



Universidade de Brasília – UnB
Faculdade UnB Gama – FGA
Engenharia De Energia

DIMENSIONAMENTO DE BOMBEAMENTO HIDRÁULICO PARA ELEVAÇÃO DE ÁGUA ALIMENTADO POR ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Autor: Ariana Alves Barbosa Flores

Orientador: Prof. Dr. Augusto César de Mendonça Brasil

Brasília, DF

2019



Ariana Alves Barbosa Flores

**DIMENSIONAMENTO DE BOMBEAMENTO
HIDRÁULICO PARA ELEVAÇÃO DE ÁGUA
ALIMENTADO POR ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia De Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia De Energia.

Universidade de Brasília – UnB

Faculdade UnB Gama – FGA

Orientador: Prof. Dr. Augusto César de Mendonça Brasil

Brasília, DF

2019

Ariana Alves Barbosa Flores

DIMENSIONAMENTO DE BOMBEAMENTO HIDRÁULICO PARA ELEVAÇÃO DE ÁGUA ALIMENTADO POR ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA/ Ariana Alves Barbosa Flores. – Brasília, DF, 2019-

93 p. : il. (algumas color.) ; 30 cm.

Orientador: Prof. Dr. Augusto César de Mendonça Brasil

Trabalho de Conclusão de Curso – Universidade de Brasília – UnB
Faculdade UnB Gama – FGA , 2019.

1. Fotovoltaica. 2. Bombeamento. I. Prof. Dr. Augusto César de Mendonça Brasil. II. Universidade de Brasília. III. Faculdade UnB Gama. IV. DIMENSIONAMENTO DE BOMBEAMENTO HIDRÁULICO PARA ELEVAÇÃO DE ÁGUA ALIMENTADO POR ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

CDU 02:141:005.6

Ariana Alves Barbosa Flores

**DIMENSIONAMENTO DE BOMBEAMENTO
HIDRÁULICO PARA ELEVAÇÃO DE ÁGUA
ALIMENTADO POR ENERGIA SOLAR
FOTOVOLTAICA**

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia De Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia De Energia.

Trabalho aprovado. Brasília, DF, 9 de julho de 2019:

**Prof. Dr. Augusto César de Mendonça
Brasil**
Orientador

Prof. Dr. Felipe Chagas Storti
Convidado 1

Prof. Dr. Luciano Gonçalves Noletto
Convidado 2

Brasília, DF
2019

*“A vida começa no final de sua zona de conforto.
(Neale Donald Walsch)*

Resumo

A energia solar fotovoltaica é uma das alternativas energéticas possíveis para solução da expansão da matriz energética brasileira, além da sua vasta variedade de aplicação, e a minimização de impactos no meio ambiente causados pela geração de energia elétrica de fontes convencionais. Diante desse cenário, o presente trabalho tem como objetivo geral analisar o sistema de bombeamento a partir de alimentação fotovoltaica, por meio de estudos e simulações. A metodologia utilizada para realização de cálculos é descrita passo a passo por meio de um fluxograma, evidenciando os parâmetros necessários para avaliação do sistema. Adotou-se como referência o parâmetro de demanda hidráulica para aproximadamente 100 habitantes de Brasília - Distrito Federal, as alturas de 20m e 40m e comprimento da tubulação. É realizada uma descrição dos componentes típicos de um sistema fotovoltaico e para sistema de bombeamento fotovoltaico. Para realização de simulações o software *PVSyst* foi utilizado para posterior comparação de resultados. A título de comparação a energia requerida do sistema possui mínima diferença entre os dados calculados e os simulados, o *software* apresenta um relatório de resultados com informações sobre excesso de energia, quantidade de água bombeada, gráfico de produção diária e diagrama de perdas.

Palavras-chaves: Energia solar, Fotovoltaica, Bombeamento.

Abstract

Photovoltaic solar energy is an alternative energy for an expansion of the Brazilian energy matrix, in addition to its vast variety of application, and minimization of the impacts on the environment caused by the generation of electricity from conventional sources. Against this scenario, the present work has as general objective to analyze the pumping photovoltaic system, through studies and simulations. The methodology used to perform calculations is described step by step through a flowchart, evidencing the necessary parameters for system evaluation. It was adopted as a reference the parameter of hydraulic demand for approximately 100 inhabitants of Brasília, the heights of 20 and 40m and pipe length. A description is made of typical components of a photovoltaic system and for photovoltaic pumping system. For the simulations, the software *PV Syst* was used for further comparison of results. For comparison the energy of the system has minimal difference between the calculated and the simulated data, the software presents a results report with information about excess energy, amount of water pumped, daily production graph and loss diagram.

Key-words: Solar energy, Photovoltaic, Pumping.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Relação entre Água e Energia. Fonte: Adaptado de EDUCATIONAL e ORGANIZATION (2009).	18
Figura 2 – Capacidade Fotovoltaica Mundial e Adições Anual 2005 - 2017. Fonte: Adaptado de REN21 (2018).	22
Figura 3 – Radiação Incidente na Terra. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).	23
Figura 4 – Ângulo de declinação. Fonte: Adaptado de PEREIRA (2006).	24
Figura 5 – Representação dos ângulos da energia solar. Fonte: Adaptado de ABNT (2013).	25
Figura 6 – Distância entre fileiras. Fonte: Adaptado de Gardner (2009).	26
Figura 7 – Valores de irradiação média anual No Brasil, expressas em $kWh/m^2.dia$. Fonte: (PEREIRA, 2006).	27
Figura 8 – Células Monocristalinas, Policristalinas e Filme Fino. Fonte: Adaptado de Emanuel (2009)	29
Figura 9 – Composição de um módulo fotovoltaico. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).	30
Figura 10 – Circuito Equivalente. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).	30
Figura 11 – Circuito Equivalente. Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).	31
Figura 12 – Eficiência dos sistemas de bombeamento fotovoltaico. Fonte: Adaptado de Fraidenraich e Vilela (1999).	32
Figura 13 – Níveis de seleção de bombas hidráulicas em função da vazão e altura manométrica. Fonte: (MÉLENDEZ, 2009).	33
Figura 14 – Média Anual da água consumida no Brasil. Fonte: (ÁGUAS, 2017).	36
Figura 15 – Associação dos módulos em série. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).	37
Figura 16 – Curva da Associação dos módulos em série. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).	38
Figura 17 – Associação dos módulos em paralelo. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).	38
Figura 18 – Curva da Associação dos módulos em paralelo. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).	39
Figura 19 – Configuração de sistemas fotovoltaicos para bombeamento. Fonte: Adaptado de PINHO e GALDINO (2014).	40
Figura 20 – Vista em corte bomba centrífuga. Fonte: (MACINTYRE, 1997).	42
Figura 21 – Bomba de deslocamento positivo com engrenagem. Fonte: (MACINTYRE, 1997).	42
Figura 22 – Fluxograma para dimensionamento de sistema de bombeamento fotovoltaico. Fonte: Autoral.	49

Figura 23 – Altura manométrica para bomba submersa. Fonte: Adaptado de Khatib (2010).	51
Figura 24 – Séries de trabalho. Fonte: Adaptado de (GRUNDFOS, 2019).	58
Figura 25 – Bomba SQF 8A-5. Fonte: (GRUNDFOS, 2019).	59
Figura 26 – Bomba SQF 5A-7. Fonte: (GRUNDFOS, 2019).	59
Figura 27 – Interface do PVSyst. Fonte: (PVSYST, 2019)	62
Figura 28 – Janela para pré dimensionamento do sistema. Fonte: (PVSYST, 2019)	63
Figura 29 – Janela para entrada de dados. Fonte: (PVSYST, 2019)	64
Figura 30 – Janela para Projeto. Fonte: (PVSYST, 2019)	65
Figura 31 – Janela entrada de dados de Projeto. Fonte: (PVSYST, 2019)	66
Figura 32 – Janela para escolha de componentes. Fonte: (PVSYST, 2019)	66
Figura 33 – Fonte: (WHITE, 1962).	77

Lista de tabelas

Tabela 1 – Determinação do Ângulo de Inclinação. Fonte: Adaptado de VILLALVA e GAZOLI (2016)	25
Tabela 2 – Comparação entre a eficiência das tecnologias. Fonte: Adaptado de VILLALVA e GAZOLI (2016)	29
Tabela 3 – Projetos de Bombeamento Fotovoltaico Coordenados pelo PRODEEM. Fonte: Adaptado de ANEEL (2008)	34
Tabela 4 – Eficiência em sistemas de bombeamento fotovoltaico. Fonte: Adaptado de Chilundo, Mahanjane e Neves (2018)	53
Tabela 5 – Perda de carga nos acessórios	56
Tabela 6 – Perda de carga total no sistema e potência hidráulica.	57
Tabela 7 – Determinação do motor para cada altura.	57
Tabela 8 – Irradiação solar diária média mensal. Fonte:	60
Tabela 9 – Determinação da quantidade de módulos.	61
Tabela 10 – Resultados Fluxograma	68
Tabela 11 – Comparação da energia requerida	69
Tabela 12 – Orçamento para sistema de 20m	70
Tabela 13 – Orçamento para sistema de 40m	70
Tabela 14 – Fluxo de Caixa Projetado para Projeto	71
Tabela 15 – Fluxo de Caixa Projetado para Projeto	73
Tabela 16 – Fonte: (MELO, 2006)	76
Tabela 17 – Fonte: (NBR, 1998)	76

Lista de abreviaturas e siglas

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ADASA	Agência Reguladora de Águas, Energia e Saneamento Básico do Distrito Federal
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CA	Corrente Alternada
CAESB	Companhia de Saneamento Ambiental do Distrito Federal
CC	Corrente Contínua
CERB	Companhia de Engenharia Rural
COPASA	Companhia de Saneamento de Minas Gerais
EPIA	<i>European Photovoltaic Industry Association</i>
EVA	Acetato de Vinil Etila
IMP	Corrente de Máxima Potência
IPA	Instituto Agrônomo de Pernambuco
ITDG	Intermediate Technology Development Group
MME	Ministério de Minas e Energia
NOCT	Temperatura Normal de Operação
NPSH	<i>Net Positive Suction Head</i>
PDAD	Pesquisa Distrital por Amostra de Domicílio
PNUD	Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento
PRODEEM	Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios
PMP	Ponto de Máxima Potência
REN21	<i>Renewable Energy Policy Network for the 21st Century</i>
Si-a	Silício amorfo – Material constituinte da célula
SIÁGUA	Sistema de Abastecimento de Água do Distrito Federal

