



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

PEDRO HENRIQUE ALBUQUERQUE GUIMARÃES

PROJETO E IMPLEMENTAÇÃO DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 65 KWP

FORTALEZA

2018

PEDRO HENRIQUE ALBUQUERQUE GUIMARÃES

PROJETO E IMPLEMENTAÇÃO DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 65 KWP

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica do Departamento Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Paulo César Marques de Carvalho.

FORTALEZA

2018

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)

G98p Guimarães, Pedro Henrique Albuquerque.
 Projeto e implementação de planta fotovoltaica de 65 kWp / Pedro Henrique Albuquerque
 Guimarães. – 2018.
 93 f. : il. color.

 Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro
 de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2018.
 Orientação: Prof. Dr. Paulo César Marques de Carvalho.

 1. Energia solar. 2. Planta fotovoltaica. 3. Geração distribuída. I. Título.

CDD 621.3

PEDRO HENRIQUE ALBUQUERQUE GUIMARÃES

PROJETO E IMPLEMENTAÇÃO DE PLANTA FOTOVOLTAICA DE 65 KWP

Monografia apresentada ao Curso de Engenharia Elétrica do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista.

Aprovada em: __/__/2018.

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Paulo César Marques de Carvalho (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Francisco Kleber de Araújo Lima
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Antônio David Sena Rabelo
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais, Myrle e Eduardo.

AGRADECIMENTOS

A Deus, toda a gratidão por ter me concedido tantas bênçãos durante a vida.

Aos meus pais, Myrle e Eduardo, os quais tenho como exemplo e sempre foram fonte de amor e apoio incondicionais.

A meus familiares, que sempre estiveram ao meu lado, sendo meu maior suporte.

Ao meu orientador, Prof. Dr. Paulo Cesar Marques de Carvalho, que despertou meu interesse na área de energias renováveis, a qual hoje me dedico integralmente, além de todo o apoio na execução desse trabalho.

A todos os professores da Engenharia Elétrica, por todo o conhecimento partilhado e dedicação devotada ao curso.

A Lara Barreira, pelo companheirismo de todas as horas, ensinamentos constantes, além dos incentivos que me fazem seguir em frente.

Aos meus amigos, que sempre me auxiliam no que for preciso e torcem por mim em todos os momentos.

Aos meus companheiros de trabalho, que me proporcionam aprendizados diariamente, os quais levarei para toda a vida.

Aos meus amigos da Engenharia, que dividiram comigo todos os momentos de vitórias e angústias durante a graduação, tornando-a mais leve e completa.

RESUMO

O presente trabalho visa apresentar as atividades realizadas durante as etapas de projeto e implementação de uma planta fotovoltaica de 65 kWp, localizada em região litorânea do nordeste brasileiro. Na fase de projeto, são explicitados os cálculos realizados para o dimensionamento do sistema e os critérios utilizados para a escolha de seus componentes. Optou-se, então, por painéis da Canadian Solar de 325 Wp e um inversor da ABB com potência nominal de 50 kW. Foi feito um levantamento topográfico com veículo aéreo não tripulado para estudo de sombreamento do local. Esse estudo foi elaborado com o auxílio do *software* de simulação PV*Sol, o que resultou na obtenção de parâmetros como fator de capacidade (FC) e previsão de geração. Os resultados foram de 19,92% de FC e previu-se uma produção de 113.429,5 kWh/ano. Na fase de implementação, são descritos todos os procedimentos realizados para a instalação do sistema. Estes foram divididos em etapas, a fim de ilustrar em ordem cronológica o trabalho desempenhado. Por fim, é feita a análise geral dos custos aproximados e prazos relacionados com a realização do projeto, além de enaltecer pontos positivos e pontuar melhorias nas atividades. Os custos finais excederam em 14,96% do valor de R\$ 285.000,00 estimado previamente. Esse aumento se deu por dificuldades logísticas e gastos com obras de infraestrutura de segurança. A implantação foi concluída com sucesso após 4 meses e 20 dias do início do projeto.

Palavras chave: Planta Fotovoltaica, Fator de Capacidade, Estudo de Sombreamento.

ABSTRACT

The present work aims to present the activities carried out during the design and implementation stages of a 65 kWp photovoltaic system located in a coastal region of northeastern Brazil. In the design phase, the calculations made to design the system and the criteria used to choose its components are explained. It was chosen 325 Wp Canadian Solar panels and an ABB inverter with 50 kW of nominal power. A topographic survey was performed with unmanned aerial vehicle to study site shadowing. This study was elaborated with the PV*Sol simulation software, which resulted in obtaining parameters such as capacity factor (FC) and generation forecast. The results were 19.92% of CF and a production of 113,429.5 kWh/year was predicted. In the implementation phase, all the procedures performed for the installation of the system are described. These were divided into stages in order to illustrate in a chronological order the work performed. Finally, it is made the general analysis of the approximate costs and deadlines related to the realization of the project, besides praising positive points and punctuating improvements in the activities. The final costs exceeded 14.96% of the previously estimated R\$ 285,000.00. This increase was due to logistical difficulties and expenses with works of security infrastructure. The deployment was successfully completed after 4 months and 20 days from the start of the project.

Key words: Photovoltaic System, Capacity Factor, Site Shadowing.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Efeito FV	17
Figura 2 - Sistema conversor CC/CA.....	23
Figura 3 - Arranjos FV.	31
Figura 4 - Padrão solar no hemisfério sul.....	33
Figura 5 - Sistema FV de 3,84 kWp instalado em telhado no litoral do Ceará.....	34
Figura 6 - Usina solar FV em estrutura no solo.....	35
Figura 7 - DJI Phantom 4	39
Figura 8 - Ortofoto geral a partir de fotos aéreas	40
Figura 9 - Nuvem de pontos.	41
Figura 10 - Superfície obtido por triangulação de pontos.....	42
Figura 11 - Dimensões do módulo fotovoltaico	43
Figura 12 - Curvas IxV características do módulo fotovoltaico.....	45
Figura 13 - Inversor TRIO-50.0-TL-OUTD.....	46
Figura 14 - Dimensões do inversor.....	48
Figura 15 - Estrutura de fixação.....	53
Figura 16 - Estrutura de fixação completa, estrutura para inversor e encaminhamento subterrâneo de cabos.....	54
Figura 17 - Simulação de sombreamento do dia 1 de janeiro de 2017 às 17:30.....	55
Figura 18 - Simulação de sombreamento do dia 1 de julho de 2017 às 17:30.....	55
Figura 19 - Desenho da planta do sistema com muro.....	56
Figura 20 - Planta de situação.	57
Figura 21 - Modelagem 3D da planta FV e fontes periféricas de sombreamento. Vista superior.	58
Figura 22 - Modelagem 3D da planta FV e fontes periféricas de sombreamento. Vista aproximada.....	58
Figura 23 - Produção mensal de eletricidade em kWh.	59
Figura 24 - Resultados de geração simulada.....	60
Figura 25 - Ponto de ligação completo.....	61

Figura 26 - Caixa de medição.	62
Figura 27 - Vista lateral do desenho da estrutura da planta FV.	63
Figura 28 - Fixação das estruturas em PVC	64
Figura 29 - Secagem do concreto das bases.	64
Figura 30 - Fim da instalação das bases de concreto	65
Figura 31 – Módulos FV ao ar livre.	66
Figura 32 – Módulos FV abrigados.	67
Figura 33 - Estoque dos módulos FV.....	67
Figura 34 - Infraestrutura de segurança.	69
Figura 35 - Valas da malha de aterramento.....	70
Figura 36 - Eletroduto CA em vala.	70
Figura 37 - Quadro de distribuição.	71
Figura 38 - Colocação de barras metálicas.....	72
Figura 39 - Alinhamento de barras metálicas.	72
Figura 40 - Diferença de nível do perfil metálico em relação às barras roscadas.....	73
Figura 41 - Estruturas de fixação concluídas.....	74
Figura 42 - Conexão do ponto de ligação à rede aérea.....	75
Figura 43 - Painel danificado (1).....	77
Figura 44 - Painel danificado (2).....	77
Figura 45 - Instalação de painéis FV.....	78
Figura 46 - Inclinação dos painéis FV.....	79
Figura 47 - Estrutura de painéis completa.	80
Figura 48 - Conclusão da instalação de painéis FV.	80
Figura 49 - Inversor em configuração.	82
Figura 50 - Inversor instalado.....	82
Figura 51 - Dados de geração em período de teste.....	83

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Unidades consumidoras com geração distribuída por classe de consumo. Retirado em 20/04/2018.....	19
Tabela 2 - Unidades consumidoras com geração distribuída por tipo de geração. Retirado em 20/04/2018.....	20
Tabela 3 - Coeficientes de temperatura.	29
Tabela 4 - Angulação ideal dos painéis fotovoltaicos.....	32
Tabela 5 - Parâmetros elétricos do modulo FV em condições STC.	44
Tabela 6 - Parâmetros elétricos em condições NOCT.....	44
Tabela 7 - Premissas de dimensionamento do arranjo.....	49
Tabela 8 - Parâmetros de operação em diferentes cenários de temperatura de operação.....	50
Tabela 9 - Resultados dos testes finais.....	84

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	13
1.1 Definição do problema.....	13
1.2 Objetivos	14
1.2.1 Objetivo Geral	14
1.2.2 Objetivos Específicos.....	14
1.3 Estrutura do trabalho	15
2 GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA.....	16
2.1. Efeito Fotovoltaico	16
2.2 Geração distribuída	17
2.2.1 Micro e Minigeração Fotovoltaica	18
2.2.2 Equipamentos do Sistema.....	20
3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FV CONECTADO À REDE	24
3.1 Estimativa e Comportamento de Carga	24
3.2 Avaliação do recurso solar	25
3.3 Design do sistema	26
3.3.1 Definição de parâmetros elétricos	26
3.3.2 Arquitetura de instalação.....	32
3.4 Simulação de sistemas FV	35
4 ESTUDO DE CASO.....	37
4.1 Etapa 1 - Análise preliminar	37
4.2 Etapa 2 - Design do projeto.....	38
4.2.1 Estudo de sombreamento.....	38
4.2.2 Definição de parâmetros elétricos	42
4.2.3 Definição de arranjo.....	49
4.2.4 Modelagem de produção	57
4.3 Etapa 3 - Obra civil 1.....	60
4.3.1 Ponto de Entrega.....	60
4.3.2 Bases de concreto	62

4.4 Etapa 4 - Aquisição de equipamentos.....	65
4.5 Etapa 5 - Obra civil 2.....	68
4.5.1 Infraestrutura de segurança.....	68
4.5.2 Componentes CA e Aterramento.....	69
4.5.3 Estruturas metálicas.....	71
4.5.4 Ligação da rede de energia.....	74
4.6 Etapa 6 – Instalação dos equipamentos da planta FV.....	76
4.6.1 Instalação painéis FV.....	76
4.6.2 Cabos CC e Inversor.....	81
4.7 Etapa 7 – Conexão e inspeção da planta FV.....	83
5 CONCLUSÃO.....	85
Recomendações para trabalhos futuros.....	89
REFERÊNCIAS.....	90
ANEXO 1 – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO INVERSOR.....	93

1 INTRODUÇÃO

O presente capítulo abordará os seguintes tópicos: Definição do problema, Objetivos e Estrutura do trabalho.

1.1 Definição do problema

Em 2012 entrou em vigor a Resolução Normativa 482/2012, a qual define as condições gerais de acesso ao sistema de distribuição de energia por micro e minigeração (ANEEL, 2012). Desde então, o número de sistemas de geração fotovoltaica (FV) conectados à rede vem crescendo assintoticamente no país. Em 2015 houve a publicação da RN 687/2015, que substituía a RN 482/2012, provocando alterações nos conceitos de micro e minigeração, porém manteve as perspectivas de alto crescimento do mercado de energias renováveis no país.

Com o intuito de intensificar o crescimento desse mercado no Brasil, foi fundada a Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD) em setembro de 2015. A ideia dessa associação surgiu exatamente pelo alto crescimento do mercado e, conseqüentemente, uma necessidade de atendimento das demandas técnicas, regulatórias e políticas do setor.

Segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), existiam em 20 de abril de 2018, 25.813 usinas cadastradas no sistema de geração distribuída, sendo destas 25.627 do tipo usina solar fotovoltaica (UFV). Esse grande número se dá por conta da alta viabilidade financeira, fácil instalação e baixo custo de operação e manutenção desses sistemas, além do enorme recurso solar do país.

Entre os estados brasileiros, o Ceará se encontra hoje no *ranking* nacional como o estado do nordeste com maior número de unidades consumidoras contempladas com geração distribuída e maior potência instalada (ANEEL, 2018). Estes números, obtidos em 3 de junho de 2018, são de, respectivamente, 1.016 UC's e 27.202,74 kW instalados. Esse resultado se dá pelos bons índices de vento e recurso solar no estado.

Para a instalação de novas UFV, o desempenho de geração destas é previamente estimado e, posteriormente, é analisada a viabilidade financeira da implantação do sistema, considerando-se todos os custos previstos.

No entanto, existem riscos envolvidos na implantação do sistema FV que interferem no processo de instalação e no custo real do mesmo.

Dado isto, percebe-se a importância de um estudo preliminar detalhado do sistema FV, bem como uma análise da instalação, na intenção de validar o que foi estimado.

Ademais, faz-se necessário um estudo dos sistemas FV já implementados, para que aprendizados práticos sejam adquiridos e que a engenharia do setor FV brasileiro se desenvolva ainda mais, adequando considerações técnicas às particularidades climáticas e sociais do Brasil.

Assim, o presente estudo visa apresentar o desenvolvimento e implementação de uma usina FV de 65 kWp localizada na região litorânea do nordeste brasileiro, conectada à rede básica para compensação do tipo autoconsumo remoto. Serão apresentadas todas as etapas de desenvolvimento do projeto e instalação do sistema FV.

1.2 Objetivos

Neste tópico, serão apresentados os objetivos geral e específico deste trabalho.

1.2.1 Objetivo Geral

Analisar o processo de instalação de um parque FV conectado à rede, detalhando as etapas relacionadas com o dimensionamento da planta FV, a aquisição e logística de materiais e a instalação do sistema, concluindo com o comissionamento.

1.2.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste trabalho são:

- 1) Apresentar um estudo de dimensionamento de plantas FV.
- 2) Demonstrar o estudo de sombreamento realizado na planta em estudo.
- 3) Analisar o desenvolvimento do projeto.
- 4) Apresentar a logística e aquisição de equipamentos FV.
- 5) Discorrer sobre as etapas de implementação do parque FV.
- 6) Discutir pontos relevantes do estudo de caso.
- 7) Expor as conclusões inerentes ao estudo.

1.3 Estrutura do trabalho

O presente trabalho divide-se em seis capítulos. O primeiro capítulo é consistido em definição do problema, abordando o contexto o qual o estudo está inserido, além dos objetivos geral e específicos.

No Capítulo 2 é abordada a geração de energia elétrica a partir de sistemas FV.

No Capítulo 3 constam os conceitos relacionados com o dimensionamento de parques FV.

No Capítulo 4 são apresentados o desenvolvimento e implementação do sistema FV foco do estudo.

No Capítulo 5 são apresentados os resultados e conclusões do presente estudo, além de sugestões para trabalhos futuros.

2 GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Segundo Reis (2011), os sistemas de geração de energia elétrica a partir da energia advinda do sol são divididos principalmente em sistemas FV (autônomos ou conectados à rede elétrica) e sistemas termo solares. No primeiro caso, a energia solar é transformada diretamente em energia elétrica. Já no segundo, essa energia proveniente do sol será utilizada para produção de vapor, o qual acionará turbinas termo elétricas ou máquinas a vapor.

Como exemplo de outros sistemas que atualmente se encontram em fase avançada de pesquisa, Reis (2011) cita os sistemas FV de concentração, os quais concentram os feixes de radiação solar por meio de discos refletores ou lentes e os direcionam para células FV de pequeno porte, e a chaminé solar, que seu conceito concatena energia solar e eólica.

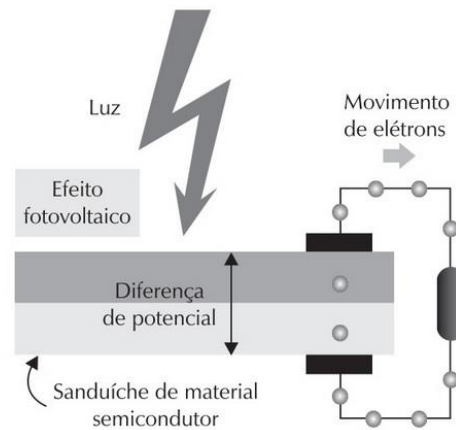
2.1. Efeito Fotovoltaico

De acordo com Santos (2013), os módulos FV, a partir do chamado efeito FV, coletam os raios solares e os convertem em energia elétrica. Este é um fenômeno particular de certos materiais quando expostos à luz.

O efeito FV, de acordo com Villalva (2015):

[...] consiste na transformação da radiação eletromagnética do Sol em energia elétrica através da criação de uma diferença de potencial, ou uma tensão elétrica, sobre uma célula formada por um sanduíche de materiais semicondutores.

Figura 1- Efeito FV



Fonte: Villalva (2015).

De acordo com Reis (2011), os materiais semicondutores possuem uma banda de valência que contem elétrons e uma banda de condução, que a temperaturas baixas é vazia de elétrons. Após o processo de dopagem do material, forma-se a junção pn. Ainda segundo Reis (2011):

Quando uma junção *pn* fica exposta a fótons com energia maior que o *gap* existente entre a banda de valência e condução, ocorre a geração de pares elétron-lacuna; se isso acontecer na região onde o campo elétrico é diferente de zero, as cargas são aceleradas, gerando, assim, uma corrente através da junção; esse deslocamento de cargas dá origem a uma diferença de potencial, chamada de efeito fotovoltaico.

