;
- Corrente de saída do sistema:  $I_{CA} = 13,64 A$ .

O arranjo está ilustrado esquematicamente na figura 9:

Figura 9 — Diagrama esquemático do arranjo FV



Fonte: próprio autor.

#### 4.1.5.4. CABEAMENTO

##### 4.1.5.4.1. CONDUTORES CC

Os cabos que ligam um módulo a outro em uma mesma *string* são os cabos CC. Para se determinar qual o cabo será utilizado em determinado sistema, é necessário conhecer qual o comprimento será utilizado, a corrente de curto circuito que irá passar por ele, a tensão de pico e a queda de tensão admitida. Sabe-se que o valor máximo de queda de tensão admitida para cabos CC é de 1% da tensão do arranjo. Para o sistema em estudo, os comprimentos somados dos cabos que serão utilizados para a ligação dos módulos em *string* será 20 metros. O valor da corrente de curto circuito é 9,01 A, e está

contido no ANEXO I. O valor da tensão de pico do arranjo foi determinado anteriormente e é 378,6 V. Já a resistividade do fio é propriedade do cobre (material do condutor a ser utilizado) que é de  $1/58 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ . O cálculo da bitola destes cabos é feito pela equação 18:

$$S_{CC \text{ string}} = \rho * \frac{2 * L * 1,25 * I_{sc \text{ string}}}{\Delta V_{CC} * V_{pico}} = \frac{2 * 20 * 1,25 * 9,01}{1\% * 378,6 * 58} = 2,052 \text{ mm}^2$$

Para este valor de seção, o valor comercial mais próximo é de  $2,5 \text{ mm}^2$ . Como o arranjo do sistema escolhido utiliza apenas uma *string*, não é necessária uma caixa de junção.

Para se determinar qual o cabo principal CC será utilizado, é necessário se estimar as perdas que o sistema terá com os condutores. Os valores necessários para este cálculo são o número de *strings* (somente uma), os comprimentos somados dos condutores da *string* (20 metros), a corrente de curto circuito da *string* (mesma do módulo, 9,01 A), a bitola do cabo utilizado para a *string* ( $2,5 \text{ mm}^2$ ) e a resistividade do cobre ( $1/58 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ). Estas perdas são estimadas pela equação 20:

$$Perdas_{condutor} = \rho * \frac{N * 2 * L * (1,25 * I_{sc \text{ string}})^2}{S_{CC \text{ string}}} = \frac{1 * 2 * 20 * (1,25 * 9,01)^2}{2,5 * 58} = 34,991 \text{ W}$$

A bitola do cabo principal, que liga o arranjo ao inversor, é determinada pela equação 19. O cabo principal CC possuirá comprimento de 10 metros. O valor da corrente de curto circuito é o mesmo utilizado anteriormente, 9,01 A. O Fator de Perdas (*FP*) admitido para baixas tensões é de 2%. A potência do sistema considerada será a dos módulos, de 3,18 kW. As perdas foram calculadas anteriormente. Assim, a seção do condutor principal será:

$$S_{CC \text{ principal}} = \rho * \frac{2 * L * (1,25 * N * I_{sc \text{ string}})^2}{(FP * Pot_{mod \text{ FV}} - Perdas_{condutor})} = \frac{2 * 10 * (1,25 * 1 * 9,01)^2}{(2\% * 3180 - 34,991) * 58} = 1,53 \text{ mm}^2$$

Para este valor de bitola, o valor comercial mais próximo é de  $2,5 \text{ mm}^2$ .

#### 4.1.5.4.2. CONDUTORES CA

O condutor CA ligará o inversor ao ponto de conexão. Para o dimensionamento, precisa-se da corrente de saída do inversor, o comprimento necessário para esta ligação, o fator de potência, a queda de tensão admitida pela concessionária, a tensão da ligação e a resistividade do condutor. O condutor será de cobre ( $1/58 \Omega \cdot \text{mm}^2/\text{m}$ ) para a ligação monofásica de 220 V, com corrente de saída do inversor de 13,64 A. A ligação necessita

de 5 metros de cabo e possui um fator de potência considerado 1. Para ligações monofásicas, a bitola do condutor é determinada pela equação 21:

$$S_{AC} = \rho * \frac{I_{saída} * 2 * L * \cos \varphi}{\Delta V_{AC} * V} = \frac{13,64 * 2 * 5 * 1}{3\% * 220 * 58} = 0,356 \text{ mm}^2$$

Dessa forma, a bitola comercial mais próxima é a de 0,5 mm<sup>2</sup>. Porém, pela NBR 5410, recomenda-se utilizar uma seção mínima do condutor de 1,5 mm<sup>2</sup>, que será a utilizada.

#### 4.1.5.5. PROTEÇÃO

##### 4.1.5.5.1. CHAVE SECCIONADORA

A chave seccionadora é baseada na corrente de trabalho. Ela será monopolar dimensionada para o valor de 20 A, com seus contatos visíveis permitindo uma visualização do estado da chave.