Si-m	Silício monocristalino – Material constituinte da célula
Si-p	Silício policristalino – Material constituinte da célula
SOHIDRA	Superintendência de Obras Hidráulicas
STC	Condições Padrão de Teste
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
VMP	Tensão de Máxima Potência
VPL	Valor Presente Líquido
WWF	<i>World Wide Fund for Nature</i>

Lista de símbolos

δ	Declinação Solar
β	Ângulo de Inclinação
α	Altura Solar
θ	Ângulo de Incidência
γ	Ângulo Azimutal Superfície
γ_s	Ângulo Azimutal Solar
d	Distância entre fileiras
ψ	Ângulo de correção do Azimute
V	Tensão do módulo fotovoltaico
I	Corrente do módulo fotovoltaico
I_{sc}	Curto de Curto Circuito
V_{oc}	Ponto de Circuito Aberto
η	Eficiência
$P_{(AC)}$	Potência de Saída
$P_{(DC)}$	Potência de Entrada
$P_{(FV)}$	Potência do Módulo
$P_{m\acute{a}x}^{inv}$	Potência Máxima Inversor
$C_{voc(\%)}$	Variação de Tensão
$V_{oc(stc)}$	Tensão de Circuito A STC
N_{max}	Número máximo de Módulos
$V_{m\acute{a}x}^{inv}$	Tensão Máxima Inversor
V_{mpp}	Ponto Máximo de Funcionamento
V_{min}^{inv}	Tensão Mínima Inversor

N_{min}	Número Mínimo de Módulos
I_{max}^{inv}	Corrente Máxima do Inversor
$I_{min}^{fileira}$	Corrente Mínima da Fileira
C	Capacidade Banco de Bateria
E_m	Energia Período crítico
N	Dias de Autonomia
P_d	Profundidade de Descarga
i	Taxa de Desconto ou Taxa Mínima de Atratividade
j	Período do Fluxo de Caixa
FC	Fluxo de Caixa
I_0	Investimento Inicial
$P(h)$	Potência Hidráulica
Q	Vazão
ρ	Densidade da Água
g	Aceleração da gravidade
$H(m)$	Altura Manométrica
D	Diâmetro da Tubulação
K	Constante de projeto
T	Período de Funcionamento
v	Velocidade
H_p	Perdas
f	Fator de Atrito
L	Comprimento Tubulação
K_L	Coefficiente de Perda de Carga
Re	Reynolds
μ	Viscosidade dinâmica

ε	Fator de rugosidade da tubulação
P_{el}	Potência Elétrica
η_m	Eficiência Motobomba
H_{atm}	Pressão Atmosférica
H_s	Altura de Sucção
H_v	Pressão de Vapor
	Perdas de Sucção
σ	Fator de Thoma
φ	Coefficiente para bombas;
nq	Velocidade de Rotação Específica
E	Energia
E_g	Energia Gerada
A_m	Área do Módulo
η_m	Eficiência do Módulo
N°	Quantidade de Módulos

Sumário

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Objetivo Geral	19
1.2	Objetivos Específicos	19
1.3	Estrutura do Trabalho	19
2	FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	21
2.1	Energia Solar	21
2.1.1	Radiação Solar	22
2.1.2	Ângulos Solares na Terra	23
2.1.3	Orientação dos módulos	25
2.2	Potencial Solar no Brasil	26
2.2.1	Potencial Solar no Distrito Federal	27
2.3	Tecnologia Solar Fotovoltaica	28
2.3.1	Células fotovoltaicas	28
2.3.2	Módulos Fotovoltaicos	29
2.3.3	Características Elétricas	30
2.4	Tecnologia de Bombeamento Fotovoltaico	31
2.4.1	O Estado da Arte do Bombeamento Fotovoltaico	32
2.4.2	Projetos de Bombeamento Fotovoltaico	33
2.4.3	Bombeamento Fotovoltaico no Brasil	34
2.4.4	Consumo de água	35
2.5	Componentes do Sistema de Bombeamento Fotovoltaico	37
2.5.1	Gerador Fotovoltaico	37
2.5.2	Conjunto Motobomba	40
2.5.2.1	Motores Elétricos	40
2.5.2.2	Bomba	41
2.5.3	Inversor	43
2.5.4	Bateria	45
2.6	Viabilidade Econômica	46
2.6.1	Valor Presente Líquido (VPL)	46
2.6.2	Taxa Interna de Retorno (TIR)	47
2.6.3	Payback	47
3	METODOLOGIA	48
3.1	Princípios de Dimensionamento do Sistema Bombeamento Fotovoltaico	48

3.1.1	Determinação da demanda e potência requerida pela bomba	50
3.1.2	Diâmetro da tubulação	50
3.1.3	Determinação da altura manométrica do sistema	51
3.1.4	Determinação Motobomba	52
3.1.5	Determinação dos módulos fotovoltaicos	54
4	ESTUDO DE CASO	55
4.1	Determinação do Recurso Hídrico	55
4.2	Determinação Conjunto Motobomba	57
4.3	Determinação do Recurso Solar	60
4.4	Validação com software	61
4.4.1	Pré Dimensionamento	61
4.4.2	Projeto	64
5	ANÁLISE E RESULTADOS	68
5.1	Avaliação do Estudo de Caso	68
5.2	Avaliação da Simulação	68
5.3	Análise Econômica	70
5.3.1	Sistema de 20m	71
5.3.2	Sistema de 40m	72
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	75
	ANEXO A – COEFICIENTE K PARA PERDAS DE CARGA E VA-	
	LOR DE VAZÃO MÁXIMA EM HIDRÔMETROS.	76
	ANEXO B – VALOR RUGOSIDADE PARA DUTOS COMERCI-	
	AIS	77
	ANEXO C – MÓDULO SOLAR FOTOVOLTAICO CANADIAN SO-	
	LAR CS6K-290 295MS	79
	ANEXO D – RELATÓRIOS	82
	REFERÊNCIAS	90

1 Introdução

Nos últimos séculos a humanidade desenvolveu tecnologias para satisfazer suas necessidades básicas, esse desenvolvimento está ligado diretamente à disposição de recursos energéticos. Uma sociedade capaz de solucionar seus obstáculos de demanda energética tem a oportunidade de gerar seu desenvolvimento social, tecnológico e econômico (LEWE; PSR, 2016).

O aumento da população e das atividades industriais tem gerado um acréscimo na demanda de energia, cuja maior parte é proveniente da queima de combustíveis fósseis. Com isso, os países desenvolvidos vêm buscando cada vez mais alterar sua matriz energética, optando por fontes capazes de atender as necessidades da população e melhorar sua condição de vida, sendo essas de baixa emissão de gases de efeito estufa GEE (LEWE; PSR, 2016).

O consumo racional da energia e da água no setor de produção é uma condição importante para o cenário econômico do país, de forma a garantir um suprimento adequado da sociedade, com base no desenvolvimento sustentável. A taxa de escassez desses insumos acaba impactando diretamente nos custos do setor (JIMÉNEZ, 2017).

Entre as medidas tomadas que mais afetam o setor hídrico estão aquelas referentes a mudanças demográficas, econômicas, sociais, tecnológicas e outras medidas sociais (EDUCATIONAL; ORGANIZATION, 2009).

A relação entre os recursos energéticos e hídricos é um fator importante a ser levado em consideração pois, existe uma demanda constante no sistema elétrico ligado a disponibilidade de água (JIMÉNEZ, 2017). Essa relação pode ser associada a utilização dos recursos hídricos para o fornecimento de recursos energéticos, ou no emprego dos recursos energéticos para o fornecimento de água, como destacado na figura 1 (EDUCATIONAL; ORGANIZATION, 2009).

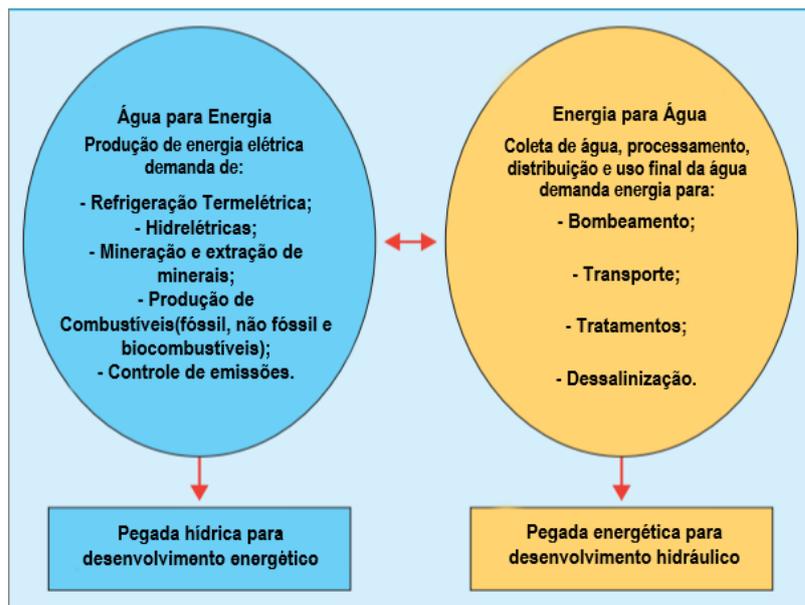


Figura 1 – Relação entre Água e Energia. Fonte: Adaptado de EDUCATIONAL e ORGANIZATION (2009).

De acordo com Moura (2009) o conceito de *pegada energética* é determinado como o volume de água utilizado para produção de bens e serviços consumidos pelos habitantes, equivalendo assim para a quantidade de energia utilizada para produção desses bens.

O saneamento no que se refere a abastecimento de água, merece uma atenção especial quanto o consumo racional desses insumos. Pois o consumo de energia elétrica é uma das maiores despesas de uma empresa de saneamento, isso tem induzido as mesmas a buscarem uma maior eficiência em suas operações.

Pelo Diagnóstico dos Serviços de Água e Esgotos de 2016 é possível observar que 14,6% dos gastos de serviços de água e esgoto são referentes a energia elétrica, isso equivale a R\$5.417,9 milhões (SNIS, 2016).