2.2 Geração distribuída

Segundo ANEEL (2016, p. 8):

Desde 17 de abril de 2012, quando a ANEEL criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.

Ainda segundo a ANEEL (2016), a Resolução Normativa REN nº 482/2012 definiu as mínimas condições para a conexão de micro e minigeradores à rede elétrica. Posteriormente, a REN nº 482/2012 e a seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de

Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) foram revisadas e então publicou-se a Resolução Normativa REN nº 687/2015.

Pinho e Galdino (2014) citam que o Sistema de Compensação de Energia Elétrica dá a oportunidade para o consumidor de injetar energia ativa na rede elétrica e essa energia será compensada com o consumo de energia ativa de qualquer unidade consumidora cadastrada com a mesma titularidade, sendo esta um Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ).

2.2.1 Micro e Minigeração Fotovoltaica

A Resolução Normativa 687/2015 define os conceitos de micro e minigeração distribuídas. A primeira se configura por ser uma central geradora, conectada à rede elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras, podendo utilizar fontes renováveis ou cogeração qualificada com potência instalada do sistema inferior ou igual a 75 kW. Já a segunda tem definição similar, porém a potência instalada do sistema deve estar entre 75 kW e 3 MW caso seja de fonte hídrica, ou superior a 75 kW e inferior a 5 MW se for cogeração qualificada ou outra fonte renovável de energia elétrica.

A Tabela 1 apresenta o número de unidades consumidoras (UCs) que foram inseridas no Sistema de Compensação de Energia até 20 de abril de 2018, considerando todas as fontes de geração, distribuídas por classe de consumo.

Tabela 1 - Unidades consumidoras com geração distribuída por classe de consumo. Retirado em 20/04/2018.

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			
Classe de Consumo	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
Comercial	4.294	13.486	146.766,53
Iluminação pública	8	8	84,90
Industrial	652	767	40.145,66
Poder Público	234	282	9.284,97
Residencial	20.536	22.591	93.612,20
Rural	900	1.316	26.985,43
Serviço Público	41	43	1.391,45

Fonte: ANEEL (2018).

A partir da Tabela 1, podemos perceber que um total de 26.665 usinas, as quais somam uma potência instalada de aproximadamente 318,27 MW, beneficiam 38.493 unidades consumidoras com créditos a serem abatidos na conta de energia. A Tabela 1 mostra também que a maior quantidade de centrais geradoras cadastradas pertence a consumidores residenciais ou comerciais.

A Tabela 2 também apresenta as unidades consumidoras inseridas no Sistema de Compensação de Energia, com os dados classificados por tipo de geração.

Tabela 2 - Unidades consumidoras com geração distribuída por tipo de geração. Retirado em 20/04/2018.

UNIDADES CONSUMIDORAS COM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA			
Tipo	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada (kW)
CGH	45	6.745	43.325,90
EOL	54	97	10.305,60
UFV	26.479	31.422	240.034,76
UTE	87	229	24.604,88

Fonte: ANEEL (2018).

As quatro fontes de geração contempladas na tabela acima são Central Geradora Hidroelétrica (CGH), Central Geradora Eólica (EOL), Central Geradora Solar Fotovoltaica (UFV) e Usina Termelétrica (UTE).

A Tabela 2 mostra a relevância da geração FV na composição do cenário da geração distribuída atualmente. O total de 26.479 usinas FV representa quase a totalidade do número de centrais geradoras cadastradas no sistema, ao passo que as centrais de geração hídricas, eólicas e termoelétricas somadas representam menos de 1% do total da geração distribuída.

2.2.2 Equipamentos do Sistema

Rüther (2004) explica que os equipamentos e componentes de um sistema FV conectado à rede elétrica são painéis FV, estruturas de fixação, inversor(es), diodos de *bypass* e bloqueio, proteções como fusíveis e disjuntores, cabos elétricos, caixas de junção e terminais.

Segundo Lopez (2012), os sistemas de geração FV conectados à rede não necessitam de baterias para armazenamento de energia, tendo em vista que a eletricidade gerada excedente será injetada na rede. Todo o arranjo do sistema é conectado aos inversores, os quais estão ligados diretamente à rede elétrica. Os

inversores então devem atender às exigências e normas de qualidade e segurança, para não afetar negativamente a rede.

2.2.2.1 Painel Fotovoltaico

De acordo com Lopez (2012, p. 105):

Um painel (módulo) é um conjunto de células fotovoltaicas conectadas em série ou em paralelo para produzir as tensões e correntes desejadas. Assim como nas pilhas e baterias, quando os painéis FV são conectados em série, a tensão é somada e a corrente permanece constante. A maioria das células produz 0,5 V. Desta forma, um módulo típico de 36 células apresenta uma tensão de operação de 18 V sem carga (a vazio) e tensão nominal de 12 V quando suprindo carga plena. A corrente de saída do módulo é determinada pela quantidade de área superficial e eficiência por unidade de uma célula individual no módulo.

Lopez (2012) também afirma que apesar dos termos painel e módulo serem utilizados indistintamente, na nomenclatura técnica o termo painel é utilizado para representar um grupo de módulos conectados, e um conjunto de painéis conectados para se alcançar os valores desejados de operação de tensão e corrente se denomina arranjo. A vida útil estimada destes equipamentos se dá em torno de 25 anos.

Segundo Lopez (2012, p.106):

Módulos fotovoltaicos de filme fino (película) e cristalino degradam ao longo do tempo, aproximadamente de 0,5% a 1,0% por ano. A maioria dos módulos é garantida pelo fabricante para produção de 90% de sua potência de pico mínima em dez anos e 80% de 20 a 25 anos.

Segundo o Fraunhofer Institut (2018), as células FV mais comumente encontradas no mercado mundial são as de silício monocristalino, silício policristalino e filme fino, sendo esta última a tecnologia menos representativa. Em 2016 foram produzidos, aproximadamente, 75 GWp de painéis FV no mundo todo. Os painéis feitos com silício policristalino somam cerca de 67% desse total.

2.2.2.2 Inversor

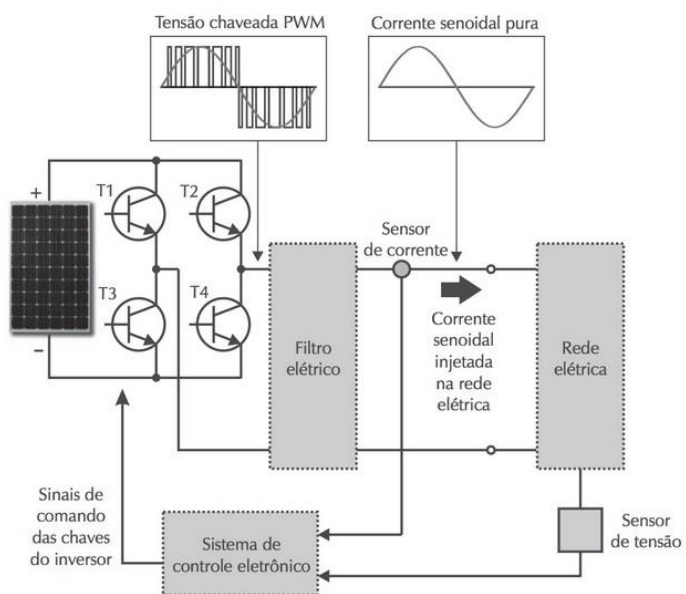
Os inversores, de acordo com Rüther (2004), têm a fun  o de converter a corrente continua proveniente de painéis FV e baterias em corrente alternada. A tensão gerada pelo sistema também    convertida pelo inversor para valores de tensão e frequência da rede, além do baixo conteúdo de harm  nicos e formato senoidal necessários para possibilitar a interconexão do sistema    rede.

As prote  o  es do sistema FV estão quase todas localizadas no inversor, que    a interface com a rede de distribui  o e equipamento final do sistema de gera  o. O inversor deve garantir prote  o  es de sobre e subtensão, sobre e subfrequência, sobrecorrente e quaisquer surtos de energia, tanto na entrada CC como na saída CA. O sistema para evitar o efeito *islanding*, ou ilhamento em português, também se faz necessário para a prote  o de operadores da rede (Rüther, 2004).

De acordo com a Resolu  o Normativa REN 687/2015, a prote  o de anti-ilhamento deve garantir a desconexão física da unidade consumidora onde exista sistema de gera  o distribuída durante uma interrup  o no fornecimento de energia da rede. Essa determina  o contempla qualquer sistema de micro ou minigera  o distribuída, independente de sua potência instalada.

Para sistemas de gera  o FV conectados    rede, o inversor a ser utilizado deve possuir certifica  o  es de testes e ensaios conforme normas técnicas. Pode também possuir o certificado de concessão do Inmetro. Essas requisico  es garantem para a concessionário a qualidade do equipamento e, conseqüentemente, asseguram um bom regime de opera  o do aparelho e a e a manuten  o da segurança.

Figura 2 - Sistema conversor CC/CA



Fonte: Villalva (2015).

3 DIMENSIONAMENTO DO SISTEMA FV CONECTADO À REDE

Goswami, Kreith e Kreider (2000) definem passos básicos para o dimensionamento de um sistema FV. Estes são:

- 1) Estimativa e Comportamento de Carga.
- 2) Estimativa da irradiação solar disponível no local.
- 3) O design do sistema FV, incluindo a área disponível, seleção de componentes e o esquemático do sistema elétrico.

3.1 Estimativa e Comportamento de Carga

Tendo em vista que o consumo não necessariamente é constante e a geração solar se comporta de forma sazonal ao longo do ano, Carvalho (2017) propõe para o dimensionamento de sistemas FV conectados à rede elétrica uma análise do consumo energético baseada nos últimos 12 meses.

Tem-se que:

$$\textit{Consumo Médio Mensal} * 12 = \textit{Consumo Médio Anual} \quad (1)$$

Utiliza-se o Consumo Médio Anual como estimativa de carga, pois o comportamento da geração varia ao longo do ano, havendo meses em que esta será superior ao consumo e vice-versa. O Sistema de Compensação de Energia, ou *net metering*, permite que os créditos de energia ativa gerados em meses superavitários sejam compensados em até 60 meses.

Pinho e Galdino (2014) detalham o conceito citado anteriormente. Para o dimensionamento otimizado de um sistema FV, segundo os autores, deve ser adotado o consumo médio anual diário do consumidor, desconsiderando o custo de disponibilidade do sistema elétrico aplicável ao consumidor em questão. Esse custo é um valor mínimo cobrado mensalmente pela distribuidora na fatura de energia, mesmo que não haja consumo ou o sistema FV compense toda energia consumida no presente mês. Segundo a ANEEL (2008), para unidades monofásicas, o custo de disponibilidade

é 30 kWh. Unidades consumidoras bifásicas e trifásicas têm por seus custos de disponibilidade os valores de, respectivamente, 50 e 100 kWh ao mês. Desta forma, pode-se utilizar a seguinte equação:

$$(\text{Consumo Médio Mensal} - \text{Custo}_{Disp}) * 12 = \text{Consumo Médio Anual} \quad (2)$$

Onde:

Custo_{Disp} : custo de disponibilidade do consumidor em kWh.

3.2 Avaliação do recurso solar

O recurso solar é a principal variável em se tratando de sistemas solares FV. A obtenção do mesmo, de acordo com Pinho e Galdino (2014), faz-se necessária para a definição da melhor localização e orientação do sistema, dimensionamento do sistema como um todo e estimativas de produção anual, mensal e diária.

Atualmente existem diferentes formas de se estimar a produção de energia elétrica de um sistema FV. Esta estimativa pode ser feita a partir de medição da irradiância no local em janela de tempo de, pelo menos, um ano. Assim, tem-se uma representação bastante aproximada de como o recurso solar se comporta no local, podendo haver algumas variações.

Para a medição da irradiância global tem-se os piranômetro termoeletrico e FV. Já para a irradiância direta, utiliza-se normalmente o piroeliômetro.

Outra forma bastante utilizada por profissionais da área é a interpolação de dados solarimétricos. Essa alternativa se configura menos dispendiosa, porém menos fiel. Trata-se de uma opção utilizada em locais onde não foi possível realizar medição do recurso solar. Então, são adquiridos dados solarimétricos de estações de medição próximas e utilizam-se *softwares* que, a partir de modelos matemáticos, apresentam valores aproximados de incidência de irradiação solar no local em questão.

Um desses *softwares* utilizados é o Meteonorm, o qual consiste em uma base de dados com mais de 8.000 estações solarimétricas no mundo todo e satélites

geoestacionários. Com os algoritmos de interpolação, o programa consegue estimar com precisão dados solares no mundo todo (METEONORM, 2018).

3.3 Design do sistema

Neste tópico serão apresentados alguns conceitos e metodologias para a definição de arranjo de sistemas FV.

3.3.1 Definição de parâmetros elétricos

Segundo Carvalho (2017), o Fator de Capacidade é um índice adimensional de rendimento do sistema que relaciona a energia elétrica produzida em um determinado tempo com a potência instalada vezes o tempo considerado.

De acordo com o Instituto Brasileiro de Informação em Ciência e Tecnologia (IBICT), define-se Fator de Capacidade como sendo:

[...] a proporção entre a produção efetiva da usina em um período de tempo e a produção total máxima neste mesmo período. Por exemplo: Se uma usina de 10MW gerar 26,28GWh (26.280MWh) em 1 ano, ela terá um fator de capacidade de 30%, pois $26.280\text{MWh} / (365\text{dias} * 24\text{h} * 10\text{MW}) = 30\%$.

$$FC = \text{Energia Produzida} / (\text{Potência Instalada} * \text{Tempo}) \quad (3)$$

Onde:

FC: fator de capacidade.

Para dimensionar a potência do sistema necessária para suprir o consumo energético em determinada aplicação, utiliza-se, normalmente, um fator de capacidade médio aproximado e supõe-se que a energia elétrica produzida será exatamente o consumo energético que se deseja compensar. Tem-se então:

$$P_{FV} = \text{Energia Produzida} / (FC * \text{Tempo}) \quad (4)$$

Relacionando as equações (2) e (3), tem-se:

$$P_{FV} = (\text{Consumo Médio Mensal} - \text{Custo}_{Disp}) * 12 / (FC * 8760) \quad (5)$$

Onde:

P_{FV} : potência total do sistema FV.

Custo_{Disp} : custo de disponibilidade do consumidor em kWh.

Em casos de projetos onde se deseja suprir percentuais inferiores a 100% da demanda energética, pode-se utilizar a seguinte equação:

$$P_{FV} = (\text{Consumo Médio Mensal} * X\%) * 12 / (FC * 8760) \quad (6)$$

Onde:

$X\%$: percentual de consumo a ser compensado.

O Fator de Capacidade utilizado é comumente obtido de sistemas FV já em operação e com características de projetos similares. Estas são, principalmente, orientação, inclinação e rendimento dos painéis, disponibilidade do recurso solar similar considerando-se fatores de sombreamento e localização geográfica.

Sabe-se, no entanto, que esta prática não representa de forma precisa o rendimento do novo sistema. É apenas uma alternativa prática para ter-se um levantamento básico da potência do sistema. Faz-se necessário, porém, dimensionar o sistema de forma precisa em um segundo momento, utilizando-se normalmente de ferramentas computacionais que geram resultados mais próximos da realidade. Algumas destas ferramentas de modelagem serão exploradas posteriormente no presente trabalho.

Tendo-se a potência total estimada do sistema a partir de um fator de capacidade predefinido, geralmente é feita a escolha do tipo de painel utilizado e sua quantidade mínima necessária. Por exemplo, se para um sistema de 2,0 kWp estiverem disponíveis painéis com potência de 250 Wp em condições STC (*Standard Test*

Conditions), então a equação utilizada para se calcular o número de placas mínimo para atender a especificação do sistema seria:

$$n_{placas} = P_{FV}/P_{max} \quad (7)$$

Onde:

n_{placas} : número de placas solares.

P_{max} : potencial nominal do painel solar em condições STC.

No exemplo supracitado, o número de placas do sistema é 8. Isso considerando a potência nominal do painel adquirida em condições padrão de teste, ou STC. Existem três condições padrão para a realização desse teste. Estas são 1000 W/m² de irradiância, temperatura de 25 °C das células fotovoltaicas e massa de ar equivalente a 1,5. Sabe-se, porém, que estes valores variam bastante de acordo com o horário do dia ou localização geográfica da planta. A temperatura das células FV, por exemplo, costuma marcar de 15 a 30 °C acima da temperatura ambiente.

Desta maneira, segundo Boxwell (2017,) em seu livro *Solar Electricity Handbook*, faz-se necessário corrigir a potência nominal do painel de acordo com a temperatura de operação local. Fabricantes de painéis disponibilizam o coeficiente de temperatura em seus *datasheets* e este se configura por ser o percentual de perda de potência a cada 1°C a mais com relação à temperatura de STC. Em ambientes mais frios que as condições de STC, porém, o efeito é inverso e existe um acréscimo na potência nominal. A Tabela 3 apresenta os valores dos coeficientes de temperatura de painéis FV de material policristalino do fabricante Canadian Solar.

Tabela 3 - Coeficientes de temperatura.

CARACTERÍSTICAS DE TEMPERATURA

Especificações	Dados
Coeficiente de temperatura (Pmax)	-0.41 % / °C
Coeficiente de temperatura (Voc)	-0.31 % / °C
Coeficiente de temperatura (Isc)	0.053 % / °C
Temp. operacional nominal da célula	43±2 °C

Fonte: Canadian Solar Inc.

O cálculo da temperatura de operação da célula é dado da seguinte forma:

$$T_{op} = T_{amb} + (T_{NOCT} - 20^{\circ}C) * \left(\frac{G_T}{800}\right) \quad (8)$$

Onde:

T_{op} é a temperatura de operação da célula em °C;

T_{amb} é a temperatura ambiente em °C;

T_{NOCT} é a temperatura nominal de operação da célula em °C;

G_T é a irradiância global em W/m²;

De acordo com Carvalho (2017), o cálculo da correção de temperatura pode ser feito da seguinte forma:

$$P_{aju} = P_{max} * (1 + (T_{op} - 25^{\circ}C) * C_t) \quad (9)$$

Onde:

P_{aju} : potência ajustada.