##### 4.1.5.5.2. DISJUNTOR TERMOMAGNÉTICO

Para circuitos com corrente maior de 10 A, recomenda-se que este possua um disjuntor próprio. O disjuntor termomagnético deve ser selecionado para um valor da corrente do circuito 25% maior. Logo, deve o dimensionamento resulta num valor de 1,25 vezes o valor de 13,64 A, sendo então de 17,05 A. Porém, o valor do disjuntor não pode ser maior que a corrente máxima admitida pelo condutor CA. A equação 21 também pode ser usada para se calcular a corrente máxima:

$$S_{AC} = \rho * \frac{I_{saída} * 2 * L * \cos \varphi}{\Delta V_{AC} * V} \text{ ou } I_{saída} = \frac{S_{AC} * \Delta V_{AC} * V}{2 * L * \cos \varphi * \rho} = \frac{1 * 3\% * 220 * 58}{2 * 5 * 1} = 38,28 \text{ A}$$

O valor do disjuntor deve estar entre o limite de 17,05 A e 38,28 A. O disjuntor escolhido tem o valor de 20 A.

##### 4.1.5.6. ESTIMATIVA DE PRODUÇÃO DE ENERGIA

A produção de energia média é baseada nas HSP. Para o local considerado, o valor médio mensal de HSP considerado é de 5,56 horas. A eficiência do inversor considerado é 97,9%, dado presente no ANEXO II. Para a produção mensal, utiliza-se a equação 23:

$$E_{mensal} = N^{\circ}_{dias-mês} * N^{\circ}_{horas HSP} * Pot_{inversor} * \eta_{inversor} = 30 * 5,56 * 3 * 97,9\% = 489,89 \text{ kWh}$$

Entretanto, para uma estimativa mais próxima da realidade, consideremos para o cálculo da produção anual de energia, a média HSP de cada mês, de acordo com a tabela 9:

Tabela 9 — Tabela de HSP para Fortaleza, latitude 3.7 Sul e longitude 38.5 Oeste, em horas.

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
5,33	5,14	4,67	4,53	5,03	5,00	5,69	6,19	6,25	6,47	6,36	6,06	<b>5,56</b>

Fonte: CRESESB [18] (2016).

A energia é estimada através da equação 24:

$$E_{anual} = \Sigma(N^{\circ}_{dias-mês} * N^{\circ}_{horas\ HSP} * Pot_{inversor} * \eta_{inversor}) = 5964,342\ kWh$$

Para auxiliar neste cálculo foi utilizada uma planilha, presente no APÊNDICE I deste trabalho.

#### 4.2. ART E DIAGRAMA UNIFILAR

O diagrama unifilar da instalação e a ART são as últimas duas partes que compõem o projeto do sistema FV.

A ART (Anotação de Responsabilidade Técnica) é o documento assinado pelo engenheiro ou profissional responsável, que responsabiliza tecnicamente aquele profissional pela obra ou projeto a ser executado. Esta é emitida pelo CREA (Conselho Regional de Engenharia e Agronomia) local e possui um custo para o profissional ou empresa responsável.

O diagrama unifilar é um desenho técnico que segue as normas da NBR 5410 e representa todo o circuito elétrico da instalação utilizando uma simbologia específica e padrão. O diagrama unifilar do sistema em estudo está contido no APÊNDICE II.

No diagrama estão desenhados o sistema de geração FV e o esquema de proteção, dimensionado para o sistema microgerador. A chave seccionadora principal e o disjuntor principal devem ser dimensionados levando em consideração, além do sistema microgerador, o quadro geral da casa, descrito no diagrama como “CARGA”. O esquema de proteção do sistema e o cabeamento CA estão detalhados.

#### 4.3. SIMULAÇÃO COMPUTACIONAL COM SOFTWARE PVSYST

Para fins de comparação, o mesmo dimensionamento foi feito através do software *PVSyst*. O software *PVSyst* é uma ferramenta computacional utilizada para

dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. Através da inserção de alguns parâmetros o software dá uma visão de como deve ser o projeto, indicando o melhor arranjo, a estimativa de produção anual de energia, orientação dos módulos e algumas outras características. Além disso, o software possui uma base de dados própria, incluindo dados de irradiância de diversas regiões do mundo, dados de módulos e de inversores. O usuário pode ainda optar por inserir dados de equipamentos que não existem no banco de dados do programa.

Após feita a simulação no software, é gerado um relatório sobre o projeto, que indica, entre outras informações, a estimativa de produção de energia. Os valores da simulação feita no software podem diferir um pouco dos valores do método apresentado no presente trabalho por conta de diversos fatores. Dentre os fatores estão incluídos o maior detalhamento de perdas por parte do programa e a diferente base de dados de irradiância utilizada. Contudo, comparando-se os dados de estimativa de produção de energia, observa-se que os valores se aproximam.

O valor estimado anual de produção de energia pelo software *PVSyst* é de 5320 kWh, frente aos 5964,342 kWh estimados pelo método apresentado neste trabalho. Os relatórios gerados no software estão apresentados no ANEXO III deste trabalho.

## 5. CONCLUSÃO

Ao revisar-se as normas e legislações vigentes no Brasil, que regem a implantação de sistemas de energias renováveis, observou-se que este conjunto facilita a disseminação e a implantação das fontes renováveis pelo país. Além disso, este conjunto também dá diretrizes e instruções sobre como projetar e implantar os sistemas de geração distribuída de energia. Baseando-se nessas diretrizes, o presente trabalho apresenta uma metodologia bastante didática, permitindo uma reprodução e o entendimento do conteúdo abordado. Logo, este é uma ótima ferramenta para a elaboração de projetos fotovoltaicos de microgeração, principalmente para o Ceará.