Para a CAESB - Companhia de Saneamento Ambiental do Distrito Federal, o consumo de energia elétrica representa a 2^a maior despesa operacional representando 13,5% dos gastos. As instalações operacionais nas unidades elevatórias de água representam 85,4% do consumo de energia (ADAMATTI, 2018).

Frente a situação de gastos das empresas de saneamento e crise de abastecimento de água, a solução deste problema pode estar relacionada a introdução de sistemas que auxiliem na geração de energia e bombeamento para elevação, que por meio de módulos fotovoltaicos geram energia para alimentação da bomba e caso necessário podem injetar energia na rede, mesmo que utilizado para bombeamento de poços tubulares.

No Brasil a tecnologia começou a se difundir por meio do Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM) e empresas de saneamento como a Companhia de Saneamento de Minas Gerais (COPASA) que realizaram instalações

em comunidades rurais (FEDRIZZI; SAUER, 2002). Entretanto, por ser uma tecnologia que está se difundindo aos poucos ela precisa ser estudada e testada para avaliação do desempenho em diferentes tipos de motobombas, alturas manométricas, módulos, ou seja, é necessário avaliar o comportamento técnico dos equipamentos do sistema.

Diante a proposta mundial para redução das emissões de GEE's, e conservação dos recursos naturais, evitando assim a escassez e promovendo o desenvolvimento sustentável. O presente trabalho visa desenvolver um estudo para o uso de sistemas de bombeamento fotovoltaico para elevação, que por meio da energia solar fotovoltaica auxiliam na geração de energia.

1.1 Objetivo Geral

O presente trabalho tem como objetivo apresentar o dimensionamento de um de sistema solar fotovoltaico para atender as necessidades de energia de um sistema de bombeamento hidráulico para teste de elevação de água.

1.2 Objetivos Específicos

- Levantar parâmetros de potencial solar fotovoltaico no Distrito Federal para alimentação de bombeamento hidráulico;
- Levantar requisitos de demanda hidráulica para sistema de elevação de água;
- Dimensionamento da potência elétrica para suprir o sistema de bombeamento hidráulico;
- Dimensionamento do sistema fotovoltaico para alimentação de bombeamento hidráulico;

1.3 Estrutura do Trabalho

Este trabalho está organizado em capítulos, os quais devem apresentar a teoria referente ao processo de dimensionamento dos sistemas. O primeiro capítulo discorre sobre a contextualização do tema e sua importância no cenário atual, os objetivos propostos para realização do trabalho, assim como a estruturação do documento. O segundo capítulo apresenta uma fundamentação teórica dos sistemas que serão abordados para realização do trabalho, assim como o estado da arte do sistema. No terceiro capítulo é apresentado como o trabalho será conduzido, no quarto capítulo é realizada a modelagem do sistema juntamente com a simulação do *software* que foi utilizado no processo de dimensionamento

dos sistemas. O quinto capítulo apresenta análises dos resultados e por fim o sexto capítulo apresenta as conclusões a partir dos estudo realizados.

2 Fundamentação Teórica

O presente capítulo tem como objetivo apresentar a teoria necessária para compreender os conceitos que serão utilizados no decorrer do trabalho, assim como o estado da arte para proposta de bombeamento solar.

2.1 Energia Solar

Ao longo da história a humanidade sempre desfrutou da energia proveniente do Sol. Entretanto a utilização do Sol como fonte direta para produção de eletricidade é recente, existem formas variadas de aproveitar a energia solar. Os métodos mais utilizados são o aproveitamento fotovoltaico, o aproveitamento da luz solar por concentração, e o aproveitamento por coletores. O tipo de tecnologia utilizado no sistema que determina qual o tipo de energia é captado: térmica ou elétrica.

Ao utilizar coletores e concentradores para captação, a energia é transformada em calor, esse é o princípio de funcionamento de aquecedores solares. Já para produção de energia elétrica existem duas tecnologias, a heliotérmica e a fotovoltaica ([ANEEL, 2008](#)).

Segundo [TOLMASQUIM \(2016\)](#) o aquecimento de um fluido gerando vapor a partir da energia solar, é denominada de geração heliotérmica, utilizado em usinas termelétricas para geração de eletricidade.

A outra forma de energia, denominada fotovoltaica, é a energia proveniente da conversão direta da luz do Sol em eletricidade, fundamentada pelo efeito fotovoltaico. Esse efeito é um fenômeno que consiste de uma diferença de potencial nas extremidades de uma estrutura material semicondutora, que é determinada pela absorção da luz, foi descoberto pelo físico francês Eduardo Becquerel em 1839 ([TOLMASQUIM, 2016](#)).

O ano de 2017 foi significativo para a energia solar fotovoltaica, pois o mundo adicionou mais capacidade de energia solar fotovoltaica que qualquer outro tipo de tecnologia de geração ([REN21, 2018](#)). A Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21) é uma rede mundial composta por governos, organizações não governamentais, instituições acadêmicas e internacionais, que disponibiliza informações atualizadas sobre energias renováveis. Pela figura 2 é possível observar que o cenário mundial da energia fotovoltaica tem crescido com o passar dos anos, com isso novas técnicas estão sendo discutidas, como é o caso do bombeamento solar fotovoltaico.

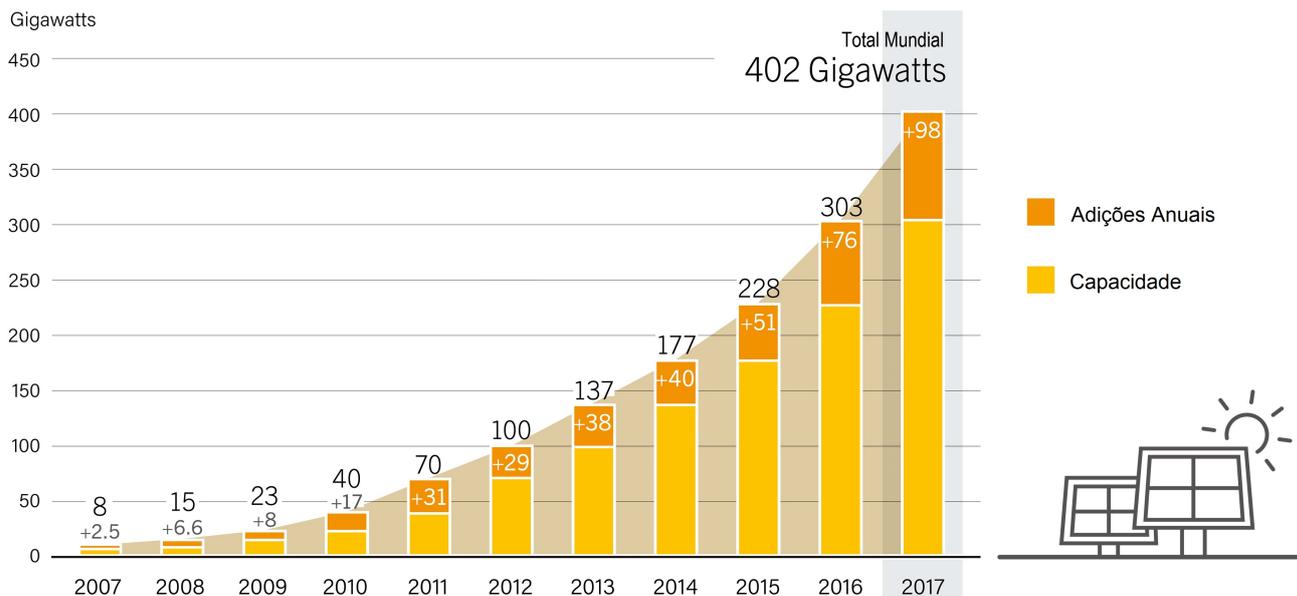


Figura 2 – Capacidade Fotovoltaica Mundial e Adições Anual 2005 - 2017.
Fonte: Adaptado de REN21 (2018).

2.1.1 Radiação Solar

Segundo o Plano Nacional de Energia 2030 (MME, 2017), a energia solar irradiada na Terra é suficiente para atender o consumo de energia do mundo em milhares de vezes. Contudo, essa radiação não atinge a superfície da Terra uniformemente, sendo necessário assim um estudo sobre as componentes de radiação e reconhecimento dos níveis de intensidade em relação a variação sazonal.

O termo radiação solar pode significar tanto irradiância solar quanto irradiação solar. Essas definições são encontradas na norma ABNT NBR 10899 (ABNT, 2013), que estabelece as terminologias relativas a conversão fotovoltaica de energia solar em energia elétrica. Portanto, irradiância solar, que refere-se ao fluxo de potência total em uma superfície por unidade de área; e irradiação solar é a irradiância solar durante um período de tempo.

Definida como constante solar, o valor de irradiância que atinge a camada atmosférica perpendicular a superfície da Terra, é por volta de $1.367W/m^2$ (PINHO; GALDINO, 2014). Porém, ao passar pela atmosfera, a radiação solar que atinge a superfície da terra divide-se em duas componentes, sendo essas a radiação difusa e a direta observadas em um plano horizontal.

A radiação direta é aquela que envolve os raios que atingem diretamente a superfície em linha reta com o Sol, sem sofrer perturbação. A radiação difusa é proveniente de todas as direções que atingem a superfície e podem sofrer ação de nuvens, poeira em suspensão, e obstruções presentes na atmosfera. Considerando um plano inclinado, é importante observar a existência de uma terceira componente, resultante da reflexão do

ambiente ao entorno. Essa terceira fração é denominada albedo (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015). A figura 3 mostra as componentes da radiação incidente na Terra, sendo que a quantidade resultante da soma dessas três componentes é denominada radiação global.