P_{max} : potência nominal do painel em STC.

T_{op} : temperatura de média de operação da célula em condições reais.

De forma análoga pode-se corrigir os valores de tensão de circuito aberto (V_{oc}) e corrente de curto circuito (I_{sc}) com os coeficientes de temperatura correspondentes.

$$V_{aju} = V_{oc} * (1 + (T_{op} - 25^{\circ}C) * C_t) \quad (10)$$

$$I_{aju} = I_{sc} * (1 + (T_{op} - 25^{\circ}C) * C_t) \quad (11)$$

Onde:

V_{aju} : tensão ajustada.

V_{oc} : tensão de circuito aberto.

I_{aju} : corrente ajustada.

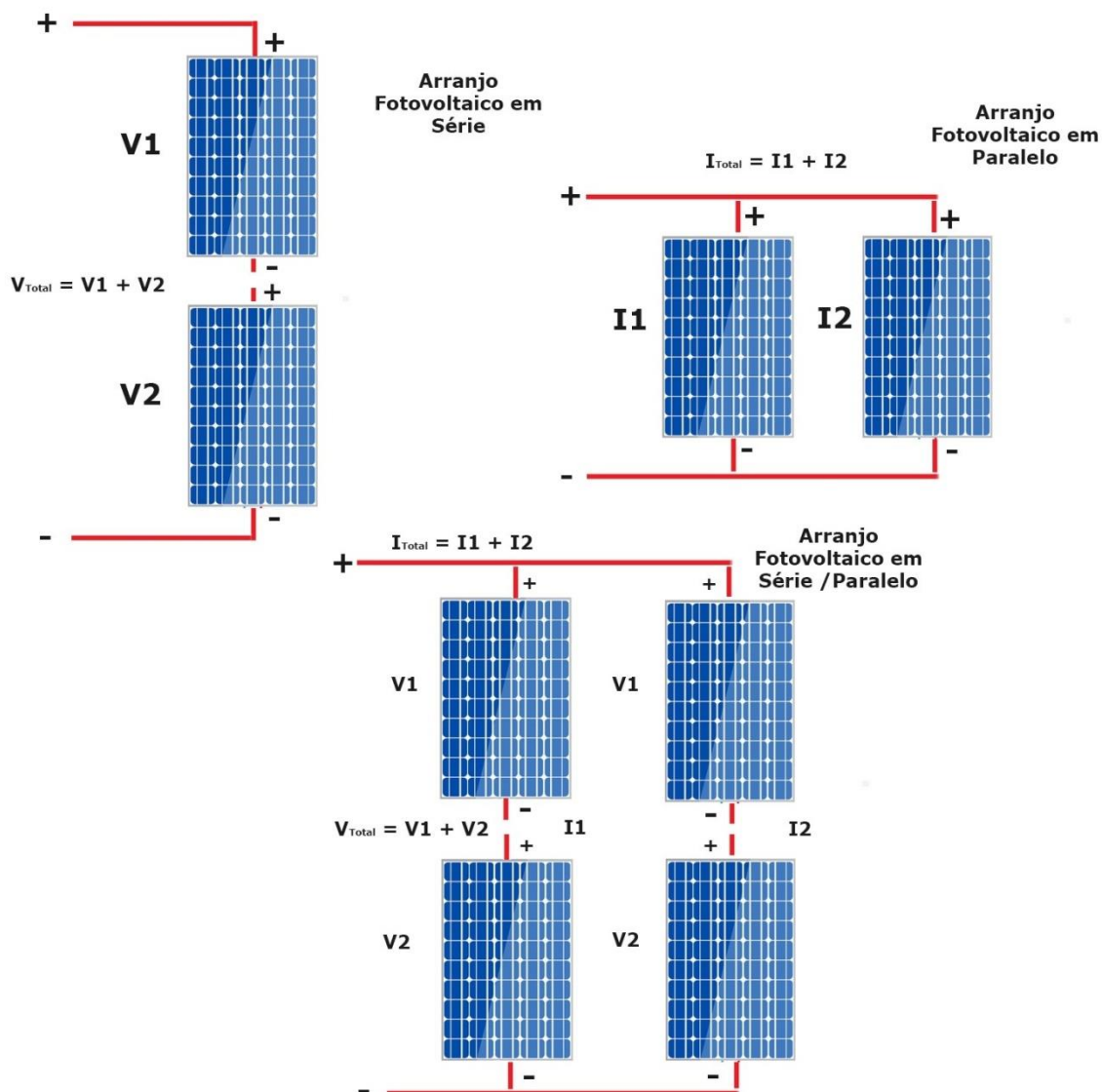
I_{sc} : corrente de curto circuito.

Definidos os parâmetros elétricos de operação dos painéis FV em condições climáticas reais, definem-se as especificações necessárias do(s) inversor(es).

Todo inversor tem um limite máximo de operação, bem como valores de tensão e corrente máximos permitido em suas entradas. Para isso deve ser definido o perfil do arranjo dos painéis.

O arranjo FV é formado por um conjunto de *strings* em paralelo, sendo estas um conjunto de placas em série. A Figura X apresenta os conceitos de circuitos série e paralelo aplicado a painéis solares.

Figura 3 - Arranjos FV.



Fonte: Instalador Fotovoltaico Já.

Definindo-se, então, o tamanho das *strings* e a quantidade destas no arranjo FV, é possível obter os parâmetros elétricos máximos do sistema e, assim, definir-se o(s) inversor(es) que serão utilizados. Por conta da limitada variedade de inversores disponíveis no mercado, ajustes no arranjo podem ser feitos.

3.3.2 Arquitetura de instalação

De acordo com o *Installation and Safety Manual of the Bosch Solar Modules* (BOSCH, 2018), os painéis FV produzem máxima energia quando estão diretamente virados para o sol. Em aplicação com seguidor de luminosidade, ou *tracker*, o próprio sistema se encarrega de focar sua direção para ponto de maior rendimento. Já em sistemas fixos, os quais são mais comuns, o recurso solar local deve ser analisado, para que o sistema tenha orientação e angulação ideais para a máxima produção de energia. A Tabela 4 apresenta o ângulo de inclinação dos painéis FV ideal em relação à latitude do local.

Tabela 4 - Angulação ideal dos painéis fotovoltaicos.

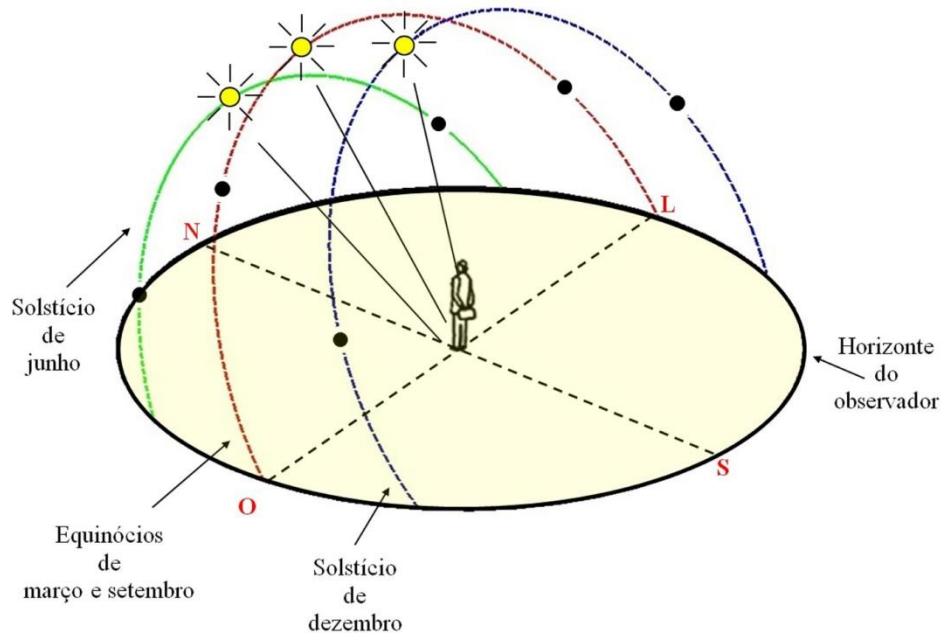
Latitude do local	Inclinação
0-10	= 10 Graus
11-20	= Latitude
21-30	= Latitude + 5~
31-40	= Latitude + 10~
41+	= Latitude + 15~

Fonte: *Installation and Safety Manual of the Bosch Solar Modules*

Percebe-se na Tabela 4 que sistemas em regiões com baixa latitude devem manter seus módulos FV com angulação mínima de 10°. Isso se configura uma boa prática para a minimização de sujidade dos painéis. Angulações inferiores a esta dificultam a ação da gravidade e o auxílio da água da chuva na limpeza das placas.

A orientação do sistema também é um fator de grande importância na etapa de *design* do projeto. Para sistemas FV no hemisfério sul, as placas solares devem estar direcionadas para o norte geográfico, tendo em vista um maior aproveitamento do recurso solar durante todo o ano. A Figura 4 apresenta o padrão de movimento solar com relação ao hemisfério sul.

Figura 4 - Padrão solar no hemisfério sul



Fonte: Costa e Maroja (2018)

Durante o processo de desenvolvimento do projeto de sistemas FV, algumas variáveis se tornam limitantes do *design* do sistema. A principal destas é o espaço disponível para o sistema. De acordo com Carvalho *et al.* (2018), a área imobilizada durante 25 anos por sistemas FV de grande porte em regiões próximas à Fortaleza por energia elétrica produzida é de 290 m².ano/MWh. No entanto, nem sempre se faz disponível a quantidade de espaço necessária quando se trata de área urbana.

Uma das principais alternativas que minimizam essa problemática é a instalação de painéis em telhados, pois estes são considerados áreas disponíveis e, geralmente, com sombreamento reduzido. Pinho e Galdino (2014) alertam, porém, que a instalação em *rooftops* pode limitar o projetista com relação ao posicionamento e orientação do sistema. E por motivos arquitetônicos, muitas vezes torna-se inviável a utilização dessas áreas.

A Figura 5 apresenta um sistema FV instalado em um telhado.

Figura 5 - Sistema FV de 3,84 kWp instalado em telhado no litoral do Ceará.



Fonte: O próprio autor.

A instalação de sistemas FV em solo, ainda segundo Pinho e Galdino (2014), pode ser uma opção em áreas isoladas, que detenham fácil circulação de ar e poucos elementos de sombreamento, para garantir o máximo desempenho do sistema. A Figura 6 apresenta um sistema instalado sobre estruturas de fixação no solo em região isolada.

A Figura 6 exemplifica sistemas FV instalado no solo.

Figura 6 - Usina solar FV em estrutura no solo.



Fonte: Portal Solar.

3.4 Simulação de sistemas FV

Em projetos de sistemas FV, o principal parâmetro determinante da eficiência do projeto é o recurso solar. Este, no entanto, apresenta um comportamento variável e muitas vezes imprevisível, limitando previsões definitivas e garantias de produção. E isto se dá, principalmente, pelo regime de sombreamento provocado por nuvens ou objetos próximos, bloqueando parte da irradiação solar de incidir no painel FV.

Uma das alternativas para minimizar a incerteza quanto à geração de energia elétrica do sistema é a utilização de *softwares* de simulação comerciais.

A proposta desses softwares de simulação é realizar a interação dos parâmetros de projeto, sendo estes os dados de placa, inversores, cabeamento, além da localização geográfica do sistema, com os dados climáticos da região (temperatura, irradiância e etc.). Alguns desses programas mais atuais têm a função de importação de imagens tridimensionais e, com estas, é possível realizar simulações de sombreamento no local desejado.

Segundo Pinho e Galdino (2014, p. 341):

Como não há padronização de características de saída dos módulos fotovoltaicos, e suas especificações elétricas dependem até mesmo da tecnologia das células, a escolha de uma ferramenta computacional adequada pode ser determinante na análise de viabilidade técnica e econômica de um projeto. A geração fotovoltaica caracteriza-se por um elevado investimento inicial, que pode ser significativamente reduzido com um projeto bem feito. A variabilidade e imprevisibilidade do recurso solar também exigem um maior cuidado no dimensionamento.

Existem várias ferramentas computacionais disponíveis no mercado, e com as mais variadas funcionalidades, para auxiliar o projetista em quaisquer etapas de dimensionamento do sistema. Porém, acrescentam Pinho e Galdino (2014), que é de grande importância que o usuário escolha corretamente as ferramentas que irá utilizar e conheça todas as limitações das mesmas selecionadas.

4 ESTUDO DE CASO

O presente estudo de caso se configura por ser um acompanhamento das atividades de projeto e implementação de uma planta FV de 65 kWp, localizado em região litorânea do nordeste brasileiro.

O escopo do estudo de caso deste trabalho será dividido da seguinte forma:

Etapa 1: Análise preliminar de geração e custos.

Etapa 2: *Design* do projeto.

Etapa 3: Obra civil 1.

Etapa 4: Aquisição de equipamentos.

Etapa 5: Obra civil 2.

Etapa 6: Instalação dos equipamentos.

Etapa 7: Conexão e inspeção da planta FV.

4.1 Etapa 1 - Análise preliminar

A Etapa 1 se refere a uma análise preliminar da planta FV. Nesta etapa, foram analisadas a demanda energética a ser suprida pela geração solar e a localização de instalação para definição de potência e custos aproximados do projeto.

O Fator de Capacidade médio adotado para a análise preliminar foi de 20%, dado este obtido a partir da planta FV do Laboratório de Energias Alternativas da Universidade Federal do Ceará (LEA-UFC), por se tratar de uma planta com condições geográficas, climáticas e técnicas semelhantes ao gerador solar em questão.

A média mensal do consumo energético a ser suprido é de, aproximadamente, 9.600 kWh/mês. O Custo de Disponibilidade deste consumidor é de 100 kWh/mês.

Para definir-se uma potência aproximada da planta que irá suprir as necessidades energéticas do consumidor, utilizou-se a equação (5). Assim, tem-se que:

$$P_{FV} = (9.600 - 100) * 12 / (0,2 * 8760)$$

$$P_{FV} = 65,07 \text{ kWp}$$

Assim, adotou-se o valor de 65 kWp para a potência FV a ser instalada, para suprir a média de consumo energético.

Para plantas de 50 kWp, segundo a Pesquisa de Mercado Greener (2018), o custo do Wp para 2018 é, aproximadamente, de R\$ 4,39. Adotando-se este mesmo valor, o custo total do planta de 65 kWp é de:

$$Custo_{FV} = 65.000 * 4,39$$

$$Custo_{FV} = 285.350$$

Ainda de acordo com a pesquisa, 40% deste valor é custo de integração e 60% custo do kit FV, o qual inclui todos os equipamentos a serem instalados.

Por se tratar de uma análise preliminar, não foi feito um levantamento real de todos os custos. Por isso utilizou-se um valor aproximado obtido a partir da pesquisa de mercado supracitada.

Esta etapa foi realizada no dia 10 de janeiro de 2018.

4.2 Etapa 2 - Design do projeto

Na Etapa 2, foi realizado o projeto executivo da planta, onde foram definidos todos os parâmetros detalhados do projeto. Para isso, foi necessário fazer análise do terreno, de disponibilidade de equipe, de logística de instalação, além de pesquisa por fornecedores locais, entre outros.

4.2.1 Estudo de sombreamento

Para ser feito um estudo detalhado de sombreamento, bem como definição de *layout* da planta, houve um reconhecimento do terreno e da área disponível para a instalação.

Dias antes do início desta etapa, foi efetuada uma atividade de limpeza do terreno e retirada da vegetação rasteira e entulhos que se encontravam na área do projeto. Toda a retirada de resíduos teve uma duração de 2 dias e custou cerca de R\$ 2000,00 ao cliente, custo esse calculado a partir de valores de diárias dos 3 profissionais e custo da logística de retirada feita por caminhão.

Na visita ao local, utilizou-se um veículo aéreo não tripulado (VANT), comumente conhecido como drone, da marca DJI tipo Phantom 4. Com o mesmo, foi

possível a tomada de imagens 2D e 3D do local para mapeamento e levantamento topográfico, respectivamente. A câmera possui 12 megapixels e as imagens obtidas contém dados de georeferenciamento.