Aliando-se os métodos de cálculo para se dimensionar o sistema fotovoltaico com o estudo das normas e legislações vigentes, foi possível a elaboração do modelo de projeto a ser entregue à concessionária.

Os parâmetros utilizados pela metodologia adotada no trabalho e a simulação computacional são um pouco diferentes, o que justifica a pequena diferença nos dados obtidos pelos métodos. O *PVSyst* utiliza um banco de dados solarimétricos diferente do adotado pela metodologia deste trabalho, além de outros métodos de cálculo do dimensionamento. Entretanto, a grande semelhança entre os dados obtidos apresentados no trabalho e os dados obtidos através de simulação computacional leva a concluir que a metodologia adotada pelo presente trabalho é eficaz, visto a grande credibilidade que possui o *PVSyst*. Assim, é vantajoso se utilizar esta metodologia para dimensionamentos e elaboração de projetos fotovoltaicos frente ao *PVSyst*, visto que este é um programa computacional com licença paga.

Alguns tópicos podem ser abordados em trabalhos posteriores, de forma a complementar o presente, estudando-se a viabilidade econômica e as vantagens da instalação destes sistemas, além de um estudo crítico mais aprofundado da legislação vigente, tributação e comercialização da energia elétrica.

## REFERÊNCIAS

- [1] BARBOSA, Vanessa. França vai transformar rodovias em miniusinas solares. **Revista EXAME**, São Paulo, 21 de fevereiro de 2016. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/mundo/noticias/franca-vai-transformar-rodovias-em-miniusinas-solares>>. Acesso em: 15 ago. 2016.
- [2] AGÊNCIA Ambiente Energia. Primeiro projeto de usina solar flutuante é inaugurado no Brasil. **Portal Ambiente Energia**, 04 de março de 2016. Disponível em: <<https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2016/03/primeiro-projeto-de-usina-solar-flutuante-e-inaugurado-brasil/28556>>. Acesso em: 15 ago. 2016.
- [3] BARBOSA, Vanessa. MIT desenvolve célula solar tão leve como uma bolha de sabão. **Revista EXAME**, São Paulo, 29 de fevereiro de 2016. Disponível em: <<http://exame.abril.com.br/tecnologia/noticias/mit-desenvolve-celula-solar-tao-leve-como-uma-bolha-de-sabao>>. Acesso em: 15 ago. 2016
- [4] A Panasonic desenvolveu o painel solar mais eficiente de sempre. **Portal Energias Renováveis**, 04 de janeiro de 2016. Disponível em: <<http://www.portal-energia.com/a-panasonic-desenvolveu-o-painel-solar-mais-eficiente-de-sempre-com-uma-conversao-de-22-5-da-luz-solar/>>. Acesso em: 15 ago. 2016.
- [5] AGÊNCIA Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Registro de Micro e Minigeradores Distribuídos**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/rcgMicro.asp>>. Acesso em: 20 ago. 2016.
- [6] EMPRESA de Pesquisa Energética – EPE. **Balço Energético Nacional: ano base 2015**, p. 16. Disponível em: <[https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio\\_Final\\_BEN\\_2016.pdf](https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf)>. Acesso em: 08 ago. 2016.
- [7] CENTRO de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito - CRESESB-CEPEL. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <[http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf)>. Acesso em: 12 ago. 2016.

[8]ATERSA. **Folha de dados de painel fotovoltaico**. 2016. Disponível em: <<http://www.atersa.com>>. Acesso em: 13 jul. 2016.

[9]SANTANA, S. F. **Projeto de um sistema de geração fotovoltaica para a UFRJ**. Trabalho de Conclusão de Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: <<http://monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10011855.pdf>>. Acesso em: 12 ago. 2016.

[10]COMPANHIA Energética do Ceará – Coelce. **Norma Técnica NT-010/2012**. Estabelece as condições e critérios para conexão de micro e minigeração ao sistema elétrico da Coelce. Disponível em: <[https://www.coelce.com.br/media/77439/nt-010\\_r-00\\_copianaocontrolada.pdf](https://www.coelce.com.br/media/77439/nt-010_r-00_copianaocontrolada.pdf)>. Acesso em: 10 ago. 2016.

[11]AGÊNCIA Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3\\_Revisao\\_6%20-%20LIMPO.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/M%C3%B3dulo3_Revisao_6%20-%20LIMPO.pdf)>. Acesso em: 08 de ago. 2016.

[12]AGÊNCIA Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resolução Normativa nº 414**, de 9 de setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 10 ago. 2016.

[13]PINHO, J. T.; BARBOSA, C. F. O.; PEREIRA, E. J. S.; BLASQUES, L. C. M.; GALHARDO, M. A. B.; MACÊDO, W. N. **Sistemas híbridos – Soluções energéticas para a Amazônia**. 1 ed. Brasília, Brasil: Ministério de Minas e Energia, 2008. Disponível em: <[https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Solucoes\\_Energeticas\\_para\\_a\\_Amazonia\\_Hibrido.pdf](https://www.mme.gov.br/luzparatodos/downloads/Solucoes_Energeticas_para_a_Amazonia_Hibrido.pdf)>. Acesso em: 08 ago. 2016.