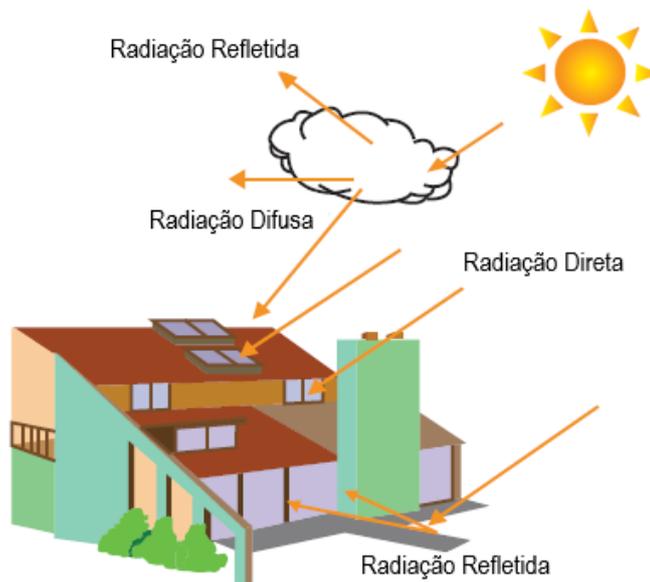


Figura 3 – Radiação Incidente na Terra. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

2.1.2 Ângulos Solares na Terra

Ao contrário das fontes convencionais de energia, a disponibilidade do recurso energético solar está relacionado a diversos fatores meteorológicos e astronômicos, que acarretam em uma variabilidade da radiação solar (PEREIRA, 2006).

Compreender as relações geométricas entre a Terra e o Sol é de extrema importância para analisar como a quantidade de energia solar incidente em um ponto da superfície terrestre pode influenciar no dimensionamento do sistema, em um determinado período de tempo.

Devido ao movimento de translação que descreve uma trajetória elíptica num plano que é inclinado em relação ao plano do equador, diferentes condições sazonais surgem ao longo do ano. Essa orientação da Terra em relação ao Sol ocasiona dois eventos, definidos como solstícios e equinócios (PESTANA, 2017).

Outro movimento realizado pela Terra que está ligado a variação de incidência solar incidente diária, é o movimento de rotação. Para explicar como esses movimentos descrevem os fenômenos de variação solar que incidem sobre a superfície terrestre, alguns conceitos sobre um conjunto de ângulos são definidos (PEREIRA, 2006).

- Declinação Solar (δ): É o ângulo formado pela linha Terra-Sol e definido pelo plano do equador. Esse ângulo varia entre $-23,27^\circ$ e $+23,27^\circ$ ao longo de um ano, assu-

minindo valores nulos nos equinócios como indicado na figura 4.

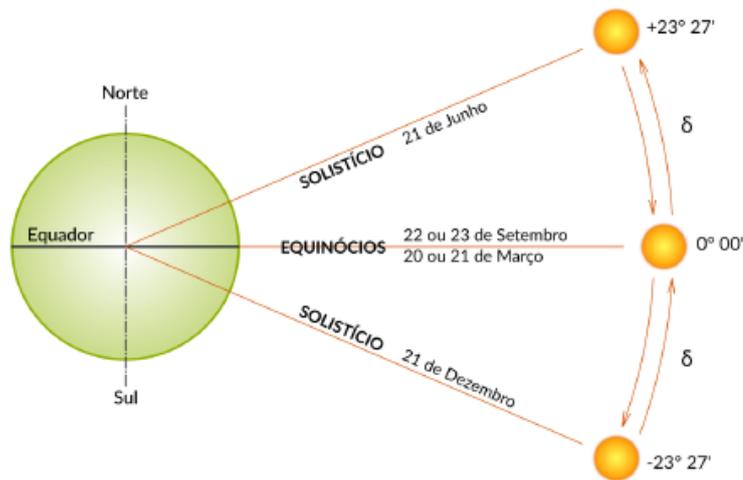


Figura 4 – Ângulo de declinação. Fonte: Adaptado de PEREIRA (2006).

- Ângulo de Inclinação (β): Ângulo formado entre a superfície receptora e o plano horizontal. Os ângulos de inclinação podem variar conforme as coordenadas geográficas do local.
- Altura Solar (α): Ângulo formado pela direção dos raios de Sol e a sua projeção no plano horizontal.
- Ângulo de Incidência (θ): Ângulo formado entre os raios solares e a reta normal a superfície.
- Ângulo Azimutal Superfície (γ): Ângulo entre a projeção normal à superfície no plano horizontal e o norte geográfico.
- Ângulo Azimutal Solar (γ_s): Ângulo entre a projeção dos raios solares no plano horizontal e o norte geográfico.

A representação desses ângulos é definida na figura 5.

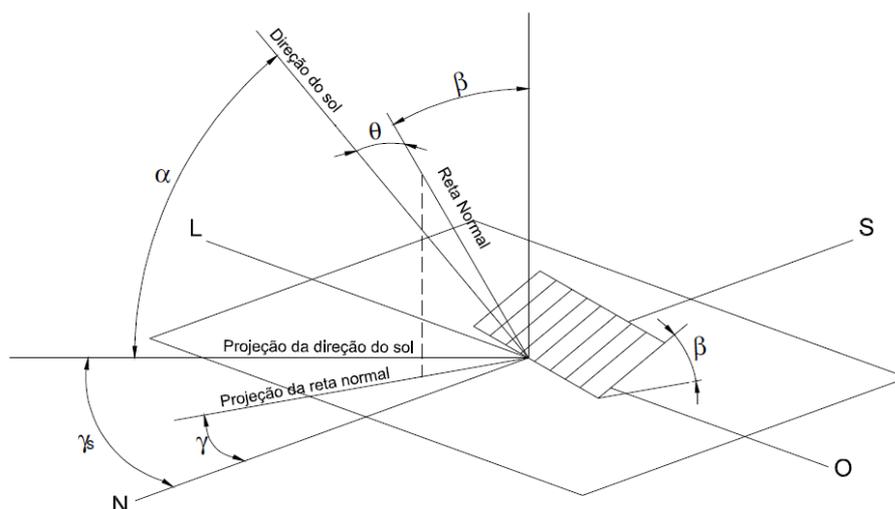


Figura 5 – Representação dos ângulos da energia solar. Fonte: Adaptado de [ABNT \(2013\)](#).

2.1.3 Orientação dos módulos

A orientação dos módulos fotovoltaicos em relação ao Sol deve otimizar a captação de energia ao longo do ano. Em geral nas instalações realizadas no hemisfério Sul, os módulos devem estar orientados ao norte geográfico e vice versa ([PINHO; GALDINO, 2014](#)).

De acordo com [VILLALVA e GAZOLI \(2016\)](#), quando nos referimos a sistemas fixos é possível determinar um ângulo em que a captação de energia durante o ano seja maximizada. O ângulo de inclinação sugerido para as latitudes geográficas deve ser de acordo com a Tabela 1, sendo que ângulos menores que 10° devem ser evitados para minimizar impactos relacionados a poeira acumulada.

Tabela 1 – Determinação do Ângulo de Inclinação. Fonte: Adaptado de [VILLALVA e GAZOLI \(2016\)](#)

Latitude geográfica do local	Ângulo de inclinação sugerido
0° a 10°	$\alpha = 10^\circ$
10° a 20°	$\alpha = \text{latitude}$
21° a 30°	$\alpha = \text{latitude} + 5^\circ$
31° a 40°	$\alpha = \text{latitude} + 10^\circ$
41° ou mais	$\alpha = \text{latitude} + 15^\circ$

O local de instalação dos módulos fotovoltaicos deve evitar ao máximo sombreamentos sobre sua superfície, pois acarretariam na redução de geração de energia. Com isso, existem fatores que devem ser levados em consideração quando nos referimos as possíveis causas de sombreamento. A análise da distância entre as fileiras de módulos é fundamental para que os próprios módulos não provoquem sombreamentos ([PEREIRA; OLIVEIRA, 2015](#)).

Segundo Gardner (2009) o sombreamento entre fileiras é determinado pela equação (2.1) e demonstrado na figura 6.

$$d = h \div \tan \alpha \quad (2.1)$$

onde:

d é a distância entre as fileiras;

h é a altura;

α é o ângulo da altitude solar.

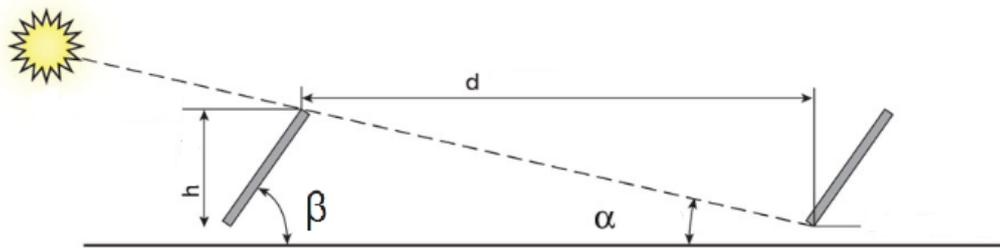


Figura 6 – Distância entre fileiras. Fonte: Adaptado de Gardner (2009).

Assim para dimensionar o sistema e determinar a distância mínima entre as fileiras é aconselhável observar a carta solar para o local determinado. Levando em consideração as duas condições mais críticas, o solstício de inverno e o de verão, é necessário aplicar a correção do ângulo do azimute, e assim a distância mínima é determinada pela equação (2.2).

$$d_{min} = d \cdot \cos \psi \quad (2.2)$$

onde:

d_{min} é a distância mínima entre as fileiras;

ψ é o ângulo de correção do azimute.

2.2 Potencial Solar no Brasil

O potencial energético do Brasil é privilegiado devido sua localização no globo terrestre ser próxima da linha do equador. Sendo que a menor irradiação global encontra-se em Santa Catarina com $4,25kWh/m^2.dia$, e a maior ocorre no norte do Piauí com $6,5kWh/m^2.dia$ (PEREIRA, 2006).

Devido a essa localização geográfica o índice de irradiação solar global varia entre $1.550 - 2.280kWh/m^2.ano$, superiores ao dos países que fizeram grandes investimentos

em energia solar fotovoltaica, como Alemanha ($900 - 1.250 kWh/m^2.ano$), França ($900 - 1650 kWh/m^2.ano$) e Espanha ($1200 - 1850 kWh/m^2.ano$) (PEREIRA, 2006).

2.2.1 Potencial Solar no Distrito Federal

A região central do Brasil se beneficia com os melhores índices de irradiação. De acordo com um estudo realizado pela *World Wide Fund for Nature-Brasil* (WWF, 2016) o potencial solar para o Centro-Oeste é equivalente as regiões do Nordeste e Sudeste, sendo que o melhor potencial do Centro-Oeste se encontra no Distrito Federal.