Figura 7 - DJI Phantom 4

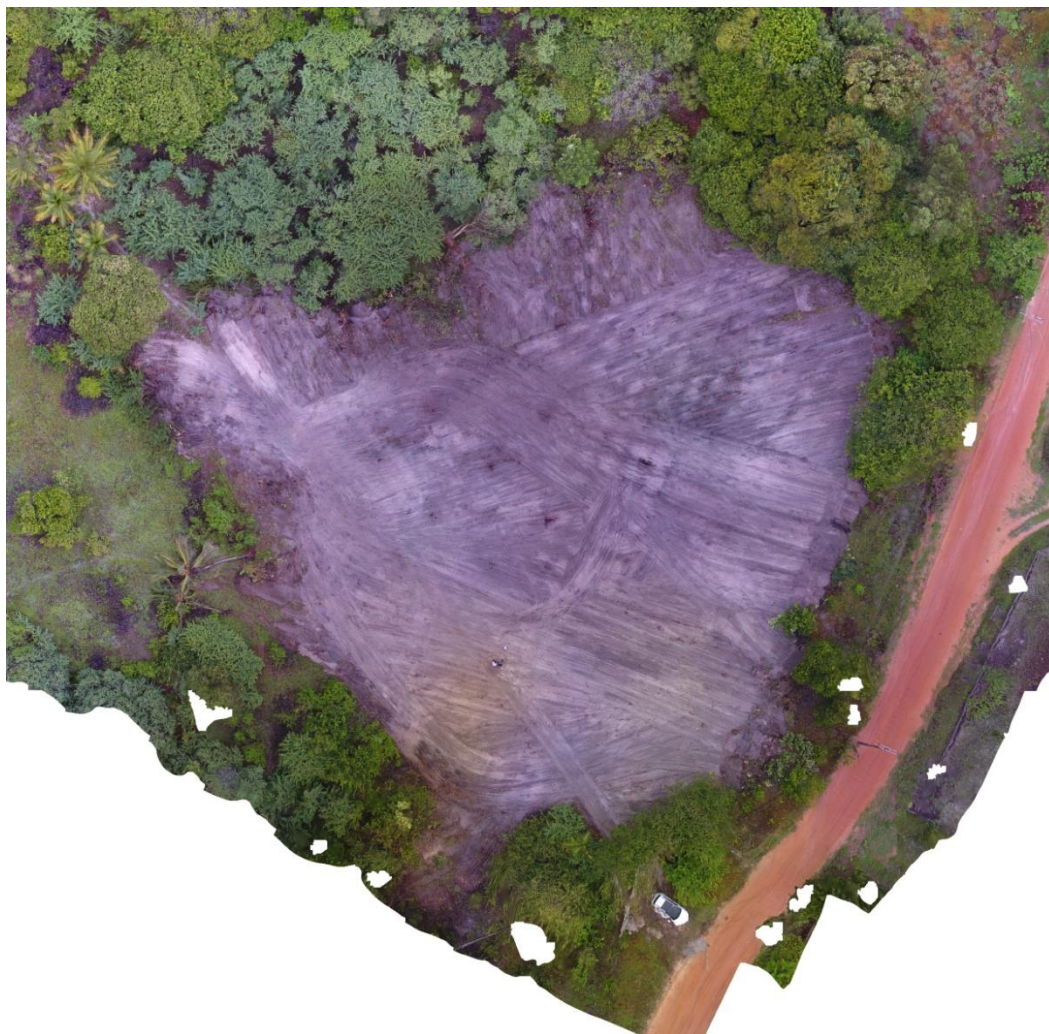


Fonte: DJI

A partir dessas imagens de duas dimensões, pode-se fazer um mapa do terreno para estudo de área disponível.

A Figura 8 apresenta o mapa da localidade gerado a partir da junção das fotos tomadas com o VANT.

Figura 8 - Ortofoto geral a partir de fotos aéreas



Fonte: O próprio autor.

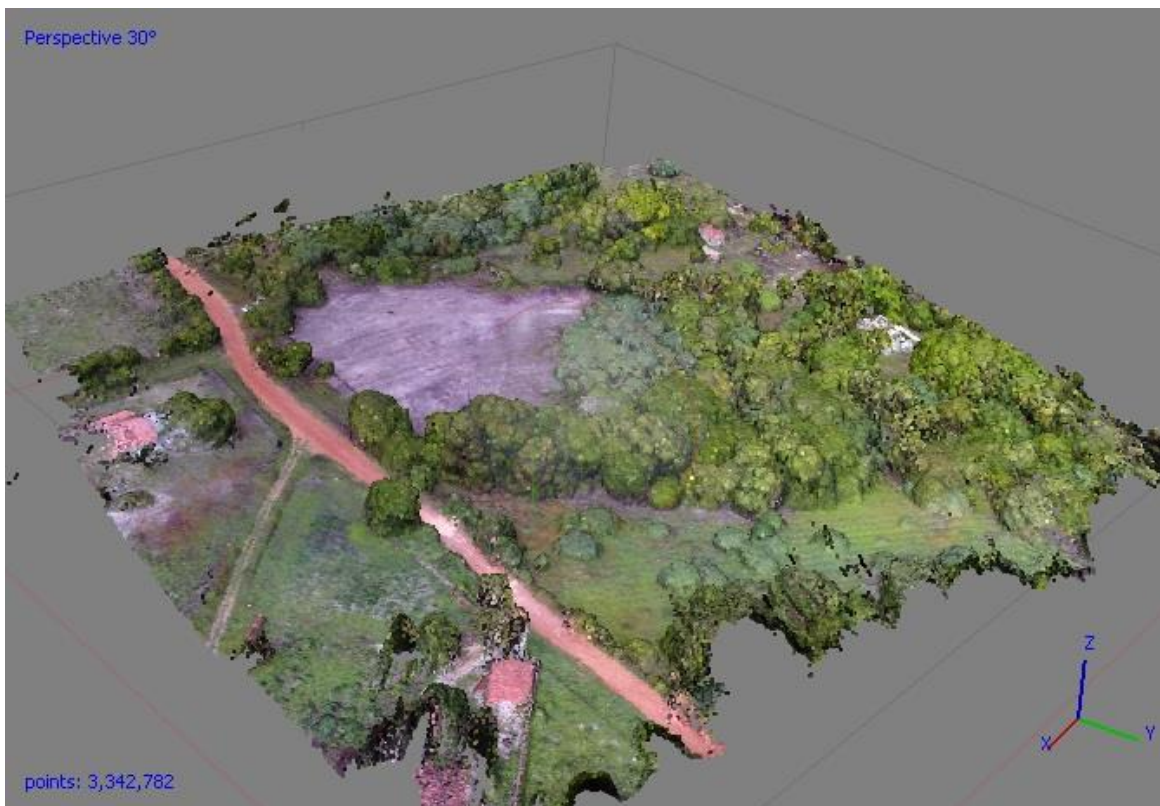
Os valores de latitude e longitude de cada ponto onde o VANT fez a tomada das imagens foram utilizados pelo algoritmo do *software* Photoscan para unir as fotos e gerar a ortofoto final.

As fotos 3D, também obtidas com o VANT, foram utilizadas para o estudo de sombreamento.

O *software* Photoscan possui um algoritmo que une as fotos tridimensionais e cria, então, uma nuvem de pontos, ou *dense cloud*, a qual representa o terreno por completo em formato 3D.

A Figura 9 apresenta a nuvem de pontos tridimensional obtida a partir do *software* Photoscan.

Figura 9 - Nuvem de pontos.

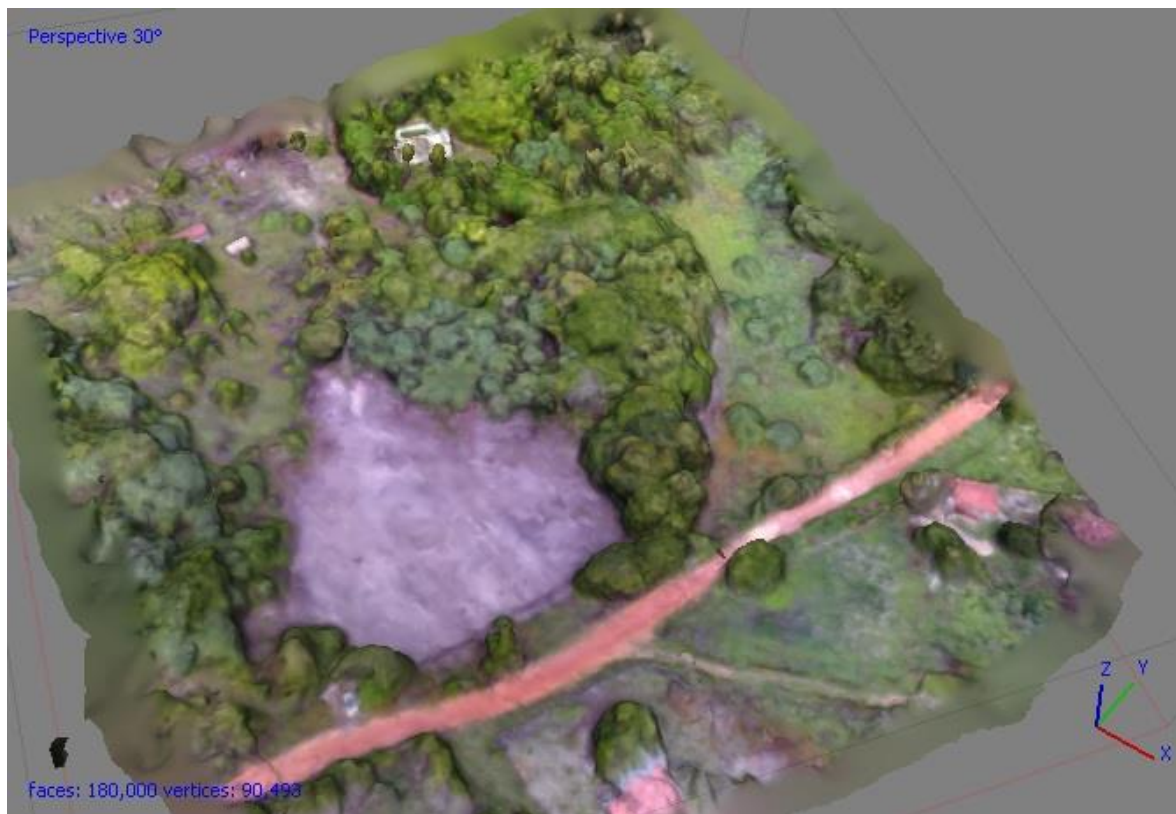


Fonte: O próprio autor.

A partir da triangulação desses pontos, obteve-se uma superfície tridimensional que pode ser exportada para vários *softwares* de modelagem 3D, como AutoCAD e Sketchup. Nestes *softwares* é possível editar a superfície, recortando, por exemplo, partes desinteressantes para dimensionamento da planta FV.

A Figura 10 apresenta o resultado da triangulação dos pontos obtidos para formação de superfície 3D.

Figura 10 - Superfície obtido por triangulação de pontos.



Fonte: O próprio autor.

Para o estudo detalhado da influência do sombreamento sobre a produção de energia elétrica anual da planta, necessitou-se da definição dos equipamentos e *layout* do sistema.

4.2.2 Definição de parâmetros elétricos

O dimensionamento da planta FV foi baseado em duas premissas principais. A primeira é o modelo dos módulos FV e a segunda é o modelo do inversor.

4.2.2.1 Módulos FV

Dentre os vários modelos de módulos FV existentes no mercado, optou-se por um que apresentasse um ótimo rendimento operacional, possuísse maior potência por uma quantidade menor de área (otimização do espaço físico), que o fabricante

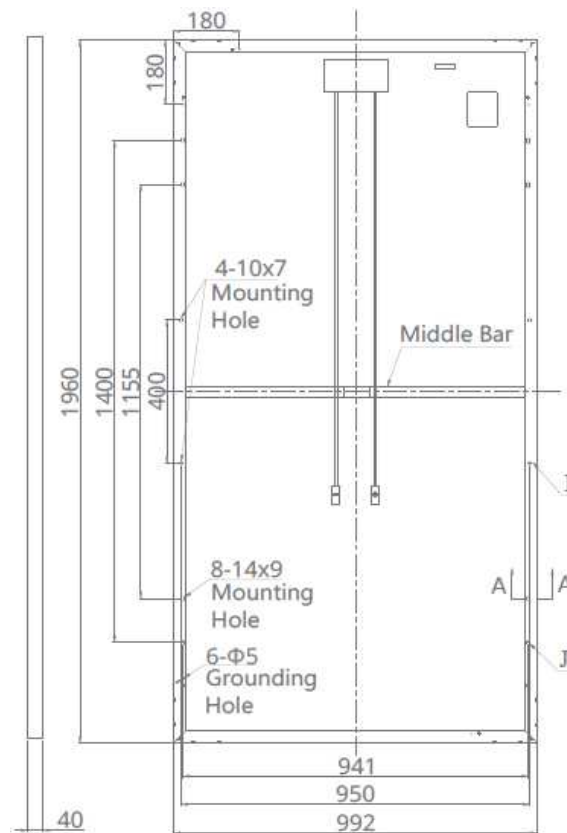
fosse conhecido internacionalmente, que apresentasse um período de garantia elevado, além de, é claro, ser certificado pelo INMETRO (Instituto Nacional de Metrologia, Qualidade e Tecnologia).

Diante destes pré-requisitos foi selecionado o módulo FV modelo CS6U-325P do fabricante Canadian Solar.

O módulo selecionado apresenta dimensões de 1960x992x40 mm (AxLxP) e peso total de 22,4 kg. O equipamento é composto por 72 células de silício policristalino. Sua estabilidade mecânica é dada por uma moldura de liga de alumínio anodizado, com furos de fixação, e uma barra central localizada no lado inferior do módulo. A superfície das células é coberta por um vidro temperado com espessura de 3,2 mm.

Na parte inferior do módulo está localizada a caixa de junção de onde saem dois fios (terminal positivo e negativo) de 4 mm² de 1160 mm de comprimento cada. No final de cada fio existe um conector tipo T4. A Figura 11 apresenta as dimensões do módulo.

Figura 11 - Dimensões do módulo fotovoltaico



Fonte: Datasheet Canadian Solar.

No que diz respeito às características operacionais, o módulo possui potência e rendimento máximo de 325 W e 16,72%, respectivamente, quando operando em condições STC.

A Tabela 5 apresenta as características elétricas do módulo quando este está submetido às condições STC.

Tabela 5 - Parâmetros elétricos do modulo FV em condições STC.

Parâmetro	Valor
Potência máxima nominal ($P_{m\acute{a}x}$)	325 W
Tensão de operação ótima (V_{mp})	37 V
Corrente de operação ótima (I_{mp})	8,78 A
Tensão de curto-circuito (V_{oc})	45,5 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	9,34 A
Eficiência do módulo	16,72%
Temperatura de operação	-40 °C a +85 °C
Máxima tensão do sistema	1.000 V
Corrente máxima do fusível (ligação em série)	15 A
Tolerância de potência	0~+5 W

Fonte: Datasheet Canadian Solar

Na Tabela 6 é possível observar as características elétricas do módulo, porém nas condições *Nominal Operating Cell Temperature*, ou NOCT.

Tabela 6 - Parâmetros elétricos em condições NOCT.

Parâmetro	Valor
Potência máxima nominal ($P_{m\acute{a}x}$)	236 W
Tensão de operação ótima (V_{mp})	33,7 V
Corrente de operação ótima (I_{mp})	6,98 A
Tensão de curto-circuito (V_{oc})	41,8 V
Corrente de curto-circuito (I_{sc})	7,57 A

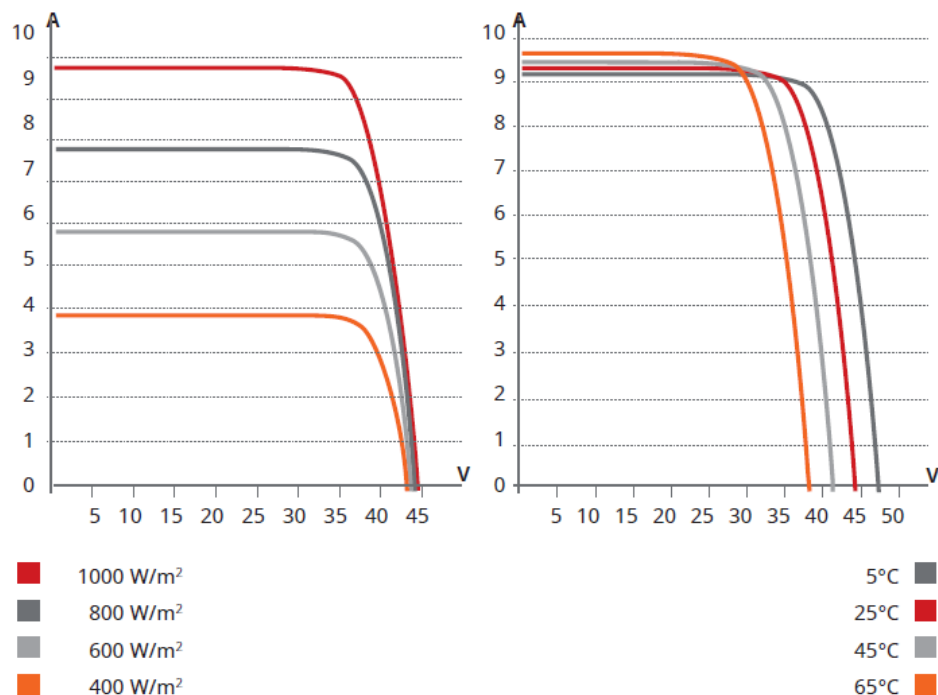
Fonte: Datasheet Canadian Solar

Para o dimensionamento da planta FV, é de fundamental importância conhecer as variações dos parâmetros elétricos em função da temperatura ambiente, uma vez que as tensões e correntes sofrem alteração de acordo com a temperatura a que estão submetidos os módulos FV. A Tabela 3 apresentou os coeficientes de

temperatura para os principais parâmetros elétricos a serem considerados no dimensionamento.

A Figura 12 apresenta os gráficos de corrente *versus* tensão para diferentes níveis de irradiância e temperatura, respectivamente.

Figura 12 - Curvas IxV características do módulo fotovoltaico.



Fonte: Datasheet Canadian Solar.

A legislação brasileira exige que todo e qualquer módulo FV conectado à rede elétrica possua certificação do INMETRO como uma forma de garantir a qualidade e a segurança da operação de plantas FV. O módulo em questão, além de possuir certificado no INMETRO (nº005569/2016) também possui as seguintes certificações:

- IEC 61215 / IEC 61730: VDE / CE / CQC / MCS / INMETRO
- UL 1703 / IEC 61215 *performance*: CEC *listed*(US)
- UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE
- UNI 9177 *Reaction to Fire*: Class 1
- IEC60068-2-68: SGS

No que diz respeito à garantia do equipamento o fabricante fornece uma garantia padrão de 10 anos contra defeitos de fabricação e nos materiais. O fabricante também cita uma garantia de 25 anos de operação do equipamento.