[14]LABORATÓRIO Interdisciplinar de Meio Ambiente – LIMA. **Relatório Técnico, A carta do Sol**, 19 de agosto de 2011. Programa de Planejamento Energético – COPPE – UFRJ, Rio de Janeiro. Disponível em: <<http://www.lima.coppe.ufrj.br/includes/pages/projetos/cartadosol/Relatorio%20Tecnico%20para%20a%20Carta%20do%20Sol.pdf>>. Acesso em: 08 ago. 2016.

[15]RABAÇA, S. A. C. **Comparação técnico-económica entre Sistemas com Inversores Centrais e Sistemas com Inversores *String***. Relatório de estágio profissional (Mestrado em Energias Renováveis e Eficiência Energética), Escola Superior de Tecnologia e Gestão de Bragança, Instituto Politécnico de Bragança. Bragança, Portugal, 2014. Disponível em: <<http://docplayer.com.br/9913461-Comparacao-tecnico-economica-entre-sistemas-com-inversores-centrais-e-sistemas-com-inversores-string.html>>. Acesso em: 04 jul. 2016.

[16]ASSOCIAÇÃO Brasileira de Normas Técnicas – ABNT. **NBR 5410**. Normas para instalações elétricas de baixa tensão. Disponível em: <[http://www.iar.unicamp.br/lab/luz/ld/normas%20e%20relat%F3rios/NRs/nbr\\_5410.pdf](http://www.iar.unicamp.br/lab/luz/ld/normas%20e%20relat%F3rios/NRs/nbr_5410.pdf)>. Acesso em: 13 ago. 2016.

[17]GREENPRO. **Energia Fotovoltaica - Manual sobre Tecnologias, Projeto e Instalação**, 2004. Disponível em: <<http://www.portal-energia.com/downloads/guia-tecnico-manual-energia-fotovoltaica.pdf>>. Acesso em: 04 jul. 2016.

[18]CENTRO de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito - CRESEB-CEPEL. **SunData**. Base de dados de irradiância solar, por coordenadas geográficas. Disponível em: <<http://www.cresesb.cepel.br/index.php#data>>. Acesso em: 02 jul. 2016.

[19]TEMPERATURE Weather, portal. **Média mensal de dados meteorológicos para a região de Fortaleza, Brasil**. Disponível em: <<http://www.temperatureweather.com/caribic/tempo/pt-tempo-na-brasil-fortaleza.htm>>. Acesso em: 15 set. 2016.

[20]CEARÁ, Governo do Estado. **Atlas Solarimétrico do Ceará 1963-2008**, 2011. Disponível em: <[http://www.adece.ce.gov.br/phocadownload/Energia/atlas\\_solarimetrico%20ceara\\_2011.pdf](http://www.adece.ce.gov.br/phocadownload/Energia/atlas_solarimetrico%20ceara_2011.pdf)>. Acesso em: 15 set. 2016.

[21]AGÊNCIA Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resolução Normativa nº 482**, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 08 ago. 2016.

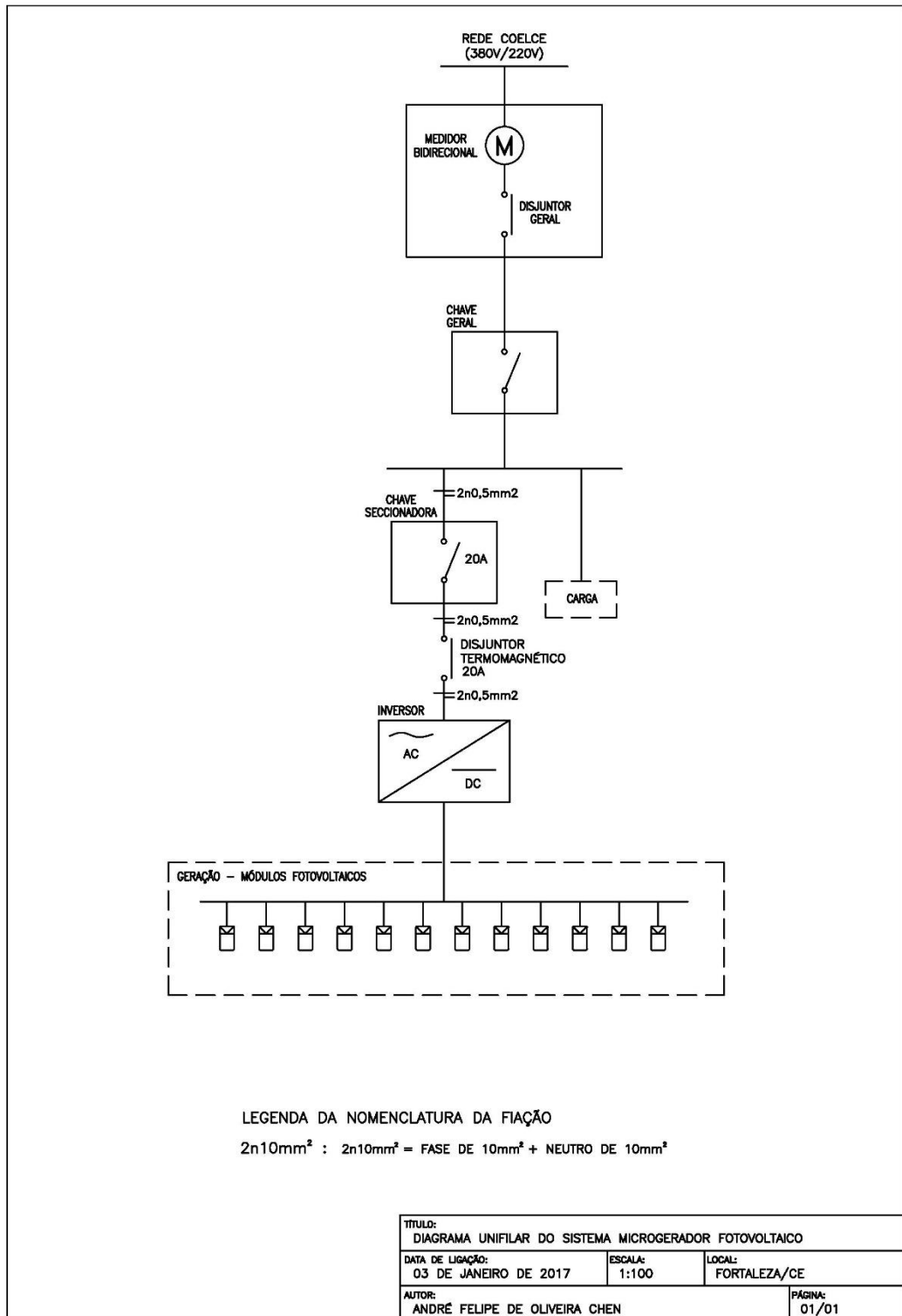
[22]AGÊNCIA Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. **Resolução Normativa nº 687**, de 24 de novembro de 2015. Altera a Resolução Normativa nº 482 e os Módulos 1 e 3 do PRODIST. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 08 ago. 2016.