Em relação a irradiação média anual, verifica-se que a irradiação no plano inclinado varia entre $3,5$ a $6,25 kWh/m^2.dia$ como observado na figura 7. A irradiação solar apresentada pelo Distrito Federal é de $5,8 kWh/m^2.dia$ no plano inclinado, onde ocorre o máximo de aproveitamento (WWF, 2016).

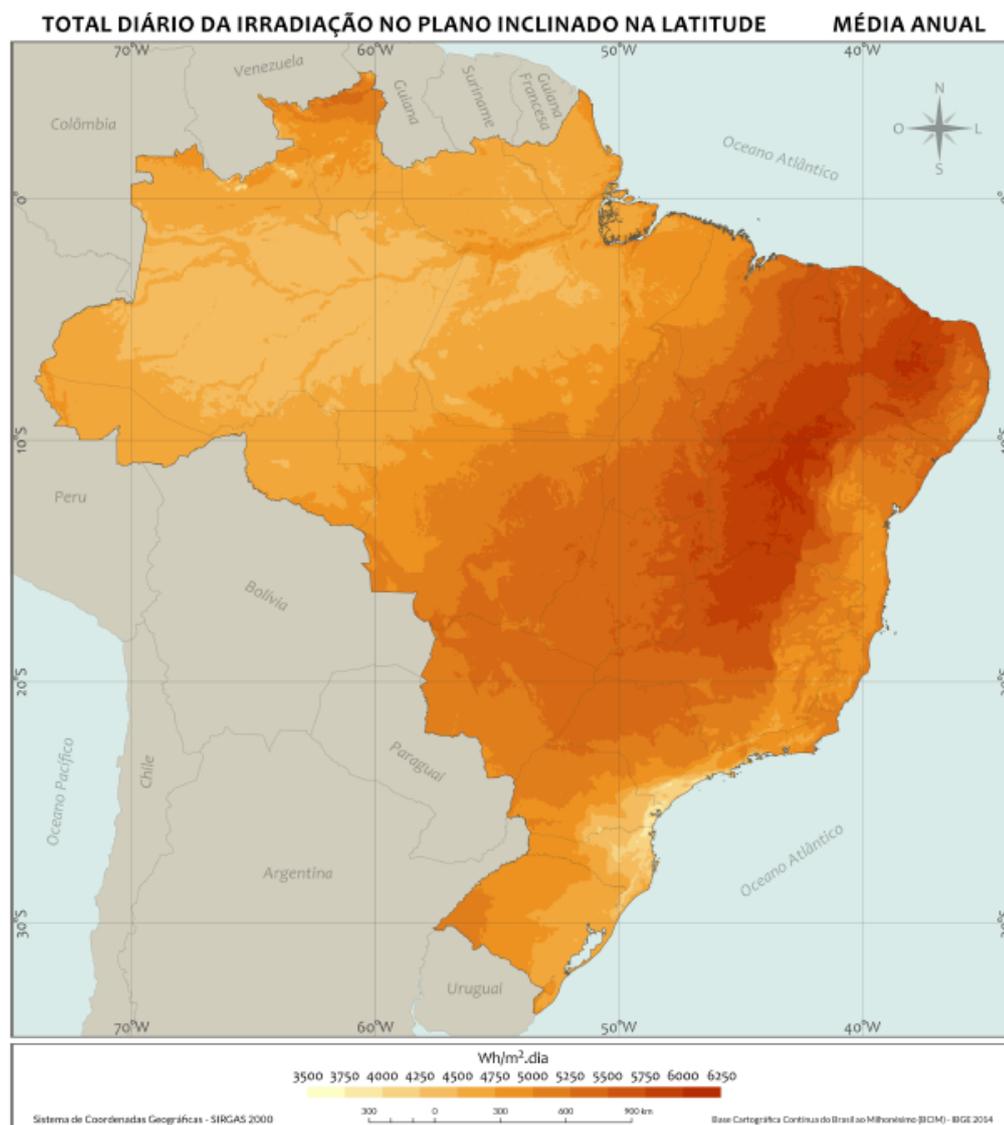


Figura 7 – Valores de irradiação média anual No Brasil, expressas em $kWh/m^2.dia$. Fonte: (PEREIRA, 2006).

Com um território de 5.780km^2 aproveitando apenas 0,41% da área territorial, o correspondente a 24km^2 de módulos fotovoltaicos seria necessário para gerar energia elétrica para atender toda demanda do Distrito Federal (WWF, 2016).

2.3 Tecnologia Solar Fotovoltaica

Devido o contexto global de energias renováveis, a tecnologia solar foi criada como fonte de energia. Essa tecnologia pode manipular fatores térmicos, elétricos, químicos e outros. O uso cada dia mais constante da tecnologia solar, encaminha seu desenvolvimento para conversão da energia solar em energia térmica e energia elétrica (FRAIDENRAICH, 2004).

2.3.1 Células fotovoltaicas

A célula fotovoltaica é o menor mecanismo fotovoltaico, sua produção de eletricidade não é suficiente para alimentar sistemas, com intenção de oferecer potências mais elevadas, várias células são ligadas formando os módulos fotovoltaicos. A técnica de fabricação das células de silício originam formas diferentes células, divididas em três gerações (VILLALVA; GAZOLI, 2016).

A primeira geração é composta por células de silício, classificadas entre silício monocristalino(m-Si) e policristalino(p-Si), que necessitam passar por processos para melhorar sua pureza. As células monocristalinas atingem o maior grau de pureza em até 99%, são elaboradas a partir de um bloco de silício cristalizado único, por isso apresentam aspecto uniforme. São as células mais eficientes disponíveis no mercado (VILLALVA; GAZOLI, 2016). Já as células policristalinas constituídas de partículas de silício cristalino não uniformes, passam por um processo de fabricação mais simples que utiliza temperaturas inferiores as manipuladas no processo da monocristalina, isso acarreta em um preço final menor (VILLALVA; GAZOLI, 2016).

A segunda geração surge devido a necessidade de diminuir os custos de produção, dentro dessa geração a que mais se destaca é composta por silício amorfo(a-Si), onde o custo de produção é menor pois a temperatura a ser utilizada para sua fabricação é inferior a de primeira geração, conhecida por geração de filmes finos (VILLALVA; GAZOLI, 2016).

Por fim a terceira geração constituída de materiais orgânicos, como polímeros ou pequenas moléculas, tem como objetivo melhorar o aproveitamento da energia solar com um processo de produção mais rápido e de baixo custo, porém encontra-se em fase de pesquisa e desenvolvimento (PESTANA, 2017).

A figura 8 mostra os tipos de células encontradas no mercado.

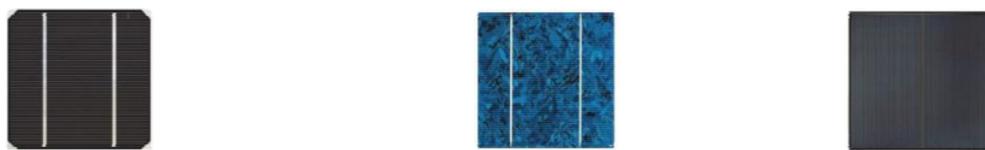


Figura 8 – Células Monocristalinas, Policristalinas e Filme Fino. Fonte: Adaptado de Emanuel (2009)

Dentre as diferentes tecnologias e materiais utilizados na fabricação das células, a eficiência pode ser prejudicada. A Tabela 2 apresenta uma comparação entre a eficiência das tecnologias fotovoltaicas.

Tabela 2 – Comparação entre a eficiência das tecnologias. Fonte: Adaptado de VILLALVA e GAZOLI (2016)

Material Célula Fotovoltaica	Eficiência Célula Laboratório	Eficiência Célula Comercial	Eficiência Módulo Comercial
Silício Monocristalino	24,7%	18%	14%
Silício Policristalino	19,8%	15%	13%
Silício Cristalino de filme fino	19,2%	9,5%	7,9%
Silício Amorfo	13%	10,5%	7,5%

2.3.2 Módulos Fotovoltaicos

Segundo ABNT NBR 10899 (ABNT, 2013) módulo fotovoltaico é uma unidade constituída por uma associação de células fotovoltaicas. Para seu funcionamento é necessário que um material semicondutor quando estimulado por radiação, se adapte para permitir o fluxo de partículas. As células possuem duas camadas de material semicondutor dopadas, uma camada N que possui excesso de elétrons e uma camada P com lacunas de elétrons. Assim quando atingido pela luz do sol o campo dá início ao fluxo de corrente contínua (ANEEL, 2008).

O maior exemplo de aplicação de material semicondutor na natureza é o Silício, devido essa matéria prima ser de fácil obtenção e ter o valor mais acessível (VILLALVA; GAZOLI, 2016).

A figura 9 apresenta os elementos que compõem um módulo fotovoltaico. O encapsulamento é composto por um vidro temperado e por camadas finas de EVA (Acetato de vinil etila), garantindo assim a resistência e estabilidade a radiação ultravioleta, além de ser um material translúcido e não refletor da radiação (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

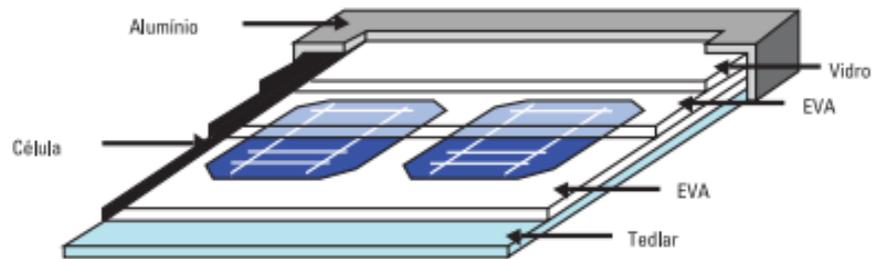


Figura 9 – Composição de um módulo fotovoltaico. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

2.3.3 Características Elétricas

Uma célula fotovoltaica é usualmente demonstrada através do circuito equivalente da figura 10.