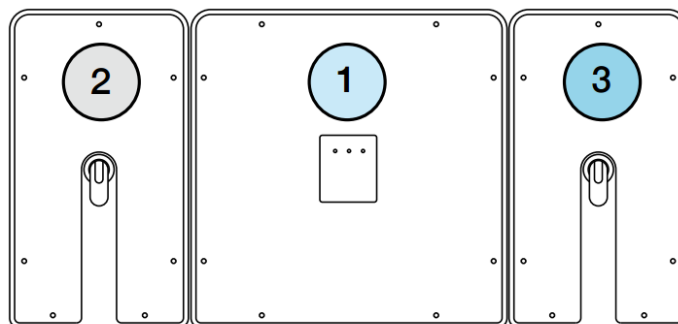
4.2.2.2 Inversor

A escolha do modelo do inversor se baseou no porte do projeto, ou seja, um equipamento que oferecesse as mesmas vantagens de um inversor de geração distribuída, porém sendo capaz de atender as necessidades de um projeto de maior escala.

Nesse contexto realizou-se uma pesquisa entre os principais fabricantes desse equipamento e disponibilidade do mesmo em fornecedores locais, chegando-se até o modelo *Trio 50 Outdoor* do fabricante ABB.

O modelo de inversor selecionado é o de maior potência dentre os oferecidos pelo fabricante para projetos deste porte. Sua principal característica é seu conceito modular, onde os compartimentos de corrente contínua e corrente alternada são separados e configurados de maneira independente, o que facilita a instalação e manutenção do equipamento. A Figura 13 apresenta a divisão física do equipamento.

Figura 13 - Inversor TRIO-50.0-TL-OUTD



- ① INVERSOR
- ② COMPARTIMENTO CC
- ③ COMPARTIMENTO CA

Fonte: *Datasheet* ABB.

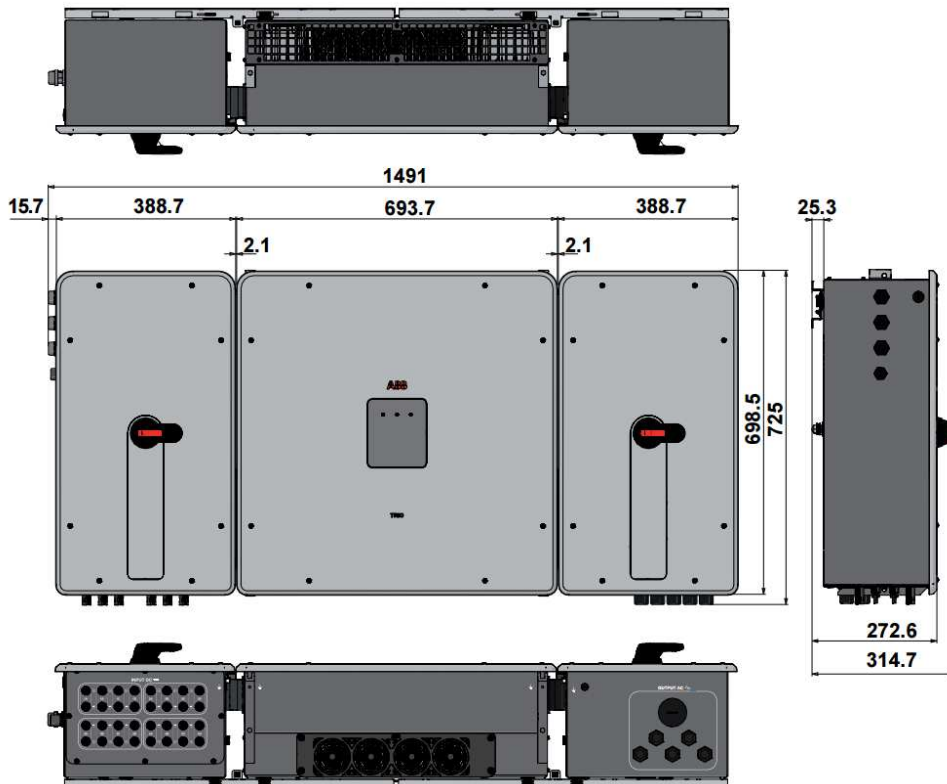
Por possuir compartimento de corrente contínua, o inversor dispensa a utilização de *string box*, uma vez que toda a proteção e conexão dos módulos (fusíveis, proteção contra surtos de tensão e conexão física) é feita no referido compartimento. Apenas esse fato já gera uma economia considerável de dinheiro na aquisição e no tempo instalação dos equipamentos.

No compartimento de corrente alternada ocorrem as mesmas vantagens. As proteções de sobrecorrente e de surto de tensão já são integradas no compartimento.

O inversor é do tipo sem transformador, já possui as chaves de desconexão tanto para o lado de corrente contínua quanto para o lado de corrente alternada, pode ser instalado nas posições vertical e horizontal através de suporte de parede ou suporte horizontal, apresenta sistema de ventilação forçada, possui grau de proteção IP 65 (à prova de poeira e protegido contra jatos de água), exceto para região do sistema de ventilação onde a proteção é IP 54 (proteção contra poeira e protegido contra respingos de água). O peso total do equipamento é de 120 kg (25 kg para o compartimento CC, 25 kg para o compartimento CA e 70 kg para o compartimento do inversor propriamente dito).

A Figura 14 apresenta a forma e as dimensões do inversor.

Figura 14 - Dimensões do inversor



Fonte: *Datasheet* ABB

A faixa de tensão de operação do inversor vai de 250 Vdc até 950 Vdc, sendo que a tensão máxima admissível para o equipamento é de 1000 Vdc. O equipamento apresenta uma entrada de *maximum power point tracking*, ou MPPT, a qual opera em tensões que vão de 480 Vdc a 800 Vdc. Essa faixa de tensão de operação permite vários tipos de configuração dos módulos, além de certa flexibilidade em relação às condições ambientais de operação do sistema, mais especificamente as condições de temperatura e a conseqüente variação da tensão nos terminais dos módulos FV. Maiores detalhes das características elétricas podem ser visualizados no Anexo 1.

Peças de proteção para reposição no inversor, como fusíveis e DPS, também foram adquiridas para eventuais necessidades.

4.2.3 Definição de arranjo

Em seguida, foram coletados os parâmetros necessários para o dimensionamento do arranjo FV. O objetivo desta etapa é definir um *layout* ótimo da planta, tendo como resultado o número de módulos em série, que formam uma *string*, e o número de *strings* em paralelo, o que é comumente chamado de *array*.

A maioria dessas informações está disponível no catálogo dos equipamentos, enquanto outras, como faixa de temperatura e nível de irradiação solar, podem ser obtidas através da análise das informações climáticas disponíveis.

A Tabela 7 apresenta as premissas consideradas para o dimensionamento das *strings* e *arrays*.

Tabela 7 - Premissas de dimensionamento do arranjo.

Parâmetro	Valor nominal	Valor adotado para o dimensionamento
Tensão de operação do inversor	250-950 V _{DC}	250-950 V _{DC}
Tensão máxima admissível no inversor	1000 V _{DC}	1000 V _{DC}
Corrente máxima reversa do módulo	ND	15 A (máxima corrente do fusível)
Faixa de temperatura ambiente	22,01°C – 32,9°C	20 °C – 34 °C
Irradiância solar máxima	1176 W/m ²	1200 W/m ²

Fonte: O próprio autor.

De posse das informações climáticas do local, procedeu-se com o cálculo da temperatura de operação das células FV, uma vez que a temperatura influencia nos seguintes parâmetros:

- Tensão se circuito aberto (V_{oc});
- Tensão de máxima potência (V_{mp});
- Corrente de máxima potência (I_{mp});
- Corrente de curto-circuito (I_{sc});

Para o ajuste de todos esses parâmetros do módulo serão utilizados os coeficientes de temperatura presentes na folha de dados fornecida pelo fabricante (ver Tabela 3) e também o nível de irradiação de 1200 W/m², o qual foi o nível de irradiação extremo adotado para o local. Após a aplicação de todas essas definições, encontram-se as faixas de valores dos parâmetros dos módulos FV durante a sua operação no local da instalação. A faixa dos valores está indicada na Tabela 8.

Tabela 8 - Parâmetros de operação em diferentes cenários de temperatura de operação.

Parâmetro	Temperatura ambiente de 20 °C	Temperatura ambiente de 20 °C	Temperatura ambiente de 34 °C
Temperatura da célula	20 °C (início da manhã)	57,5°C	71,5°C
V _{mp} [V]	37,53	31,66	29,52
I _{mp} [A]	10,54	10,57	10,55
V _{oc}	46,59	40,77	38,57
I _{sc}	11,17	11,39	11,47

Fonte: O próprio autor.

Na tabela acima, a segunda e a terceira coluna têm os mesmos valores de temperatura ambiente, mas diferem na temperatura da célula FV. Isso se dá porque no momento em que os painéis começam a receber elevados índices de irradiação, logo no início da manhã, a placa FV ainda está resfriada e os níveis de tensão tendem a ser mais elevados. À medida que as células FV permanecem operando, sua temperatura aumenta e isso reduz os níveis de tensão. Então considera-se importante essa análise da temperatura da célula, na intenção de evitar picos de tensão na saída do sistema.

Diante dos valores apresentados na tabela acima define-se a quantidade de módulos a serem ligados em série para formar uma *string*. A equação 12 apresenta o cálculo realizado.

$$N_{\text{max de módulos por string}}^{\circ} = \frac{V_{\text{max inversor}}}{V_{oc}} \quad (12)$$

Resolvendo a equação supracitada, tem-se:

$$N^{\circ}_{\max \text{ de módulos por string}} = \frac{1000}{46,59}$$

$$N^{\circ}_{\max \text{ de módulos por string}} = 21,47$$

A quantidade mínima de módulos por *string* é determinada a partir da equação 13.

$$N^{\circ}_{\min \text{ de módulos por string}} = \frac{V_{\min \text{ do MPPT}}}{V_{\text{mp em max temp}}} \quad (13)$$

Resolvendo a equação acima, tem-se:

$$N^{\circ}_{\min \text{ de módulos por string}} = \frac{520}{29,52}$$

$$N^{\circ}_{\min \text{ de módulos por string}} = 17,62$$

Portanto a quantidade de módulos FV conectados em série a ser adotada deverá estar entre 17,62 e 21,47, neste caso adotou-se 20 (vinte).

A partir desta informação será definida a quantidade de *arrays* FV, neste caso o fator limitante será a potência máxima admitida na entrada do inversor. A equação 14 apresenta o cálculo da quantidade de *arrays*.

$$N^{\circ}_{\text{arrays}} = \frac{P_{\max \text{ admitida na entrada CC}}}{P_{\text{string}}} \quad (14)$$

Resolvendo a equação supracitada, tem-se:

$$N^{\circ}_{\text{arrays}} = \frac{51250 [W]}{20 * 325 [W]}$$

$$N^{\circ}_{\text{arrays}} = 7,88$$

A potência total dos módulos FV será maior do que a potência nominal do inversor, e essa sobrecarga será de 30%. Tal sobrecarga poderá ser realizada por conta do efeito da temperatura nos módulos. Logo, o número de *arrays* adotado será de 10 (dez).

A planta FV será definida da seguinte forma:

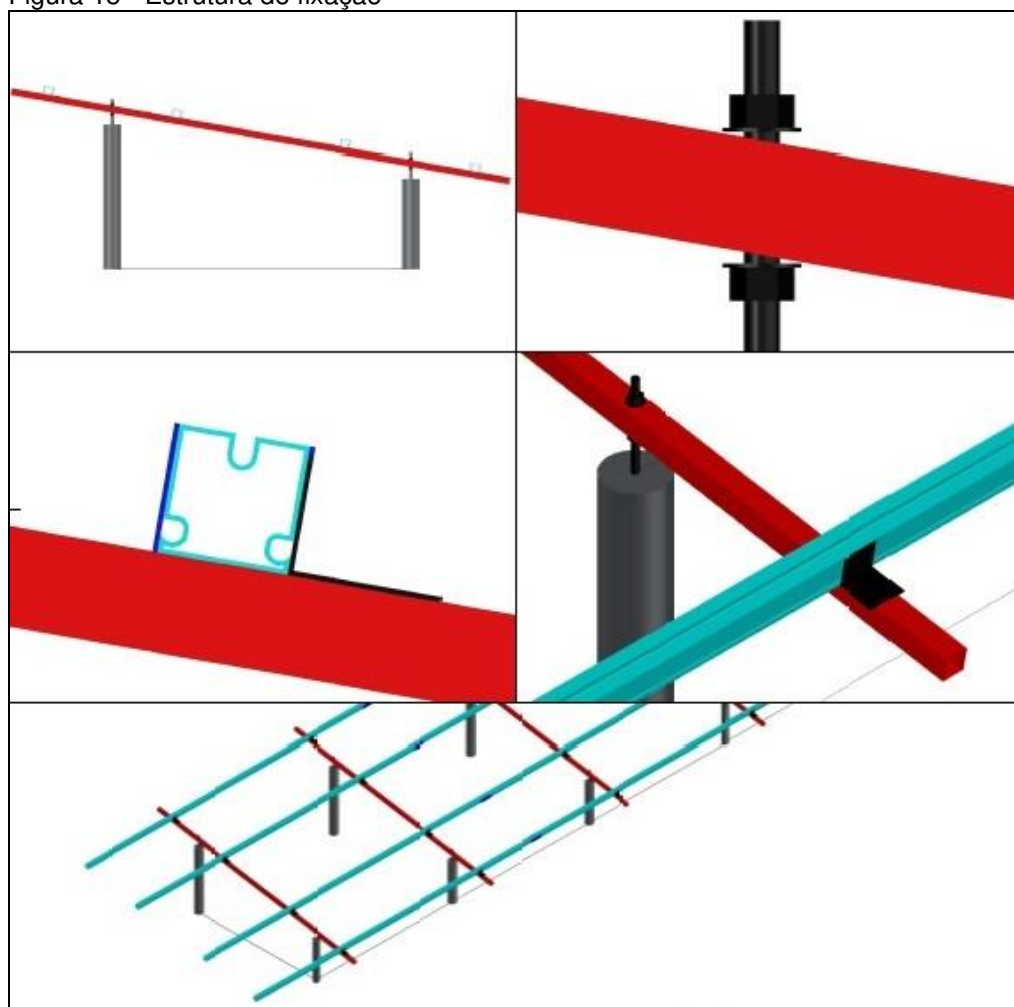
- 20 (vinte) módulos de 325 Wp conectados em série formando uma *string*;
- 10 (dez) *strings* conectadas em paralelo na entrada MPPT do inversor.

Desta maneira, a potência total do arranjo FV será de 65 kWp, valor este estipulado anteriormente em uma análise preliminar do sistema.

4.2.3.1 Arranjo físico

A planta FV será instalada em estrutura no solo, e esta foi dimensionada de acordo com a Figura 15.

Figura 15 - Estrutura de fixação

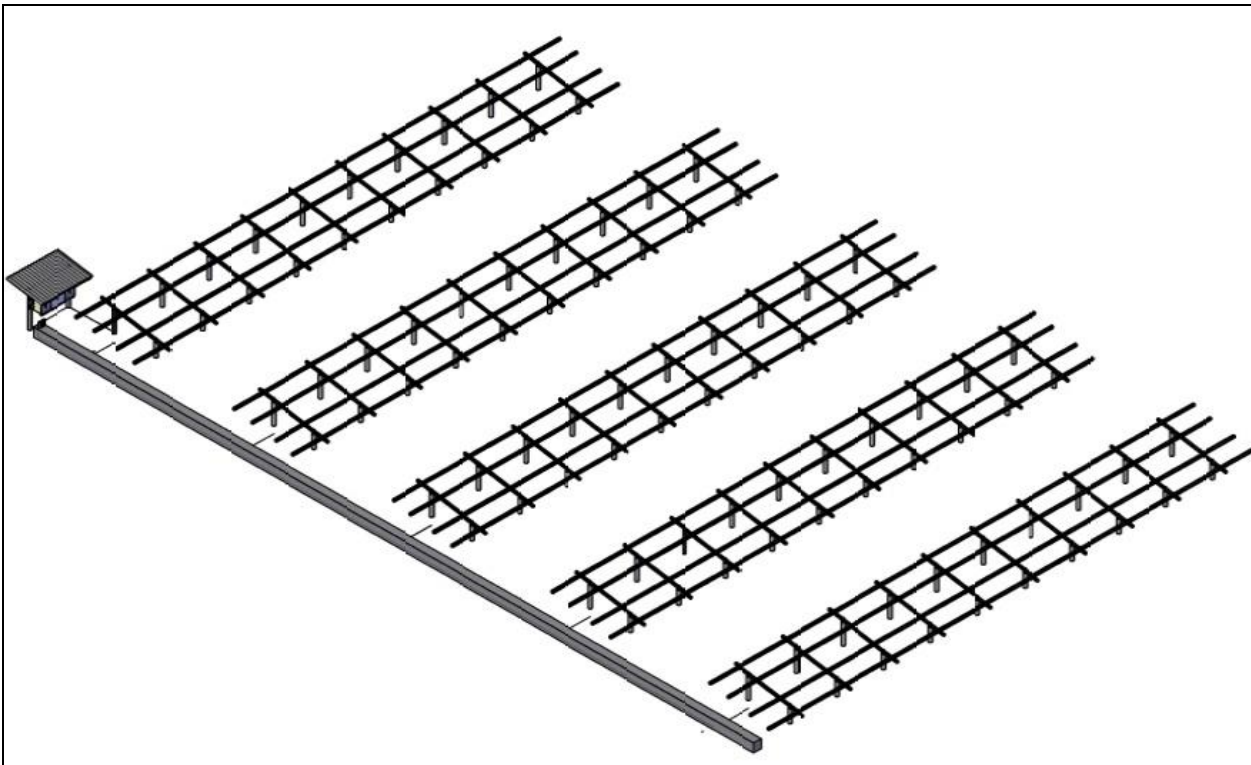


Fonte: O próprio autor.