[23] COMPANHIA Energética do Ceará – Coelce. **Norma Técnica NT-008/2012**. Estabelece regras e recomendações para a conexão de centrais geradoras ao sistema elétrico da Coelce. Disponível em: < [https://www.coelce.com.br/media/76344/nt-008\\_2012\\_r02\\_c%C3%B3pia%20n%C3%A3o%20controlada\\_intranet.pdf](https://www.coelce.com.br/media/76344/nt-008_2012_r02_c%C3%B3pia%20n%C3%A3o%20controlada_intranet.pdf)>. Acesso em: 10 ago. 2016.

**APÊNDICE I — PLANILHA DE CÁLCULO DA PRODUÇÃO DE ENERGIA ESTIMADA**

Energia anual produzida													
	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	MÉDIA
HSP	5,3300	5,1400	4,6700	4,5300	5,0300	5,0000	5,6900	6,1900	6,2500	6,4700	6,3600	6,0600	5,5600
Dias	31,0000	28,0000	31,0000	30,0000	31,0000	30,0000	31,0000	31,0000	30,0000	31,0000	30,0000	31,0000	TOTAL
Horas.mês	165,2300	143,9200	144,7700	135,9000	155,9300	150,0000	176,3900	191,8900	187,5000	200,5700	190,8000	187,8600	2030,7600
Energia (kWh)	485,2805	422,6930	425,1895	399,1383	457,9664	440,5500	518,0574	563,5809	550,6875	589,0741	560,3796	551,7448	5964,3421

## APÊNDICE II — DIAGRAMA UNIFILAR



## ANEXO I — FOLHA DE DADOS DO PAINEL FOTOVOLTAICO



**atersa**  
grupo elecnor

**+Ultra**  
*nueva gama*

➔ Módulo fotovoltaico  
**A-255P / A-260P / A-265P (TYCO 3.2)**



**+UltraTolerancia positiva**  
Positiva 0/+5 Wp

**+UltraCalidad**  
Anti Hot-Spot

**+UltraGarantía**  
10 años de garantía de producto

**+UltraFiabilidad**  
En el mercado desde 1979

**+UltraResistencia**  
Cristal templado de 3.2 mm

**+UltraTES**  
Verificación eléctrica célula a célula



➔  
Sistema único  
en el mercado,  
patentado por  
Ateresa.



## ANEXO I — FOLHA DE DADOS DO PAINEL FOTOVOLTAICO

### Características eléctricas (STC: 1kW/m<sup>2</sup>, 25°C±2°C y AM 1,5)\*

	A-255P	A-260P	A-265P
Potencia Nominal (0/+5 W)	255 W	260 W	265 W
Eficiencia del módulo	15,66%	15,97%	16,27%
Corriente Punto de Máxima Potencia (Imp)	8,29 A	8,35 A	8,40 A
Tensión Punto de Máxima Potencia (Vmp)	30,76 V	31,20 V	31,55 V
Corriente en Cortocircuito (Isc)	8,88 A	8,95 A	9,01 A
Tensión de Circuito Abierto (Voc)	37,80 V	37,98 V	38,14 V

### Parámetros térmicos

Coefficiente de Temperatura de Isc (α)	0,04% /°C
Coefficiente de Temperatura de Voc (β)	-0,32% /°C
Coefficiente de Temperatura de P (γ)	-0,43% /°C