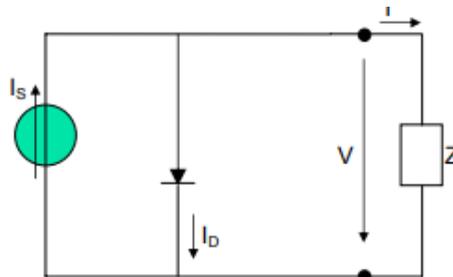


Figura 10 – Circuito Equivalente. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

O modelo do circuito equivalente ideal é assim representado por uma fonte de corrente I_s . A corrente gerada pela radiação, constituída por fótons, ao atingir a superfície da célula gera o efeito fotovoltaico. Tal corrente é proporcional a radiação incidente, unidirecional e constante. O diodo representa a junção p-n que é atravessada por uma corrente I_d , que depende da tensão nos terminais da célula (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

Assim a curva $I-V$ característica de uma célula, é obtida através do circuito equivalente. Com os dados da curva é determinada a relação entre potência e tensão, denominada de curva $P-V$, destacando-se o ponto de máxima potência (P_{MP}). Na figura 10 é representada a curva para visualização dos pontos de operação (PINHO; GALDINO, 2014).

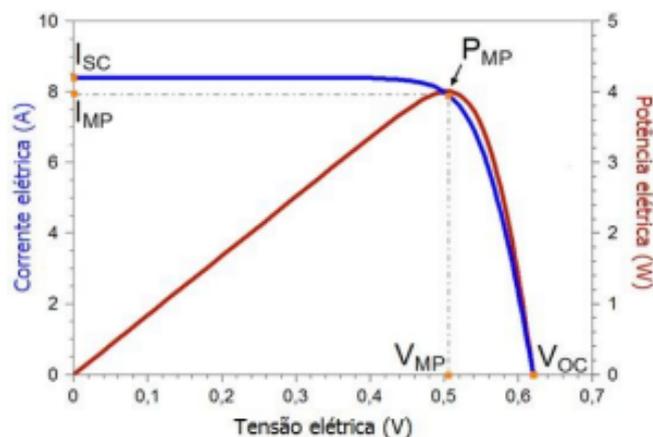


Figura 11 – Circuito Equivalente. Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014).

Ao fazer a análise do gráfico, observa-se que a máxima corrente fornecida pelo módulo será a de curto circuito I_{sc} , contudo neste ponto não existe potência fornecida pois a tensão no terminal é zero. Semelhantemente ocorre no ponto de circuito aberto V_{oc} onde é observado a tensão máxima e corrente zero.

Os módulos fotovoltaicos possuem parâmetros essenciais para o dimensionamento do sistema, esses parâmetros são fornecidos pelos fabricantes considerando as Condições Padrão de Teste (STC), definidos em determinada radiação e temperatura.

- Ponto de Máxima Potência(P_{MP}): Para pontos da curva $I-V$, onde o produto de corrente x tensão representa a potência gerada para dada condição de operação. Para cada módulo em determinada condição climática existe apenas um ponto na curva $I-V$ onde a potência máxima pode ser alcançada;
- Tensão de Máxima Potência(V_{MP}): é a tensão medida nos terminais quando opera em potência máxima;
- Corrente de Máxima Potência(I_{MP}): é a corrente medida nos terminais quando opera em potência máxima;
- Temperatura Normal de Operação($NOCT$): é a temperatura de operação normal da célula fornecida pelo fabricante, pois o módulo fica exposto a radiação solar, é medida com $800W/m^2$ de radiação e temperatura ambiente de 20°

2.4 Tecnologia de Bombeamento Fotovoltaico

Segundo Fraidenraich e Vilela (1999) com a descoberta do efeito fotovoltaico, citada anteriormente, o emprego de células solares direcionou-se para aplicações cotidianas. Tendo em vista a busca de países de terceiro mundo por melhores condições de vida,

em 1977, deu-se início a tecnologia de bombeamento fotovoltaico em vários países, como África, Ásia e América do Sul (ANDRADE et al., 2008).

2.4.1 O Estado da Arte do Bombeamento Fotovoltaico

Segundo CRUZ (2006) estudos realizados entre as décadas de 80 e 90, a respeito de sistemas de bombeamento fotovoltaico, mostram que houve uma melhora na eficiência global dos elementos que o compõem. No início da década de 1980, a eficiência global do sistema era de 1% a 3%, posteriormente em 1990 sistemas com eficiência global de 5% foram identificados, como mostra a figura 12.

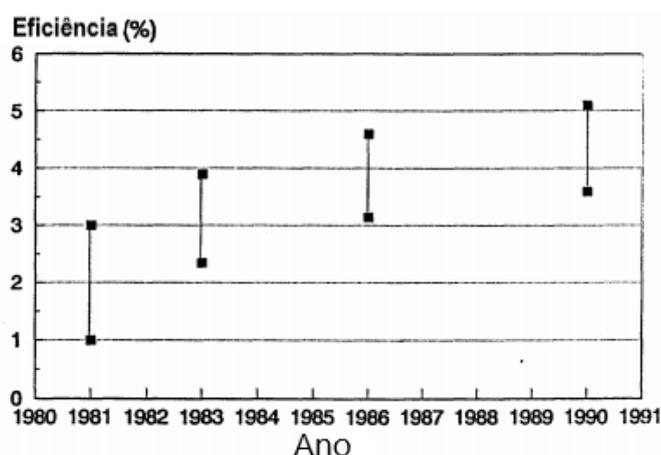


Figura 12 – Eficiência dos sistemas de bombeamento fotovoltaico. Fonte: Adaptado de Fraidenraich e Vilela (1999).

A princípio os sistemas de bombeamento fotovoltaico utilizavam um motor de corrente contínua (CC), e posteriormente com o avanço da tecnologia motores de corrente alternada (CA) passaram a ser utilizados quando acoplados ao sistema por meio de um inversor (FEDRIZZI; SAUER, 2002).

Diversos são os tipos de bombas utilizados nos sistemas de bombeamento, sua utilização varia de acordo com o tipo de projeto. Podem ser classificadas de acordo com a sua localização como: bombas superficiais, submersas ou flutuantes. Para que escolha da bomba a ser utilizada no sistema seja correta deve ser determinada a vazão e altura manométrica total requerida, para assim determinar a bomba (MÉLENDEZ, 2009). A figura 13 determina os níveis de seleção para aplicação das bombas.

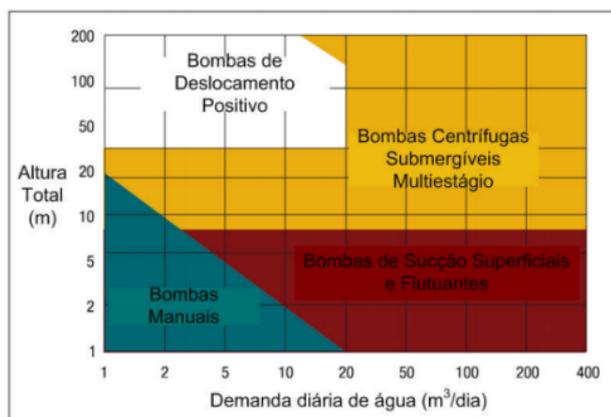


Figura 13 – Níveis de seleção de bombas hidráulicas em função da vazão e altura manométrica. Fonte: (MÉLENDEZ, 2009).

O dimensionamento de um sistema de bombeamento fotovoltaico depende da potência hidráulica requerida e da radiação solar incidente local. A irradiação deve ser suficiente para partida de operação do sistema. Adicionalmente, no que se diz respeito as tecnologias eletrônicas é possível realizar o rastreamento do sol, otimizando o desempenho do sistema e sua eficiência com menor área de módulos fotovoltaicos instalados (CHANDEL; NAIK; CHANDEL, 2015). Segundo Chilundo, Mahanjane e Neves (2018) sistemas com controladores de velocidade e rastreamento podem atingir valores de eficiência hidráulica de até 92%.

2.4.2 Projetos de Bombeamento Fotovoltaico

O avanço da tecnologia do sistema de bombeamento fotovoltaico permitiu o desenvolvimento de programas que visam sua evolução. Na ilha de Córsega, em 1978, um estudo desenvolveu e realizou a instalação do primeiro sistema que dispõe de registros. A implantação de projetos em larga escala foi iniciada em Mali, onde em 1970, após fracasadas experiências com abastecimento de água por meio de bombas a diesel, manual e a pedal as primeiras bombas fotovoltaicas foram instaladas para reduzir os efeitos da seca (FEDRIZZI; SAUER, 2002).

Posteriormente, uma parceria entre o Programa das Nações Unidas para o Desenvolvimento (PNUD), *World Bank Group* e *Intermediate Technology Development Group* (ITDG), executaram um projeto para avaliação e realização de testes de um sistema fotovoltaico para pequenas irrigações (100Wp a 300Wp), entre 1979 e 1981 em Mali nas Filipinas e no Sudão (CHILUNDO; MAHANJANE; NEVES, 2018). O estudo revelou o grande potencial para utilização dessa tecnologia, porém, foi proposto que houvesse um aperfeiçoamento nos equipamentos, pois os mesmos não foram aprovados para aplicação em larga escala (FEDRIZZI; SAUER, 2002).

Já entre 1998 e 2002, *German Cooperation Agency*, deu início a um Projeto Piloto de Irrigação por Bombeamento Fotovoltaico onde 90 sistemas foram instalados no Brasil, Jordânia, Indonésia, Argentina, Filipinas e Zimbábue. Outro local de instalação de projetos foi o norte da África, onde o Programa Regional Solar instalou 1.040 sistemas com total de $1,3MWp$, para oito países da região do Saara. Com objetivo de fornecer água para comunidades e para agricultura, 50 sistemas também foram instalados em Marrocos com apoio da União Europeia (CHILUNDO; MAHANJANE; NEVES, 2018).

De acordo com *European Photovoltaic Industry Association* (EPIA), em 2010, havia 150.000 sistemas instalados no mundo. Em média cada sistema possuía uma potência de $800Wp$, com altura de $60m$ e vazão de $40m^3/dia$. No Brasil, até 2002, 3.921 sistemas foram instalados, sendo 32 para produção agrícola (CHILUNDO; MAHANJANE; NEVES, 2018).

2.4.3 Bombeamento Fotovoltaico no Brasil

O sistema de bombeamento fotovoltaico tem aparecido como uma forma promissora de aplicação de energia em regiões que não são atendidas pelas concessionárias de energia elétrica. Com intuito de atender essas regiões o Programa de Desenvolvimento Energético dos Estados e Municípios (PRODEEM) foi criado pelo Governo Federal, e por meio de energias renováveis descentralizadas promover o desenvolvimento econômico e social. O PRODEEM com apoio do Banco Mundial, baseado na tecnologia fotovoltaica implantou diversos sistemas de geração de energia, bombeamento de água e iluminação pública no Brasil (MORAES, 2009).