Todos os cálculos de esforços mecânicos foram realizados para garantir que a estrutura de fixação dimensionada fosse suficiente para suportar os módulos FV pelos 25 anos de operação.

A Figura 16 apresenta a estrutura completa. Esta é composta por 5 mesas, onde em cada mesa serão fixadas 2 *strings*, totalizando 10 *strings*. Essas mesas suportarão 40 painéis FV, com 22,4 kg cada.

Figura 16 - Estrutura de fixação completa, estrutura para inversor e encaminhamento subterrâneo de cabos.



Fonte: O próprio autor.

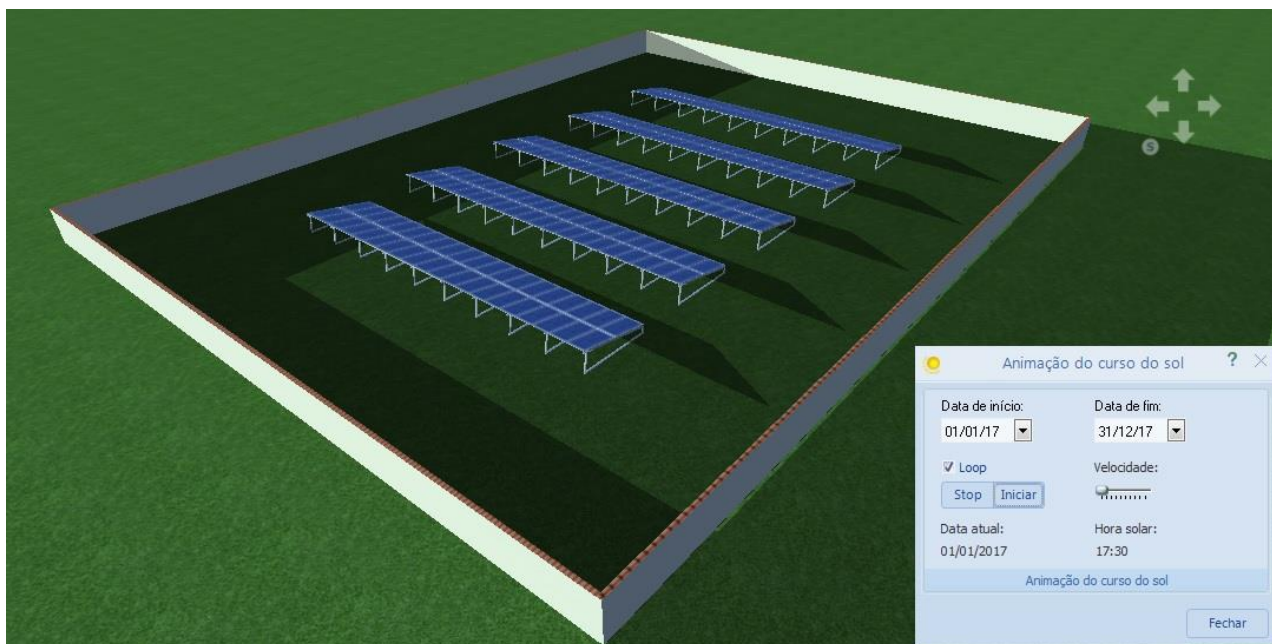
A base dessas estruturas é feita de concreto armado revestido com material PVC. Sobre as colunas de concreto, foram instalados perfis de alumínio próprios para o suporte de painéis FV. A distância entre as mesas é de 3 metros, para evitar sombreamento entre mesas em qualquer época do ano, e o ângulo de inclinação das mesmas é de 10°. Os painéis serão instalados em posição retrato, apontados para o norte geográfico. Optou-se por esse tipo de estrutura por sua durabilidade, baixo custo em relação a outras opções do mercado e fácil instalação.

Além da estrutura de sustentação dos módulos FV, decidiu-se pela instalação de um muro na localidade em volta do mesmo, para garantir a proteção do patrimônio.

Assim, para garantir que o muro não interferisse negativamente no rendimento do sistema, foi realizado um estudo de sombreamento para um muro de 2 metros de altura.

As Figuras 17 e 18 apresenta a foto da simulação em 3D do sombreamento do muro sobre sistema.

Figura 17 - Simulação de sombreamento do dia 1 de janeiro de 2017 às 17:30.



Fonte: O próprio autor.

Figura 18 - Simulação de sombreamento do dia 1 de julho de 2017 às 17:30.

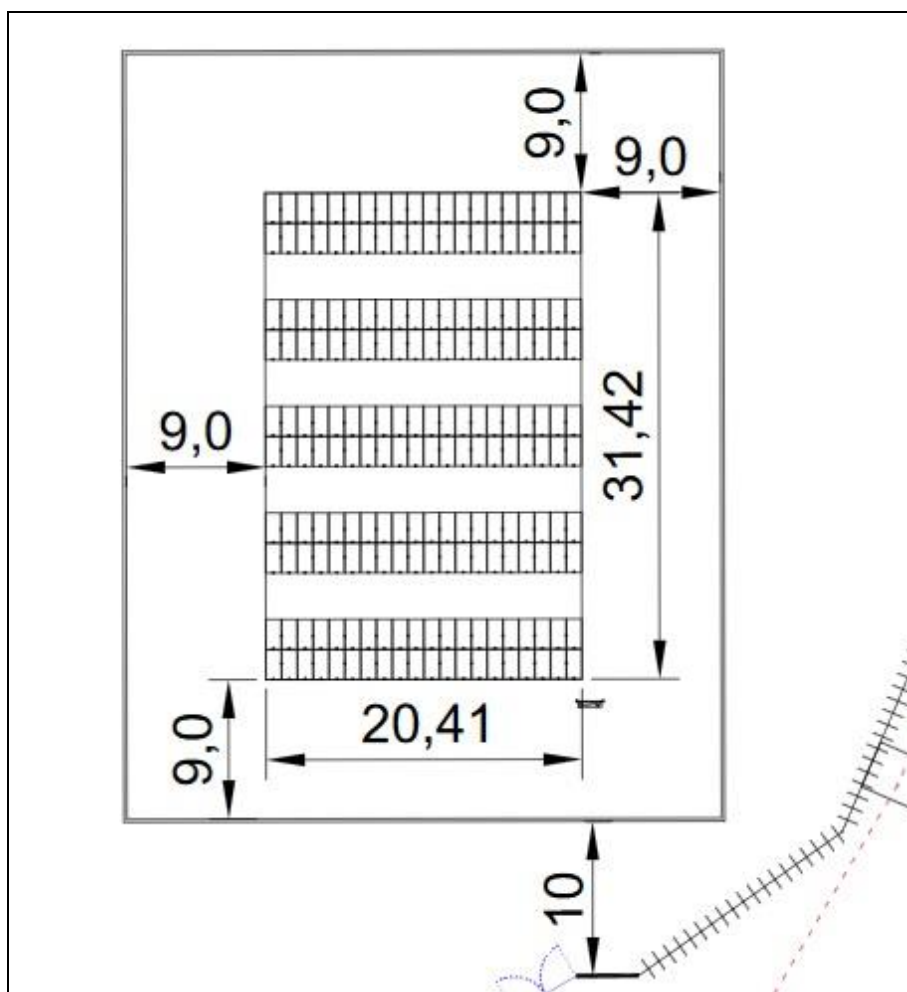


Fonte: O próprio autor.

Concluiu-se que um muro com distância de 9 metros dos painéis não iria afetar substancialmente a geração e estaria dentro dos limites espaciais previstos para o projeto.

A planta desenhada para a implantação do muro pode ser observada na Figura 19.

Figura 19 - Desenho da planta do sistema com muro.



Fonte: O próprio autor.

A Figura 20 mostra o layout final da planta FV inserida no mapa da localidade.

Figura 20 - Planta de situação.



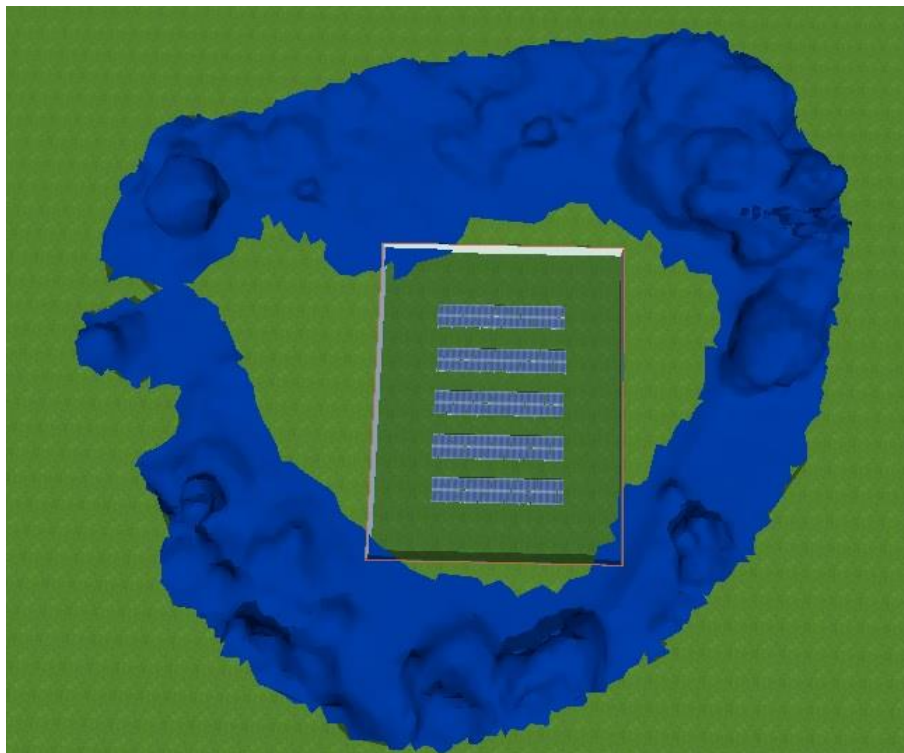
Fonte: O próprio autor.

4.2.4 Modelagem de produção

Com a superfície do terreno mapeada e toda a planta dimensionada, pode-se então realizar a modelagem de produção de eletricidade. Desta forma, importou-se o arquivo tridimensional no *software* PV*Sol para estudo detalhado de sombreamento e estimativa de produção de energia elétrica.

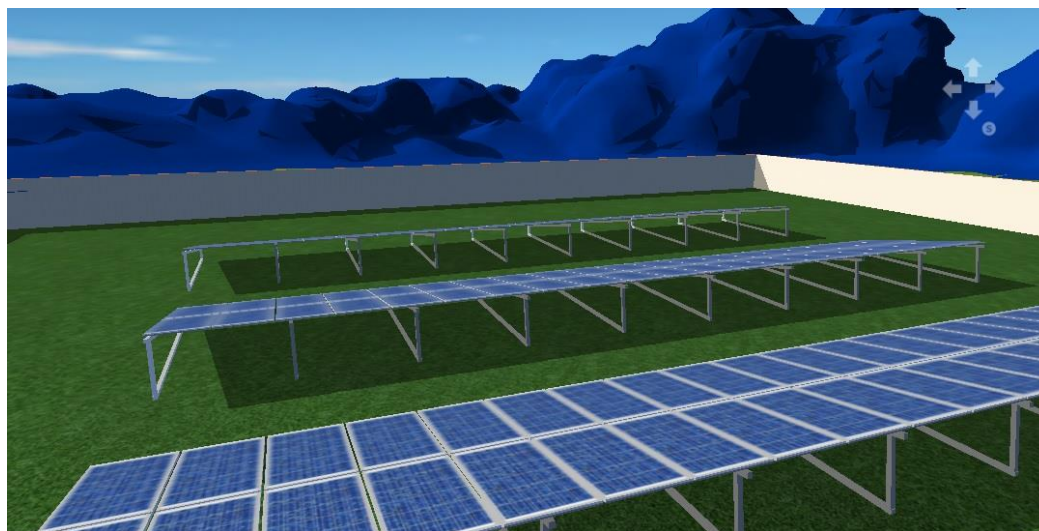
As Figuras 21 e 22 apresentam a simulação tridimensional da planta FV no *software* PV*Sol.

Figura 21 - Modelagem 3D da planta FV e fontes periféricas de sombreamento. Vista superior.



Fonte: O próprio autor.

Figura 22 - Modelagem 3D da planta FV e fontes periféricas de sombreamento. Vista aproximada.



Fonte: O próprio autor.

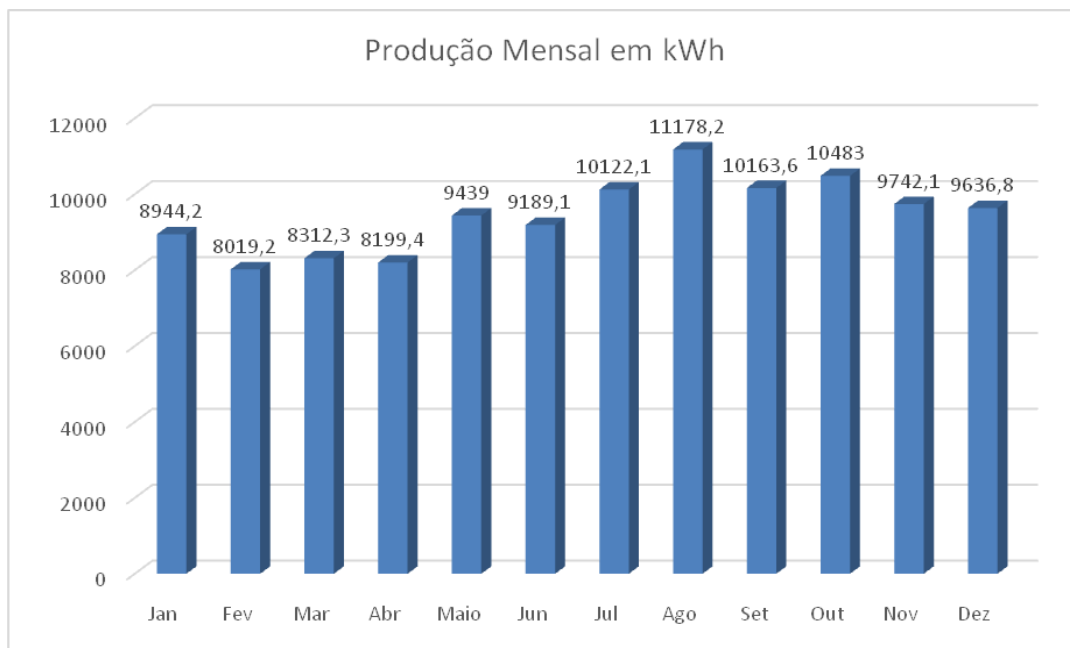
A superfície tridimensional obtida no *software* Photoscan foi recortada e exportou-se para o PV*Sol somente a superfície em cor azul, que representa as árvores no entorno na planta FV. A superfície foi gerada com baixa qualidade, para evitar problemas com processamento de dados. Por esse motivo, as árvores aparecem “unidas” e sem uma forma definida. No entanto, o *software* Photoscan tem capacidade de gerar modelos 3D com detalhamento bastante elevado.

O PV*Sol, após importar todos os dados climáticos do local escolhido, simula as sombras ocasionadas por quaisquer superfícies adicionadas na modelagem 3D e as sobrepõem sobre as placas solares.

Para se quantificar os valores de produção de eletricidade, foi feita a simulação com os valores de irradiância obtidos na base de dados Meeonorm 7.1.

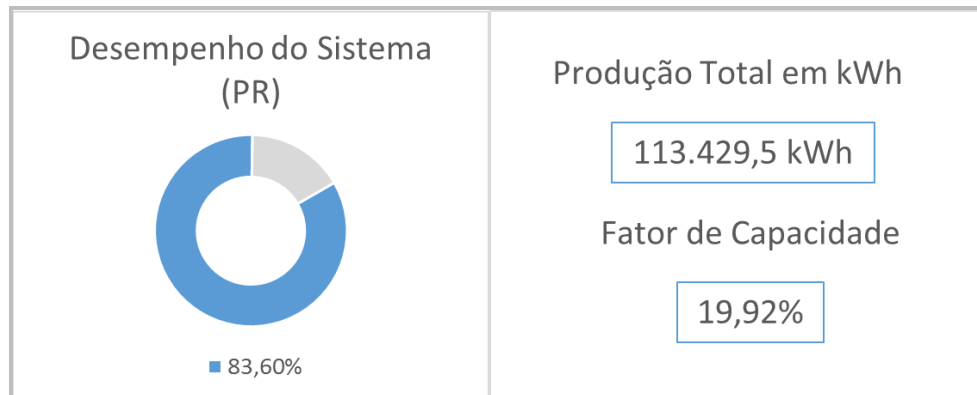
As Figuras 23 e 24 apresentam o gráfico com a energia elétrica gerada correspondente a cada mês do ano e os indicadores de desempenho da planta, respectivamente.

Figura 23 - Produção mensal de eletricidade em kWh.



Fonte: O próprio autor.

Figura 24 - Resultados de geração simulada.



Fonte: O próprio autor.

Assim como o Fator de Capacidade, o *Performance Ratio* (PR), ou desempenho do sistema, também é um importante parâmetro para análise de geração de plantas FV. Esse dado é obtido a partir da razão entre a energia gerada sobre a energia incidente nos painéis FV. Ou seja, uma relação entre saída e entrada do sistema, considerando todas as perdas envolvidas.

4.3 Etapa 3 - Obra civil 1

Nesta etapa do projeto, instalaram-se as bases de concreto, responsáveis pela sustentação da planta FV e de sua estrutura, formada por bases metálicas. Também foi feita nesta etapa a instalação de um poste, juntamente com o ponto de entrega de energia, composto por poste auxiliar, isoladores roldana, pontalete, eletrodutos, cabos, caixa de medição e disjuntor.