### Características físicas

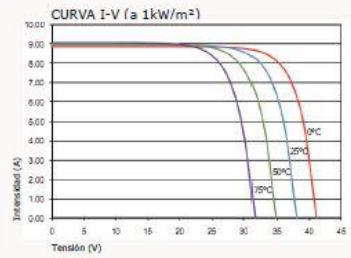
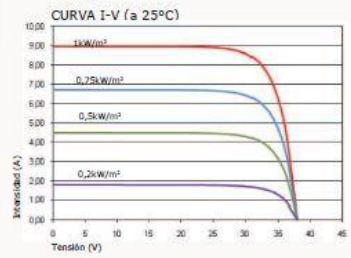
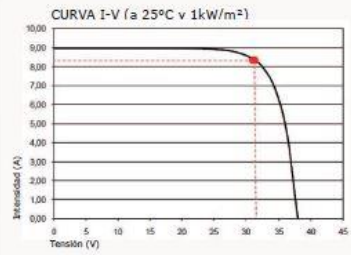
Dimensiones (mm ± 2 mm)	1645x990x40
Peso (kg)	21,5
Área (m <sup>2</sup> )	1,63
Tipo de célula	Policristalina 156x156 mm (6 pulgadas)
Células en serie	60 (6x10)
Cristal delantero	Cristal templado ultra claro de 3.2 mm
Marco	Aleación de aluminio anodizado o pintado en poliéster
Caja de conexiones	TYCO IP67
Cables	Cable Solar 4 mm <sup>2</sup> 1000 mm
Conectores	TYCO PV4

### Rango de funcionamiento

Temperatura	-40°C a +85°C
Máxima Tensión del Sistema / Protección	1000 V / CLASS II
Carga Máxima Viento / Nieve	2400 Pa (130 km/h) / 5400 Pa (551 kg/m <sup>2</sup> )
Máxima Corriente Inversa (IR)	15,1 A

\*Especificaciones eléctricas medidas en STC. NOCT: 47±2°C.  
Tolerancias medida STC: ±3% (Pmp); ±10% (Isc, Voc, Imp, Vmp).

### Curvas modelo A-260P



## ANEXO II — FOLHA DE DADOS DO INVERSOR

INPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1
Max. input current ( $I_{dc\ max\ 1} / I_{dc\ max\ 2}$ )			12.0 A / 12.0 A	
Max. array short circuit current (MPP <sub>1</sub> /MPP <sub>2</sub> )			15.0 A / 15.0 A	
Min. input voltage ( $U_{dc\ min}$ )			80 V	
Feed-in start voltage ( $U_{dc\ start}$ )			80 V	
Nominal input voltage ( $U_{dc,r}$ )			710 V	
Max. input voltage ( $U_{dc\ max}$ )			1,000 V	
MPP voltage range ( $U_{mpp\ min} - U_{mpp\ max}$ )		200 - 800 V		210 - 800 V
Number of MPP trackers			2	
Number of DC connections			2 + 2	
OUTPUT DATA	PRIMO 3.0-1	PRIMO 3.5-1	PRIMO 3.6-1	PRIMO 4.0-1
AC nominal output ( $P_{ac,r}$ )	3,000 W	3,500 W	3,680 W	4,000 W
Max. output power	3,000 VA	3,500 VA	3,680 VA	4,000 VA
AC output current ( $I_{ac\ nom}$ )	13.0 A	15.2 A	16.0 A	17.4 A
Grid connection (voltage range)			1 - NPE 220 V / 230 V (180 V - 270 V)	
Frequency (frequency range)			50 Hz / 60 Hz (45 - 65 Hz)	
Total harmonic distortion			< 5 %	
Power factor ( $\cos\ \phi_{ac,r}$ )			0.85 - 1 ind. / cap.	