Os sistemas de bombeamento fotovoltaico foram adquiridos por meio de licitações, divididas em cinco fases além da fase emergencial, destinada a demanda de estiagem que ocorreu em 1998 no Nordeste. A tabela 3, apresenta um levantamento dos sistemas registrados pelo PRODEEM, onde 2.497 sistemas foram instalados até a fase IV do programa, somando assim $1.148kWp$ (MORAES, 2009).

Tabela 3 – Projetos de Bombeamento Fotovoltaico Coordenados pelo PRODEEM. Fonte: Adaptado de ANEEL (2008)

Fases	Ano	Quantidade	Potência(kWp)
Fase I	1996	54	78
Fase II	1996	179	213
Fase III	1997	224	165
Emergencial	1998	800	235
Fase IV	1999	1.240	457
Fase V	2001	-	-
Total		2497	1148

O PRODEEM foi de extrema importância na divulgação dos sistemas de bombe-

amento fotovoltaico no meio rural, com isso os governos estaduais começaram a adotar a técnica (PEREIRA; FEDRIZZI; REIS, 2018).

De acordo com Fedrizzi (2003) esses sistemas já são uma realidade em programas estaduais e municipais, com auxílio das empresas de saneamento. A Secretaria de Infraestrutura e a Secretaria de Recursos Hídricos, Saneamento e Habitação juntamente com Companhia Ambiental e de Recursos Hídricos da Bahia (CERB) propiciou com recursos próprios 62 sistemas de bombeamento em comunidades rurais. Conforme modelo, por iniciativa do Governo Estadual e sob domínio da Companhia de Saneamento de Minas Gerais (COPASA), 168 unidades foram também instaladas em Minas Gerais.

A complicação que levou os sistemas a deixarem de funcionar foi sua gestão, como por experiência do PRODEEM os governos estaduais também deixaram a comunidade como gestora dos sistemas. Por meio de parcerias a CERB implantou aproximadamente 250 sistemas do bombeamento fotovoltaico na Bahia, contudo a mesma não possui a autorização para operar ou manter os sistemas, essa função era repassada para prefeitura e comunidade que por falta de capacitação do usuários e de recursos financeiros deixou de instalar os sistemas por falta de reposição (PEREIRA; FEDRIZZI; REIS, 2018).

No Ceará a Superintendência de Obras Hidráulicas(SOHIDRA) chegou a instalar 208 poços com bombeamento fotovoltaico, e em Pernambuco o Instituto Agrônomo de Pernambuco(IPA) cadastrou 860 sistemas. Igualmente ao acontecido na CERB não houve gestão dos sistemas, além da falta e registro do estado dos sistemas (PEREIRA; FEDRIZZI; REIS, 2018).

Fedrizzi e Sauer (2002) realizou uma pesquisa em 2002, onde aproximadamente 3.255 poços com bombeamento fotovoltaico foram instalados desde 1981 resultantes de diversos programas federais, estaduais, municipais e até mesmo iniciativa privada.

A tecnologia apresenta vantagens como o potencial do recurso solar e sua abrangência em toda superfície da Terra, baixo consumo de carbono, mínimos ruídos na geração, baixo custo de operação e manutenção, facilidade de instalação, e o sistema pode ser adaptado caso necessite, sendo utilizado em sistemas para armazenamento de energia elétrica ou para armazenamento de água em reservatório (SCIENCE, 2012). Como desvantagens apresenta-se o alto investimento inicial e falta de capacitação de pessoal técnico para realização de manutenções (FEDRIZZI, 1997).

2.4.4 Consumo de água

O consumo de água no Brasil é destinado principalmente à irrigação, abastecimento humano, abastecimento rural, industrial e geração de energia. O uso da água nos diferentes setores possui suas características, relacionados a quantidade e qualidade. Por meio de estudos e levantamento de dados, o conhecimento acerca da utilização da água vem sendo

construído constantemente devido ao crescimento da demanda da sociedade (ÁGUAS, 2017). A figura 14 mostra a relação de água consumida no Brasil com suas respectivas atividades.



Figura 14 – Média Anual da água consumida no Brasil. Fonte: (ÁGUAS, 2017).

Com a crise hídrica dos últimos anos, reservatórios em níveis alarmantes e desgaste nas águas superficiais, fez com que o uso de águas subterrâneas se difundisse, entretanto é necessária a gestão de águas subterrâneas (FERREIRA et al., 2007).

Com relatórios da Sinopse do Sistema de Abastecimento de Água do Distrito Federal (SIÁGUA/DF), aproximadamente 5% da produção de água da Companhia de Saneamento Ambiental do Distrito Federal (CAESB) são procedentes de águas subterrâneas adaptadas de poços tubulares, destinadas ao abastecimento do público (BRASÍLIA, 2015). Em 2013, a Pesquisa Distrital por Amostra de Domicílio (PDAD) identificou 10.547 domicílios que utilizavam água de poços artesianos, e 5.398 que captavam água de poços e cisternas (PAVIANI; BRANDÃO, 2017).

O crescimento populacional ocasiona uma maior demanda de água que acaba sendo captada sem os cuidados e outorgas necessárias, causando uma perda na capacidade de infiltração de água no solo (BRASÍLIA, 2015). Em 2018, um estudo contratado pela Agência Reguladora de Águas, Energia e Saneamento Básico do Distrito Federal (ADASA), indica 187 pontos com bom potencial de captação de água subterrânea no DF que representa uma alternativa estratégica para complementar o abastecimento público devido as crises de escassez hídrica. Atualmente 15% do abastecimento se origina de poços tubulares.

2.5 Componentes do Sistema de Bombeamento Fotovoltaico

Uma configuração básica de um sistema de bombeamento fotovoltaico é constituída pelo módulo fotovoltaico, dispositivos para acondicionamento de potência, conjunto motobomba, reservatório de água, e dispositivos complementares para aferição de parâmetros necessários como nível da água, vazão e pressão. Geralmente não são utilizadas baterias para armazenamento de energia elétrica, pois reservatório desempenha a função de armazenamento de água (FEDRIZZI; SAUER, 2002).

2.5.1 Gerador Fotovoltaico

O gerador fotovoltaico é constituído por módulos, que podem ser conectados com associações em série e ou paralelo, em função da tensão (V) e corrente (I) desejadas.

- **Associação de módulos em série:** A associação dos módulos em série é realizada do terminal positivo de um módulo ao negativo de outro, tipicamente chamada de *string*. É importante levar em consideração o valor de tensão máximo permitido para essa conexão.

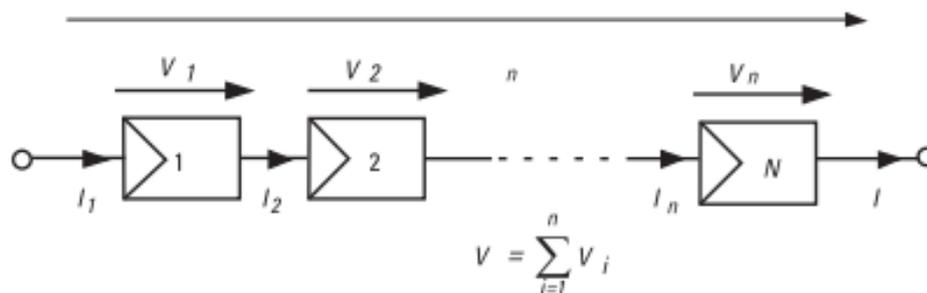


Figura 15 – Associação dos módulos em série. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

A partir da análise da figura 15 é possível perceber como os valores de tensão e corrente comportam-se nesse tipo de conexão, dando origem as equações (2.3) e (2.4) (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

$$V_{total} = V_1 + V_2 + \dots + V_n \quad (2.3)$$

$$I_{total} = I_1 = I_2 = \dots = I_n \quad (2.4)$$

O efeito da conexão série pode ser observado na curva $I-V$, representada na figura 16, onde a tensão final do sistema aumenta e a corrente se mantém constante.

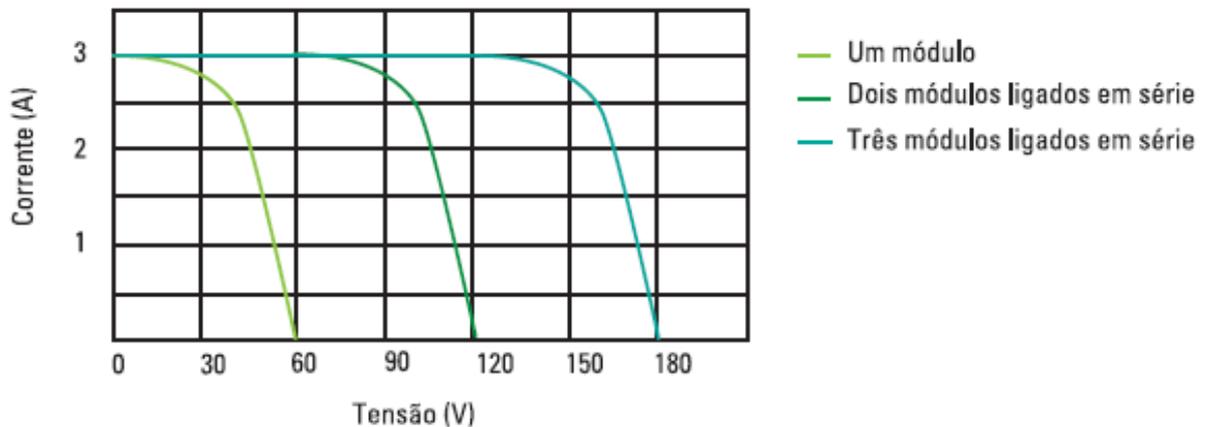


Figura 16 – Curva da Associação dos módulos em série. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

- **Associação de módulos em paralelo:** A associação dos módulos em paralelo é realizada unindo-se os terminais positivos dos módulos entre si e semelhantemente com os terminais negativos.