4.3.1 Ponto de Entrega

Na localidade não foi encontrado nenhum ponto de entrega durante o período de reconhecimento do terreno. Segundo o proprietário, o sítio estava inoperante há um tempo e a caixa de medição que existia havia sido furtada. Foi então necessária a implantação de um novo ponto de entrega.

Desta maneira, teve que ser solicitada uma nova ligação junto à concessionária de energia local. Esta foi feita no dia 16 de janeiro de 2018. Para isso foram instalados os equipamentos do ponto de ligação na localidade.

As Figuras 25 e 26 apresentam a nova infraestrutura elétrica instalada para conexão da rede básica.

Figura 25 - Ponto de ligação completo.



Fonte: O próprio autor.

Figura 26 - Caixa de medição.



Fonte: O próprio autor.

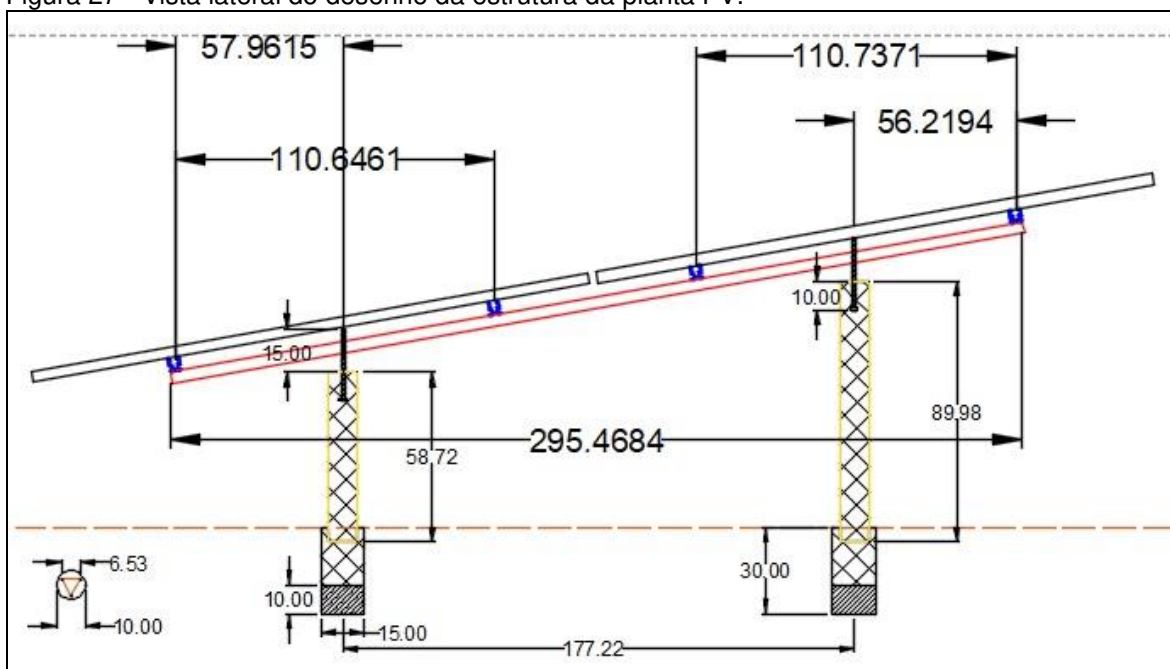
4.3.2 Bases de concreto

No dia 7 de janeiro de 2018 foram iniciadas a confecção e a instalação das bases de concreto.

O número total de bases é de 80, sendo metade destas menores e as 40 restantes maiores. Isso para garantir a inclinação de 10° dos painéis.

A Figura 27 apresenta o desenho das bases, com suas respectivas cotas.

Figura 27 - Vista lateral do desenho da estrutura da planta FV.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 27, os painéis FV estão fixados em barras metálicas transversais, representadas pela cor azul. Abaixo destas, em vermelho, estão perfis de alumínio para sustentação das barras superiores. Toda essa estrutura em formato de malha se mantém fixada por barras roscadas de 25 centímetros, estando estas parcialmente inseridas em concreto armado, representado por hachuras, envolto por PVC, representado pela cor amarelo.

Definiu-se em campo um procedimento de obra, onde foram definidos os locais de instalação e todos os níveis a serem respeitados, para a garantia de boa execução do projeto.

As Figuras 28, 29 e 30 apresentam etapas do procedimento de instalação das bases na localidade.

Figura 28 - Fixação das estruturas em PVC



Fonte: O próprio autor.

Figura 29 - Secagem do concreto das bases.



Fonte: O próprio autor.

Figura 30 - Fim da instalação das bases de concreto



Fonte: O próprio autor.

Todas as atividades relacionadas com a Etapa 3 foram concluídas no dia 16 de janeiro de 2018.

4.4 Etapa 4 - Aquisição de equipamentos

Nesta etapa, foram adquiridos e estocados os painéis FV, inversor, barras metálicas e os demais componentes da planta.

Estes equipamentos foram importados de outro estado brasileiro e entregues em um ponto de estocagem próximo ao local de instalação do sistema, com uma distância de, aproximadamente, 2 km.

A previsão de entrega seria sete dias corridos. O material chegou apenas 30 dias após ter sido efetuada a compra. Ou seja, houve um atraso de 23 dias com relação à data prevista.

Existia a possibilidade de manter esses equipamentos já no local de instalação, o que facilitaria em questões logísticas. No entanto, além de não haver qualquer estrutura de segurança no sítio onde seriam instalados os equipamentos, ali já havia histórico de furto de equipamentos elétricos, como citado previamente no

presente trabalho. Ademais, não existia estrutura física para a proteção dos equipamentos contra agentes climáticos.

Optou-se, então, por estocar os equipamentos em localidade próxima, lugar esse com estrutura de segurança 24 horas e proteção contra sol e chuva para os materiais sensíveis a estes.

Os equipamentos totalizaram 6,5 toneladas e 21,9 metros cúbicos e foram descarregados e transportados de acordo com as especificações do fabricante, obtidas no seu *Installation Manual Of Standard Modules* (2017).

Os painéis, inversor e demais equipamentos foram recebidos no dia 21 de março de 2018 e foram necessárias 4 horas para descarregar e alocar todos. Contou-se com a ajuda de seis pessoas devidamente preparadas para executar esta atividade.

As Figuras 31, 32 e 33 mostram o estoque dos equipamentos.

Figura 31 – Módulos FV ao ar livre.



Fonte: O próprio autor.

Figura 32 – Módulos FV abrigados.



Fonte: O próprio autor.

Figura 33 - Estoque dos módulos FV.



Fonte: O próprio autor.

4.5 Etapa 5 - Obra civil 2

Nesta etapa foram realizadas as seguintes atividades:

1. Instalação de infraestrutura de segurança.
2. Instalação de componentes de corrente alternada e aterramento.
3. Instalação das estruturas de fixação metálicas dos painéis.

Houve também neste período a conclusão das obras de expansão da rede aérea local e conexão do ponto de ligação.

4.5.1 Infraestrutura de segurança

Na localidade escolhida para a instalação da planta FV, existiam muitos rumores de furtos. Houve, também, furtos dos antigos equipamentos da rede elétrica, como medidor, disjuntor e cabos de cobre. Optou-se, então, por reforçar a segurança do sítio em questão, protegendo especificamente o parque solar.

Definiu-se que seria instalado um muro com cerca tipo serpentina em volta do projeto. Também seriam colocadas câmeras com sensor de movimento e acesso remoto.

O custo total dessa infraestrutura de segurança foi de, aproximadamente, R\$ 40.300,00. Este valor contempla apenas os custos dos equipamentos, materiais e instalação. Não estão inclusos mensalidades de internet ou manutenções periódicas destes equipamentos.

A Figura 34 apresenta a estrutura de muro e cerca implantados no local para a manutenção da segurança do sistema.

Figura 34 - Infraestrutura de segurança.



Fonte: O próprio autor.

4.5.2 Componentes CA e Aterramento

Neste momento da instalação, foram abertas as valas para a colocação de cabos subterrâneos. Do quadro de medição à saída do inversor, foram dimensionados cabos de 25 mm² para as 3 fases e neutro.

Também foi colocado um quadro de distribuição, próximo ao local do inversor, o qual contém um disjuntor de 80A classe 3kA para a planta FV e um disjuntor de 16A para circuito terminal dimensionado para cargas específicas, como roteador de internet e sistema de câmeras.

As Figuras 35, 36 e 37 mostram alguns aspectos desta etapa.

Figura 35 - Valas da malha de aterramento.



Fonte: O próprio autor.

Figura 36 - Eletroduto CA em vala.



Fonte: O próprio autor.

Figura 37 - Quadro de distribuição.



Fonte: O próprio autor.

A malha de aterramento da planta FV (painéis e estruturas metálicas) foi composta por 6 hastes de cobre nú de 2,5 m equipotencializadas por condutores de cobre nu de 16 mm².

4.5.3 Estruturas metálicas

Foram instaladas todas as barras metálicas com a devida inclinação angular. As Figuras 38 e 39 demonstram a colocação das barras e alinhamento das mesmas com a utilização de um inclinômetro digital.

Figura 38 - Colocação de barras metálicas.



Fonte: O próprio autor.

Figura 39 - Alinhamento de barras metálicas.



Fonte: O próprio autor.

Percebeu-se nesta etapa que, por conta do desnível do terreno, algumas bases não alcançaram as cotas desejadas. Prevendo acontecimentos desse tipo, foi selecionada para o projeto uma barra roscada com 15 cm acima do nível máximo da base de concreto. Isso possibilitou o ajuste das barras metálicas no alinhamento angular desejado.

A Figura 40 mostra o resultado do desnível do terreno e a diferença de encaixe nas barras roscadas.

Figura 40 - Diferença de nível do perfil metálico em relação às barras roscadas.



Fonte: O próprio autor.

Sobre os perfis de alumínio, foram fixadas as barras metálicas transversais.

A Figura 41 apresenta o resultado da instalação das estruturas metálicas para suporte dos painéis FV.

Figura 41 - Estruturas de fixação concluídas.



Fonte: O próprio autor.

4.5.4 Ligação da rede de energia

Também foi realizada, neste período, a conexão da rede básica ao ponto de entrega pela concessionária de energia local. Esta conexão somente foi possível depois das obras de expansão realizadas na rede. A 200 metros do ponto de entrega foi instalado um transformador de 75 kVA, o qual foi dimensionado pela concessionária para suportar as cargas já existentes nas proximidades e todo o fluxo de potência advindo da planta FV.

Figura 42 - Conexão do ponto de ligação à rede aérea.



Fonte: O próprio autor.

Parte do custo dessa obra de expansão foi cobrada ao dono da localidade pela concessionária, por se tratar de uma segunda ligação. O valor pago pelo cliente foi de, aproximadamente, R\$ 9.520,00.

A obra de expansão da rede local foi concluída no dia 11 de maio de 2018 e a ligação foi realizada no dia 16 do mesmo mês.

4.6 Etapa 6 – Instalação dos equipamentos da planta FV

Nesta etapa do projeto, foram realizadas as seguintes atividades:

1. Instalação dos painéis FV.
2. Passagem de cabos CC.
3. Instalação do inversor.

4.6.1 Instalação painéis FV

Os painéis FV tiveram que ser cuidadosamente retirados do local de estocagem e levados até o sítio do projeto. Cada painel era transportado até o carro por duas pessoas e o carro transportava 15 placas por viagem. Optou-se por essa estratégia logística, tendo em vista que os painéis já haviam sido retirados de suas embalagens e, assim, sua proteção contra impactos estava reduzida. Isso resultou em um total de 14 viagens do local de estoque ao *site*, o que demandou um período de 2 dias, além de custos excedentes com pessoal e combustível.

No processo de mobilização das placas, percebeu-se que uma placa estava danificada. Esta estava repleta de rachaduras.

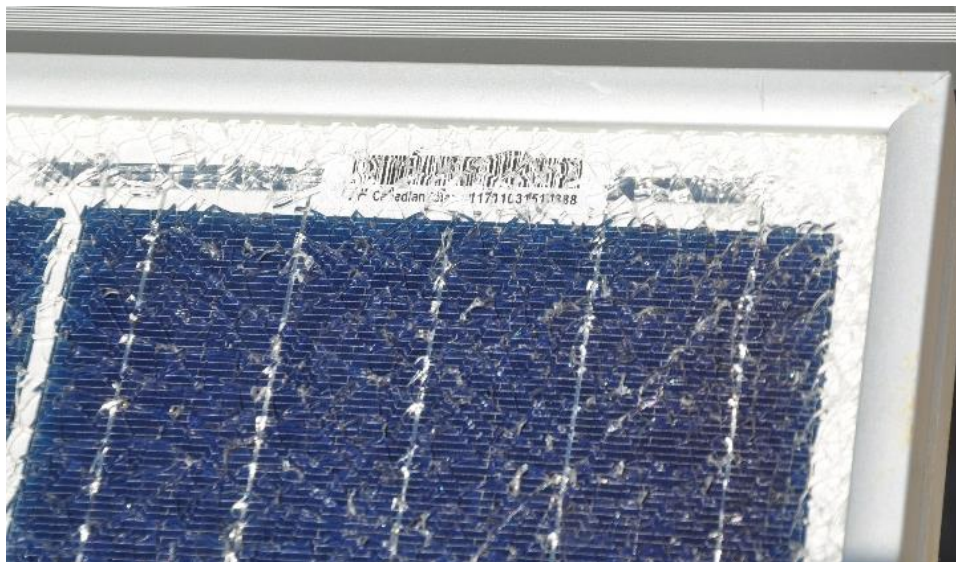
Como todos os procedimentos de descarregamento e estocagem haviam sido controlados e nenhum problema foi encontrado no dia do recebimento, entrou-se em contato com o fornecedor para questionar tal situação.

Chegou-se à conclusão que tais danos haviam sido ocasionados por conta de dilatação térmica. Esse painel não suportou algum tipo de choque térmico, possivelmente por conta de chuvas durante o dia. Ou poderia já existir algum dano não percebido anteriormente e com a exposição ao tempo, esse defeito aumentou.

Foi feito o pedido de troca das placas danificadas.

As Figura 43 e 44 apresentam pontos diferentes do mesmo painel defeituoso.

Figura 43 - Painel danificado (1).



Fonte: O próprio autor.

Figura 44 - Painel danificado (2).



Fonte: O próprio autor.

Testes foram feitos e percebeu-se que as características elétricas, como tensão de circuito aberto e corrente, estavam dentro dos valores normais. Optou-se, então, pela inclusão do módulo FV danificado até que seja estabelecida a sua troca.

Os painéis FV foram instalados levando-se em conta todas as recomendações dos fabricantes e boas práticas de instalação existentes no mercado.

A instalação dos painéis e grampos de fixação pode ser observada na Figura 45.

Figura 45 - Instalação de painéis FV.



Fonte: O próprio autor.

Após a instalação dos painéis, verificaram-se suas inclinações. Todos os valores encontrados estiveram próximos de 10° , com mínimo de $8,8^\circ$ e máxima de $11,7^\circ$.

A Figura 46 apresenta essa medição com o inclinômetro.

Figura 46 - Inclinação dos painéis FV.



Fonte: O próprio autor.

As Figuras 47 e 48 mostram o fim desta atividade e todos os painéis devidamente instalados.

Figura 47 - Estrutura de painéis completa.



Fonte: O próprio autor.

Figura 48 - Conclusão da instalação de painéis FV.



Fonte: O próprio autor.

Alguns conectores MC4 e cabos CC dos próprios painéis foram danificados por cachorro da localidade, durante a noite no período de atividades. Estes equipamentos foram trocados em tempo hábil e houve um reforço na proteção contra animais no local do parque.

4.6.2 Cabos CC e Inversor

Toda a conexão das *strings* com o inversor de frequência foi feita por cabos de cobre 6mm², positivo e negativo, e classe de tensão 1000 V.

Os cabos foram inseridos em eletrodutos e estes colocados em valas abertas em uma das laterais da planta.

Previu-se a instalação do inversor ao lado dos painéis FV, na intenção de se reduzir os custos com cabos CC. No entanto, as bases construídas para o inversor não ficaram firmes o bastante.

Deste modo, foi definido que o inversor seria instalado no muro feito de alvenaria, o qual suportaria toda a carga do equipamento. Ademais, neste local o inversor seria beneficiado com o sombreamento da estrutura. Além disso, foi colocada uma telha de fibrocimento sobre o inversor para intensificar sua proteção contra agentes climáticos.

A Figura 49 apresenta o inversor em processo de instalação e configuração.

Figura 49 - Inversor em configuração.



Fonte: O próprio autor.

A Figura 50 apresenta o inversor já configurado e com seu encapsulamento fechado.

Figura 50 - Inversor instalado.



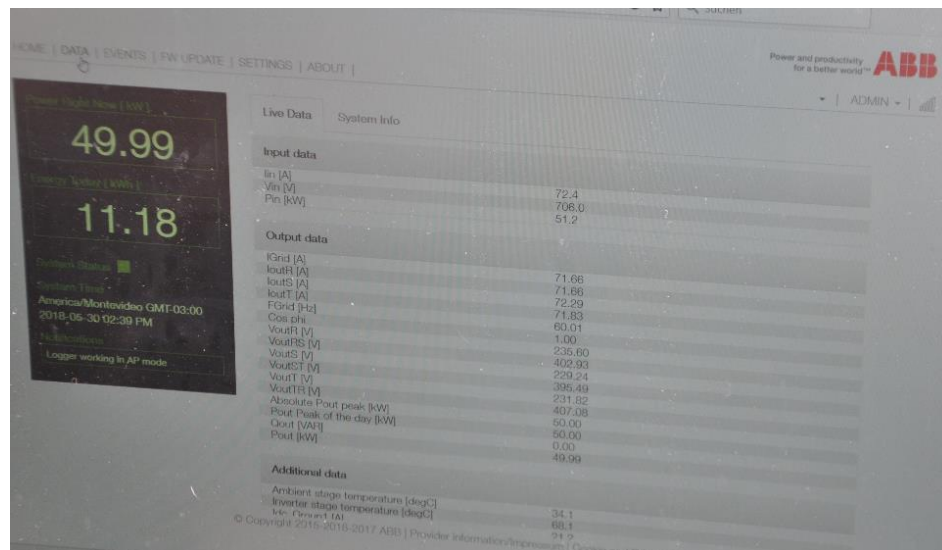
Fonte: O próprio autor.