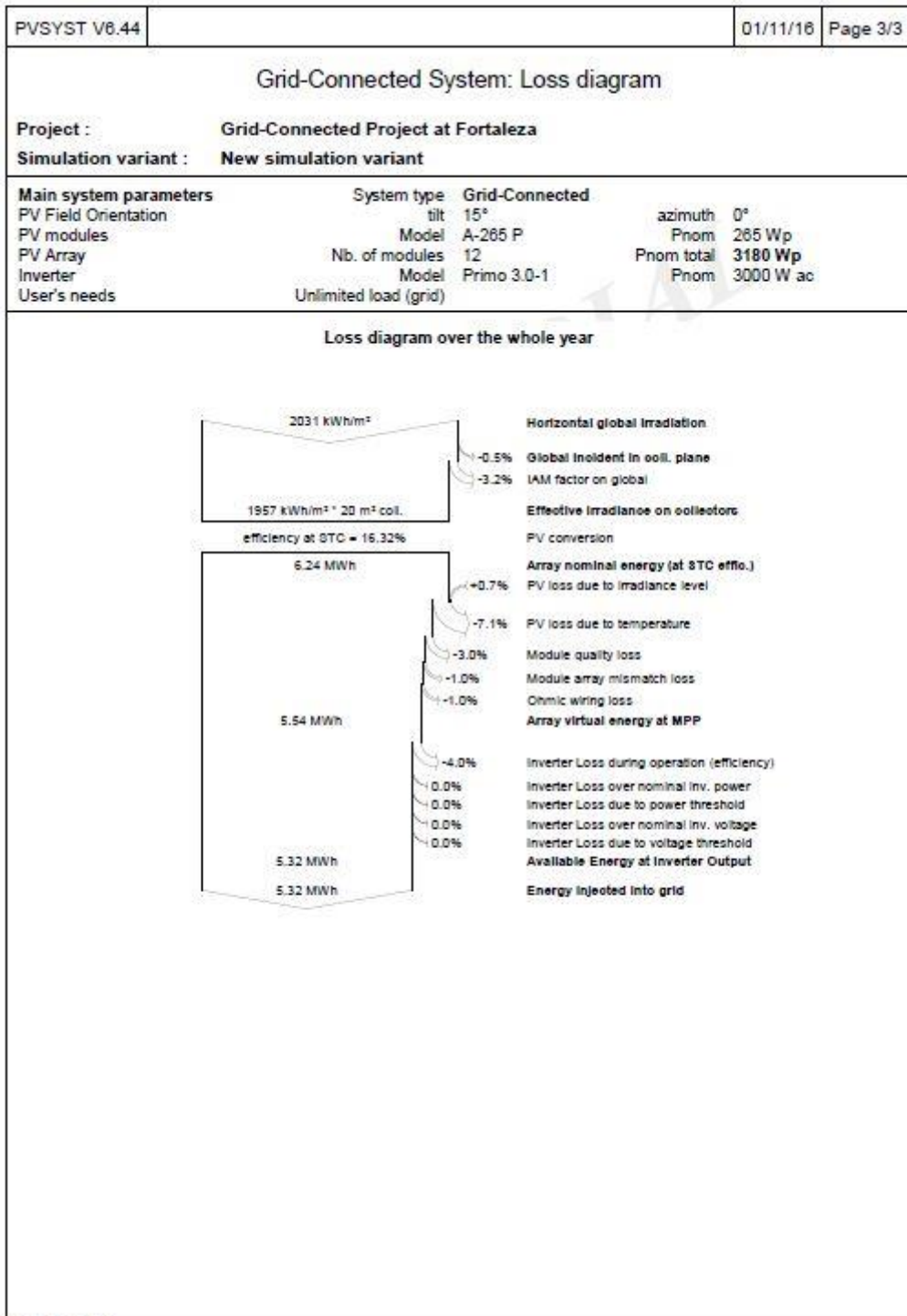
## ANEXO III — RELATÓRIO DO PVSYS

PVSYS V8.44	01/11/16	Page 1/3
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>		
<b>Project :</b> <b>Grid-Connected Project at Fortaleza</b>		
<b>Geographical Site</b>	<b>Fortaleza</b>	<b>Country</b> <b>Brazil</b>
<b>Situation</b>	<b>Latitude</b> 3.7°S	<b>Longitude</b> 38.5°W
Time defined as	<b>Legal Time</b> Time zone UT-3	<b>Altitude</b> 17 m
	<b>Albedo</b> 0.20	
<b>Meteo data:</b>	<b>Fortaleza</b>	<b>MeteoNorm 7.1 station - Synthetic</b>
<b>Simulation variant :</b> <b>New simulation variant</b>		
	<b>Simulation date</b>	<b>01/11/16 21h39</b>
<b>Simulation parameters</b>		
<b>Collector Plane Orientation</b>	<b>Tilt</b> 15°	<b>Azimuth</b> 0°
<b>Models used</b>	<b>Transposition</b> Perez	<b>Diffuse</b> Perez, Meteororm
<b>Horizon</b>	<b>Free Horizon</b>	
<b>Near Shadings</b>	<b>No Shadings</b>	
<b>PV Array Characteristics</b>		
<b>PV module</b>	<b>Si-poly</b>	<b>Model</b> <b>A-265 P</b>
Custom parameters definition	<b>Manufacturer</b>	<b>Atersa</b>
<b>Number of PV modules</b>	<b>In series</b>	<b>12 modules</b>
<b>Total number of PV modules</b>	<b>Nb. modules</b>	<b>12</b>
<b>Array global power</b>	<b>Nominal (STC)</b>	<b>3180 Wp</b>
<b>Array operating characteristics (50°C)</b>	<b>U mpp</b>	<b>348 V</b>
<b>Total area</b>	<b>Module area</b>	<b>19.5 m²</b>
		<b>In parallel</b> 1 strings
		<b>Unit Nom. Power</b> 265 Wp
		<b>At operating cond.</b> 2991 Wp (50°C)
		<b>I mpp</b> 8.6 A
		<b>Cell area</b> 17.5 m²
<b>Inverter</b>		
Custom parameters definition	<b>Model</b>	<b>Primo 3.0-1</b>
<b>Characteristics</b>	<b>Manufacturer</b>	<b>Fronius International</b>
<b>Inverter pack</b>	<b>Operating Voltage</b>	<b>200-800 V</b>
		<b>Unit Nom. Power</b> 3.00 kWac
	<b>Nb. of inverters</b>	<b>1 units</b>
		<b>Total Power</b> 3.0 kWac
<b>PV Array loss factors</b>		
<b>Thermal Loss factor</b>	<b>Uc (const)</b>	<b>20.0 W/m²K</b>
<b>Wiring Ohmic Loss</b>	<b>Global array res.</b>	<b>652 mOhm</b>
<b>Module Quality Loss</b>		<b>Uv (wind)</b> 0.0 W/m²K / m/s
<b>Module Mismatch Losses</b>		<b>Loss Fraction</b> 1.5 % at STC
<b>Incidence effect, ASHRAE parametrization</b>	<b>IAM = 1 - bo (1/cos i - 1)</b>	<b>Loss Fraction</b> 3.0 %
		<b>Loss Fraction</b> 1.0 % at MPP
		<b>bo Param.</b> 0.05
<b>User's needs :</b>	<b>Unlimited load (grid)</b>	