4.7 Etapa 7 – Conexão e inspeção da planta FV

Nesta etapa foram realizados testes com os demais elementos instalados, bem como a planta em operação, a fim de verificar seu comportamento em condições reais.

A planta FV foi acionada durante uma hora para a realização dos devidos teste. A Figura 51 apresenta a potência de saída em período de teste, realizado em 31 de maio de 2018.

Figura 51 - Dados de geração em período de teste.



Fonte: O próprio autor.

A Figura 51 mostra que a potência de saída alcançou seu valor máximo de, aproximadamente, 50 kW. Outros parâmetros mensurados no momento também se encontram na imagem.

A Tabela 9 mostra todos os testes realizados e os respectivos resultados das inspeções. A não conformidade observada foi decorrente do painel FV danificado (Inspeção visual).

Com todas as atividades e testes realizados, teve-se por finalizada a instalação do parque FV.

Esta etapa foi concluída no dia 30 de maio de 2018.

Tabela 9 - Resultados dos testes finais.

Componente	Inspeção	Pontos Verificados	Conformidade
Sistema de aterramento	Continuidade de malha de terra	Conexão de malha de aterramento	OK
Quadro de distribuição	Medição de tensão	Verificação de tensão e frequência adequados na Fase-Fase, Fase-Neutro e Fase-Terra no quadro de distribuição.	OK
	Termografia	Análise de pontos quentes nos conectores.	OK
Inversor	Inspeção de fusíveis	Verificação da integridade dos fusíveis CC – 1500 V	OK
	Teste do sistema de monitoramento	Verificação da funcionalidade de monitoramento do sistema.	OK
	Teste do sistema de Wi-fi	Verificação de funcionalidade do <i>Access Point</i> do Wi-Fi para conexão e monitoramento do sistema.	OK
	Run-Test de 1 hora	Teste operacional do sistema por uma hora em potência máxima.	OK
Estrutura Mecânica	Verificação de deflexão	Verificação visual de deflexão.	OK
	Verificação de ângulo	Verificação dos ângulos das placas.	OK
Módulos Fotovoltaicos	Teste de circuito aberto	Medição de corrente de curto e de tensão em circuito aberto por amostragem.	OK
	Termografia das placas	Análise de <i>hot-spots</i> através de termografia por amostragem.	OK
	Termografia das conexões	Verificação de <i>hot-spots</i> das conexões MC4.	OK
	Inspeção Visual	Identificação de danos mecânicos	NÃO CONFORME

Fonte: O próprio autor.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo geral analisar todo o processo de instalação de um parque fotovoltaico conectado à rede, detalhando as etapas relacionadas com o dimensionamento da planta FV, a aquisição e logística de materiais e a instalação do sistema, concluindo com o comissionamento. Este objetivo foi alcançado ao longo do estudo de caso, onde foram detalhadas e ilustradas todas as atividades relacionadas com o projeto, desde o início a sua conclusão.

A fundamentação teórica abordou todos os conceitos relacionados com o tema que contribuíssem no dimensionamento e na execução do projeto em questão e no entendimento do tema. Os tópicos abordados foram os conceitos gerais de geração FV e equipamentos que o compõe. Também foi abordado o tema de dimensionamento de sistemas FV e metodologias de instalação, com seus principais conceitos teóricos e equações.

O primeiro objetivo específico, o qual foi apresentar um estudo de dimensionamento de plantas FV, foi alcançado no capítulo 3 e nas etapas 1 e 2 do estudo de caso. No capítulo 3 foram abordados conceitos teóricos de referências distintas, de forma resumida e objetiva para facilitar a compreensão. Nas etapas 1 e 2 foram aplicados os conceitos teóricos previamente citados no dimensionamento do parque FV de 65 kWp.

O segundo objetivo específico, que se dava por demonstrar o estudo de sombreamento realizado na planta em estudo, pode ser alcançado também na etapa 2 do estudo de caso, quando foram apresentados os procedimentos e *softwares* utilizados no estudo de sombreamento do parque solar deste estudo. Percebeu-se com este estudo que o método de análise de sombreamento e geração feitos no PV*Sol alcançou resultados satisfatórios em comparação ao FC médio de 20% do LEA da Universidade Federal do Ceará (UFC), o qual foi utilizado como base. Para resultados mais concretos, faz-se necessário o acompanhamento da geração do parque por um período equivalente.

O terceiro objetivo específico, o qual foi analisar o desenvolvimento do projeto, foi alcançado na etapa 2, onde foram ilustrados todos os tópicos referentes a

um projeto de sistema FV. De forma didática e clara, apresentaram-se os cálculos de dimensionamento, parâmetros elétricos de referência, componentes do sistema dimensionados e desenhos técnicos das estruturas.

Pôde-se alcançar o quarto objetivo específico, que se dava por apresentar a logística e aquisição de equipamentos FV, na etapa 4, onde foi citado todo o processo de aquisição de equipamentos, bem como sua estocagem. Na etapa 6 foi abordada a logística de transporte efetuada no processo de instalação dos painéis. Todos os detalhes e custos envolvidos foram citados de forma clara, com a intenção de repassar a experiência adquirida com o referido projeto.

O quinto objetivo específico, o qual foi discorrer sobre as etapas de implementação do parque FV, está contemplado nas etapas 3, 4, 5, 6 e 7. Todas essas etapas ilustram as atividades desenvolvidas na execução do projeto, sendo estas do início da instalação das bases de concreto ao comissionamento e teste do sistema. Todas as considerações relevantes foram trazidas em forma de texto e imagem.

Durante as etapas de estudo de caso, foram apresentados os pontos importantes envolvidos no projeto. Porém, para obter conclusão completa do estudo de caso, estes devem ser analisados de maneira crítica e detalhada, para que o aprendizado adquirido em todo este período seja firmado e documentado.

Como primeiro ponto de análise, pode-se citar o período total que foi demandado para a conclusão do projeto. Tendo por início o dia 10 de janeiro de 2018, data em que foi iniciada a análise preliminar do projeto e por fim o dia 30 de maio de 2018, data em que foram realizados todos os testes no parque montado, tem-se que o projeto todo teve uma duração de 4 meses e 20 dias, incluindo feriados e finais de semana. Este longo período foi consequência de vários fatores. Os principais destes foram as obras de expansão e conexão da rede por parte da concessionária de energia local. Sem a conexão com a rede elétrica, optou-se por parar a implementação do projeto em decorrência de vários malefícios que a falta de energia proporcionava.

A conexão com a rede elétrica facilitou, por exemplo, alguns dos procedimentos em campo, principalmente das etapas 5, 6 e 7. Sem esta conexão existia uma preocupação com a utilização de furadeiras, parafusadeiras e máquinas de corte à bateria e seu carregamento feito por geradores a combustível.

Outro benefício da conexão à rede foi a possibilidade de instalação de cercas elétricas e de câmeras de segurança conectadas à internet. Ambas as soluções para a proteção dos equipamentos do sistema citadas são completamente dependentes de energia elétrica. Enquanto não houvesse energia disponível, não haveriam sistemas de segurança e, conseqüentemente, não poder-se-ia colocar equipamentos de alto custo, como as placas e inversor, no local.

O período entre a solicitação de uma nova ligação e a efetiva ligação da rede foi do dia 16 de janeiro a 16 de maio de 2018. Esse período se deu por alguns fatores como, vistorias da concessionária, orçamento de obra, pagamentos à concessionária e a efetiva execução da obra.

Uma possível solução para essa questão seria a antecipação no pedido de nova ligação, caso esta não exista. Outra alternativa seria a escolha de um local para o projeto onde já exista rede operante e conexão normalizada.

Outro ponto bastante relevante a ser analisado é o custo final do projeto. No início, tomou-se como base o valor de R\$ 285.000,00 para os custos de integração e equipamentos. Ao final, estes custos totalizaram, aproximadamente, R\$ 292.000,00. Se tivessem sido evitados alguns custos não previstos, como a troca de equipamentos danificados por animal, o custo de estocagem em local afastado do projeto e custos excedentes de combustível e pessoal por questões logísticas, esse valor estaria bem próximo do valor utilizado como base na análise preliminar. Ademais, vale ressaltar que esses três pontos de possíveis melhorias supracitados poderiam ser evitados também se o local escolhido para o projeto tivesse estrutura adequada para uma estocagem segura dos equipamentos.

Para o cliente, além dos custos de integração e equipamentos do sistema, houve também custos de limpeza do terreno (R\$ 2.000,00), novo ponto de ligação (R\$ 1.400,00) e infraestrutura de segurança (R\$ 40.300,00). Todo esse acréscimo de custo para viabilizar o projeto no local desejado representou um aumento de 14,96% em relação aos R\$ 292.000,00 relativos apenas ao sistema FV.

O atraso no fornecimento dos equipamentos do sistema não interferiu negativamente em nenhuma das atividades do projeto, por estas já estarem cessadas em conseqüência da falta de conexão com a rede. No entanto, em outra circunstância,

esse atraso de 23 dias poderia ser bastante danoso ao projeto e retardar o retorno financeiro do investimento realizado. Desta forma, faz-se presente a preocupação com o fornecimento dos equipamentos nas datas previstas.

Ademais, os testes realizados na última etapa do estudo de caso puderam validar os procedimentos de dimensionamento realizados na etapa 2, o que confirma que os conceitos relacionados no embasamento teórico, complementados por conhecimentos adquiridos durante o curso de engenharia elétrica, foram aplicados corretamente. Desta maneira, o presente trabalho e seus resultados representam também parâmetros de referência para futuros projetos similares ao abordado no referido estudo de caso.

Por fim, em decorrências das discussões tratadas neste tópico, pode-se alcançar os últimos dois objetivos específicos elencados previamente.

Recomendações para trabalhos futuros

Para trabalhos futuros, sugere-se uma amostragem em tempo suficiente dos dados de geração, para validação dos resultados obtidos com o estudo de sombreamento e simulações.

Outro aspecto a ser sugerido é a análise de viabilidade financeira do sistema, considerando todos os custos relacionados ao projeto, além de analisar-se os impactos financeiros gerados por atrasos na obra.

Outro possível estudo sugerido se refere à outras metodologias de instalação, com o intuito de analisar o desempenho e eficiência do processo de implementação em meio às dificuldades logísticas.

REFERÊNCIAS

ABB. **Solar inverters.** Disponível em: <
https://library.e.abb.com/public/4d8140daa2b24c7c9ca4a37638e153bc/TRIO-50.0-TL-OUTD-US-480_Rev.G.pdf>. Acesso em: Maio de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica.** 2. Ed. Brasília: ANEEL, 2016. Disponível em: <
<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Mini+gera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: Abril de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Tabela ANEEL: Unidades consumidoras com geração distribuída.** ANEEL: 2018. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp. Acesso em: Abril de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Geração Distribuída.** ANEEL: 2015. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/destaques-distribuicao/-/asset_publisher/zRFisxBAsbz9/content/geracao-distribuida-introducao-1/656827?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fdestaques-distribuicao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_zRFisxBAsbz9%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mode%3Dview%26p_p_col_id%3Dcolumn-2%26p_p_col_pos%3D2%26p_p_col_count%3D6. Acesso em: Maio de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024.** ANEEL: 2017. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PR+OJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9. Acesso em: Maio de 2018.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Por dentro da conta de luz: informação de utilidade pública.** ANEEL: 2008. Disponível em: <
http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/cartilha_1p_atual.pdf> . Acesso em: Abril de 2018.

BOSCH. **Installation and Safety Manual for the c-Si M60(s) NA 30117 Families of Crystalline Photovoltaic Modules.** Disponível em: <
http://www.bosch-solarenergy.de/media/bosch_se_serviceorganisation/kundendienst/north_america/crystalline_solar_modules/Bosch_Solar_Module_NA30117_NA42117_V11_29052013.pdf>. Acesso em: Abril de 2018.

BOXWEEL, M. **Solar Electricity Handbook: A Simple, Practical Guide to Solar Energy: how to Design and Install Photovoltaic Solar Electric Systems.** 2017 edition.

CANADIAN SOLAR. **Datasheet MAXPOWER CS6U-325.** Disponível em: < https://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/v5.5/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6U-P-1500V-v5.52en.pdf> Acesso em: Abril de 2018.

CARVALHO, P. C. M. **Dimensionamento de planta FV conectada à rede elétrica.** Fortaleza: UFC, 2017. 18 slides, color.

CARVALHO, P. C. M. MACHADO, L. A. VITORIANO, C, T. RAMÍREZ, L. M. F. **Land requirement scenarios of PV plants in Brazil.** Department of Electrical Engineering, UFC. 2018.

CEPEL (Sistema Eletrobrás). **Energia Solar: Princípios e Aplicações.** CRESESP, 2006.

COSTA, I. F. MAROJA, A. M. **Astronomia Diurna: medida de abertura angular do Sol e da latitude local.** Rev. Bras. Ensino Fís. vol.40 no.1: São Paulo, 2018. Disponível em: < <http://www.scielo.br/pdf/rbef/v40n1/1806-1117-rbef-40-01-e1501.pdf>>. Acesso em: Abril de 2018.

DJI. **Phantom 4.** Disponível em: < <https://www.dji.com/phantom-4>>. Acesso em: Abril de 2018.

ENERGIA HELIOTÉRMICA. **Fator de capacidade.** Disponível em: < <http://energiaheliotermica.gov.br/pt-br/glossario/fator-de-capacidade>> . Acesso em: Abril de 2018.

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE. **Photovoltaics report.** 2018. Disponível em: < <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Photovoltaics-Report.pdf>>. Acesso em: Maio de 2018.

FERREIRA, A. D. D. **Habitação autossuficiente: interligação e integração de sistemas alternativos.** 1. ed. Rio de Janeiro: Interciência, 2014. Disponível em: < <http://unifor.bv3.digitalpages.com.br/users/publications/9788571933385/pages/-19>> . Acesso em: Abril de 2018.

GOSWANI, D. Y. KREITH, F. KREIDER, J. F. **Principles of solar engineering.** 2. ed. 1999.

INMETRO. **Registro de Objeto.** Disponível em: < <http://registro.inmetro.gov.br/consulta/detalhe.aspx?pag=1&NumeroRegistro=005569/2016>>. Acesso em: Abril de 2018.

INSTALADOR FOTOVOLTAICO JÁ. **Saiba como funciona um sistema fotovoltaico conectado à rede pública em 8 minutos ou menos.** Disponível em: < <https://instaladorfotovoltaicoja.com/sistema-conectado-a-rede/>> Acesso em: Abril de 2018.

LOPEZ, R. A. **Energia solar para produção de eletricidade.** São Paulo: Artliber, 2012.

PINHO, J. T. GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos.** Rio de Janeiro: CEPEL-CRESESB, 2014.

PORTAL SOLAR. **Célula Fotovoltaica.** Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/celula-fotovoltaica.html>>. Acesso em: Abril de 2018.

PORTAL SOLAR. **Usina Solar.** Disponível em: < <https://www.portalsolar.com.br/usina-solar.html>>. Acesso em: Abril de 2018.

REIS, L. B. **Geração de Energia Elétrica.** 2. ed. rev. e atual. Barueri, SP: Manole, 2011. Disponível em: < http://unifor.bv3.digitalpages.com.br/users/publications/9788520430392/pages/_1> . Acesso em: Abril de 2018.

RÜTHER, R. **Edifícios solares Fotovoltaicos: o potencial de geração solar fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil.** Editora UFSC, 2004.

TAKATA, M. **Geração Distribuída Fotovoltaica.** 2018. Disponível em: < https://onetypo.mpcnet.de/fileadmin/Intersolar-Global/hidden/ISSA2018_Webinar_GD_em_numeros_MarcioTakata.pdf?utm_source=newsletter&utm_medium=email&utm_campaign=ISSA_2018_Webinar_Thankyou_April_3_PT>. Acesso em: Abril de 2018.

VILLALVA, M. G. **Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações.** 2. ed. rev. e atual. São Paulo: Érica, 2015. Disponível em: < <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/#/books/9788536518541/cfi/2!/4/4@0.00:0.00>> . Acesso em: Maio de 2018.

ANEXO 1 – CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DO INVERSOR

Lado CC	
Entrada	
Tensão máxima	1000 Vdc
Tensão para início de operação	300-500 V (360 V padrão)
Tensão de operação	250 V-950 Vdc
Tensão nominal de operação	715Vdc
Potência nominal	51250 W
Número de entradas MPPT	1
Tensão de operação MPPT (para potência nominal)	520-800 Vdc
Corrente máxima de entrada	100 A
Corrente máxima de curto circuito	144 A
Número de entradas	12
Polaridade reversa	Sim, limitada a fonte de corrente
Sobretensão na entrada MPPT - varistor	Sim
Sobretensão na entrada MPPT – protetor de surto	Tipo 2
Chave de desconexão CC	200 A / 1000 V
Lado CA	
Saída	
Tipo de ligação com a rede	Trifásica
Potência nominal (se $\cos\phi=1$)	50000 W
Potência máxima aparente	50000 VA
Tensão de saída	320-480 V (de acordo com local)
Máxima corrente de saída	90 A
Frequência de saída	50/60 Hz
Faixa de frequência de saída	57-63 Hz
Proteção	
Anti-ilhamento	Sim
Sobrecorrente	90 A
Sobretensão - Varistor	Sim