## ANEXO III — RELATÓRIO DO PVSYS

PVSYS V6.44		01/11/16	Page 2/3					
<b>Grid-Connected System: Main results</b>								
<b>Project :</b>		Grid-Connected Project at Fortaleza						
<b>Simulation variant :</b>		New simulation variant						
<b>Main system parameters</b>		<b>System type</b>	Grid-Connected					
PV Field Orientation		tilt	15°					
PV modules		Model	A-265 P					
PV Array		Nb. of modules	12					
Inverter		Model	Primo 3.0-1					
User's needs		Unlimited load (grid)						
		azimuth	0°					
		Pnom	265 Wp					
		Pnom total	3180 Wp					
		Pnom	3000 W ac					
<b>Main simulation results</b>		<b>Produced Energy</b>	5.32 MWh/year					
<b>System Production</b>		<b>Performance Ratio PR</b>	82.7 %					
		<b>Specific prod.</b>	1673 kWh/kWp/year					
<b>Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 3180 Wp</b>		<b>Performance Ratio PR</b>						
<b>New simulation variant</b>								
<b>Balances and main results</b>								
	<b>GlobHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>GlobEff</b>	<b>EArray</b>	<b>E_Grid</b>	<b>EFFArrR</b>	<b>EFFSysR</b>
	kWh/m²	°C	kWh/m²	kWh/m²	MWh	MWh	%	%
January	165.1	27.72	149.3	143.4	0.410	0.392	14.04	13.43
February	143.6	27.66	135.2	130.1	0.372	0.355	14.07	13.45
March	145.1	27.31	142.6	137.9	0.391	0.373	14.03	13.40
April	136.1	26.56	139.9	135.2	0.386	0.369	14.12	13.50
May	156.3	27.18	169.0	164.1	0.465	0.446	14.07	13.50
June	149.8	26.26	165.1	161.2	0.459	0.441	14.13	13.57
July	176.4	26.69	196.1	190.8	0.538	0.518	14.04	13.51
August	192.0	26.83	205.2	199.8	0.561	0.540	13.98	13.47
September	187.2	26.74	188.8	183.3	0.516	0.497	13.99	13.46
October	200.8	27.40	190.7	184.7	0.520	0.500	13.95	13.41
November	190.7	27.32	173.1	166.7	0.474	0.455	14.02	13.46
December	188.2	28.02	166.0	159.4	0.453	0.434	13.97	13.39
Year	2031.3	27.14	2021.9	1956.7	5.544	5.320	14.03	13.46
<b>Legends:</b>		<b>GlobHor</b>		<b>EArray</b>		<b>EFFArrR</b>		
	Horizontal global Irradiation		Effective energy at the output of the array		Effective energy at the output of the array			
	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>		<b>E_Grid</b>		<b>EFFSysR</b>		
	Ambient Temperature	Global Incident in coll. plane		Energy injected into grid		Effic. Eout system / rough area		
	<b>GlobEff</b>	Effective Global, corr. for IAM and shadings		Effic. Eout array / rough area				

## ANEXO III — RELATÓRIO DO PVSYS



## ANEXO IV — FORMULÁRIO DE IDENTIFICAÇÃO DA CENTRAL GERADORA

### Anexo C: Formulário de Registro de Central Geradora

#### C.1 Identificação

Proprietário					
Nome:			CNPJ/CPF:		
Telefone:	( )		Fax:	( )	
Endereço:					
Município			UC:		
E-mail:					
Central Geradora					
Denominação UTE:					
Telefone:	( )		Fax:	( )	
Endereço:					
Município			UC:		
Coordenadas Geográficas:	Latitude:		Longitude:		
E-mail:					

#### C.2 Características Técnicas da Central Geradora

Usina Termelétrica - UTE					
Potência Instalada Total Bruta (kW):					
Número de Unidades Geradoras:					
Combustível (se aplicável):					
Geradores	Potência nominal (kVA)	Tensão (kV)	Fator de Potência (cos φ)	Potência (kW)	Data da entrada em operação
01					
...					
x					

Nota: A variável "x" corresponde ao número de unidades geradoras no empreendimento.

Usina Fotovoltaica - SOL				
Potência Instalada Total (kWp):				
Área Total da Usina (m <sup>2</sup> ):				
Número de Arranjos:				
Módulos da Usina Fotovoltaica:				
Arranjos	Nº. de Placas por Arranjo	Área do Arranjo (m <sup>2</sup> )	Potência de Pico	Data da entrada em operação
01				
...				
x				

Nota: A variável "x" corresponde ao número de unidades geradoras no empreendimento.

Declaro que as informações prestadas neste documento correspondem ao empreendimento em referência e estão de acordo com a legislação aplicável em especial com o disposto nas resoluções da ANEEL que tratam sobre a outorga de empreendimentos de geração.

Estou ciente de que declarações falsas ou inexatas caracterizam crime de falsidade ideológica (art. 1299 do Código Penal).

Fortaleza, de 20...

\_\_\_\_\_  
Assinatura do Proprietário ou Representante Legal