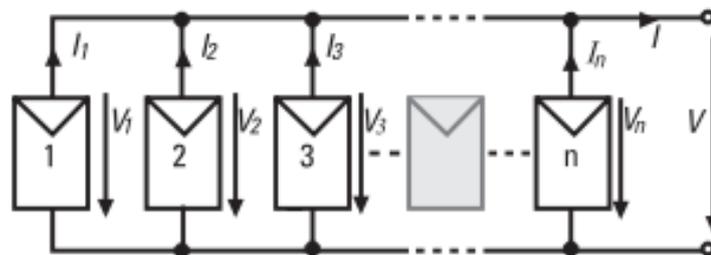


Figura 17 – Associação dos módulos em paralelo. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

Analisando a figura 17 pode-se observar como os valores de tensão e corrente, diferentemente da conexão série comportam-se, demonstrado assim, pelas equações (2.5) e (2.6).

$$V_{total} = V_1 = V_2 = \dots = V_n \quad (2.5)$$

$$I_{total} = I_1 + I_2 + \dots + n \cdot I \quad (2.6)$$

Neste caso, pela curva I - V , é possível observar que a conexão paralelo permite a fixação da tensão de saída do sistema e variação da corrente, como demonstrado na figura 18.

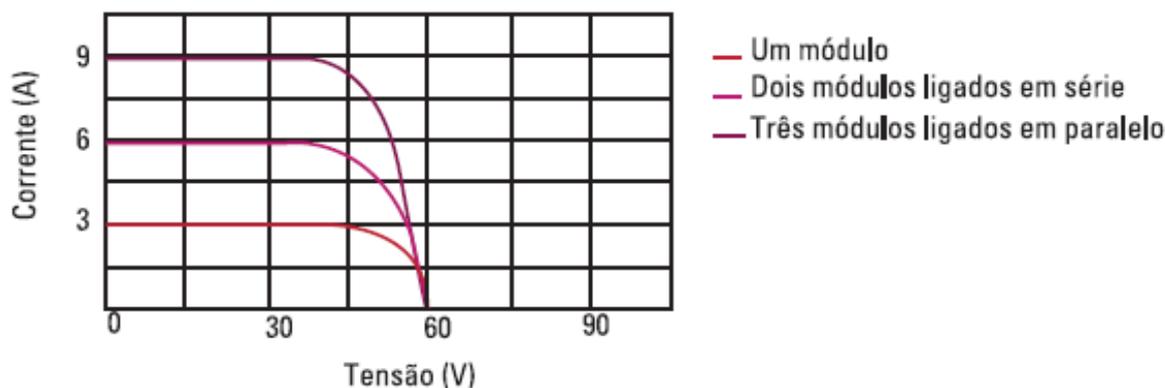


Figura 18 – Curva da Associação dos módulos em paralelo. Fonte: (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

- **Associação de módulos mista:** Além das associações série e paralelo é possível realizar uma associação mista, onde os módulos encontram-se ligados em série formando fileiras que são conectadas em paralelo. Com esse tipo de conexão é possível aumentar a corrente e tensão final do sistema, as fileiras devem possuir o mesmo número de módulos ligados com as mesmas características. Nesse caso as equações de tensão e corrente serão definidas de acordo com as equações (2.7) e (2.8), onde n é o número de módulos em série e em paralelo respectivamente.

$$V_{total} = n \cdot V \quad (2.7)$$

$$I_{total} = n \cdot I \quad (2.8)$$

O tipo de associação a ser utilizado dependerá dos parâmetros requeridos pela motobomba. A fixação dos módulos não deve sofrer influência mecânica do vento, levando em consideração que os suportes podem ser para telhado plano e inclinado (telhas, trapezoidal, chapa metálica e ondulado) (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

A estrutura de fixação poderá ser fixa ou móvel, o tipo fixo é dimensionado pela orientação que potencializa a captação de energia solar durante o ano, já o suporte móvel maximiza a captação com menor área de módulos instalados. O dimensionamento para um suporte móvel considera a radiação solar e a demanda de água no local, assim podendo priorizar o bombeamento em função dos meses de estiagem, em que a radiação é menor, ou nos meses de seca que a demanda hídrica é maior (MORALES, 2011).

2.5.2 Conjunto Motobomba

A motobomba é o elemento do sistema responsável por transformar a energia elétrica em energia mecânica. A configuração de sistemas de bombeamento fotovoltaico tem evoluído, a figura 19 apresenta as diversas configurações utilizadas, onde as linhas azuis indicam as mais utilizadas (FEDRIZZI, 1997).

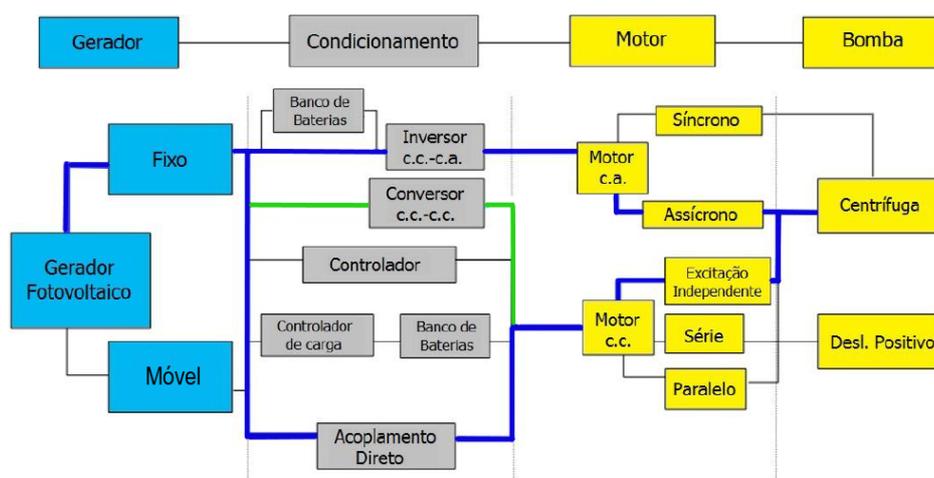


Figura 19 – Configuração de sistemas fotovoltaicos para bombeamento. Fonte: Adaptado de PINHO e GALDINO (2014).

Atualmente a tecnologia apresenta grupos motobombas específicos para instalações fotovoltaicas, seu desenvolvimento preza pela eficiência do conjunto e redução do torque inicial do motor, visto que demandam de uma maior potência de partida, o que acarreta no aumento da potência instalada e maior custo do sistema (FEDRIZZI, 1997).

2.5.2.1 Motores Elétricos

Para sistema de bombeamento fotovoltaico existem três tipos de motores que são geralmente utilizados: motores em corrente alternada, motores em corrente contínua com escovas e motores em corrente contínua sem escovas.

- **Motores em corrente alternada:** Os motores de corrente alternada são frequentemente utilizados nas instalações, pelo grande número aplicações, disponibilidade no mercado e menores preços. No entanto, por ser uma instalação que necessita de inversores, sua utilização não é aconselhável para sistemas de pequeno porte (< 400Wp) pois reduz a eficiência do sistema devido as perdas de carga do inversor além de encarecer o projeto. Geralmente utilizados em sistemas submersos, atualmente é possível encontrar no mercado motores CA e inversores de alta eficiência

que podem chegar até 97%, determinados a bombear grandes quantidades de água (FEDRIZZI, 1997).

- **Motores em corrente contínua com escovas:** Os motores de corrente contínua são mais adequados para instalações fotovoltaicas devido a compatibilidade com os módulos que geram energia em corrente contínua. Porém, o custo inicial é elevado e necessitam de manutenções periódicas. São normalmente utilizados em poços rasos e fontes superficiais (FEDRIZZI, 1997).
- **Motores em corrente contínua sem escova:** Os motores de corrente contínua sem escova apresentam maior eficiência que motores CA, não necessitam de manutenções periódicas e tem menor custo de manutenção. Entretanto, seu mecanismo eletrônico faz com que os custos e riscos de falha aumentem (FEDRIZZI, 1997).

2.5.2.2 Bomba

Na perspectiva de Gomes e Carvalho (2012) bombas hidráulicas são máquinas destinadas a realizar o deslocamento de um fluido, até mesmo contra a ação da gravidade, por meio de tubulações pressurizadas. São máquinas geratrizes que transformam o trabalho mecânico recebido de um motor, em energia hidráulica e cinética, transferindo essas duas energias para o fluido realizando o bombeamento.

As bombas podem ser classificadas pela maneira que a transformação do trabalho é realizada e como cedem ao líquido aumento de pressão e velocidade (FEDRIZZI, 1997).

- **Bombas Centrífugas:** As bombas centrífugas são caracterizadas por possuírem um elemento rotativo dotado de pás, denominado rotor, que exerce força sobre o líquidos. De acordo com princípio de *Bernoulli*, a força centrífuga decorrente do movimento circular do rotor cria uma região de alta pressão na periferia do rotor e conseqüentemente uma região de baixa pressão na parte central que produz o deslocamento do líquido na direção de saída dos canais do rotor. Normalmente são indicadas para aplicações de baixa pressão e grandes vazões, a figura 20 apresenta uma bomba centrífuga (FEDRIZZI, 1997).

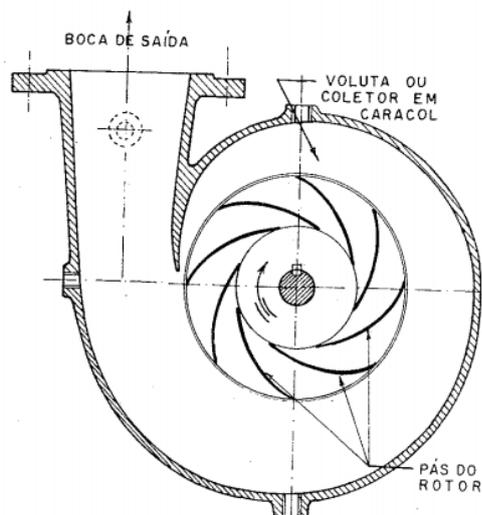


Figura 20 – Vista em corte bomba centrífuga. Fonte:([MACINTYRE, 1997](#)).

Segundo [Fedrizzi \(2003\)](#) uma característica importante que deve ser levada em consideração para sistemas de bombeamento fotovoltaico é a potência requerida pela bomba, as bombas centrífugas são amplamente utilizadas devido a partida do motor ser próxima do funcionamento normal da bomba, não exigindo assim uma potência instalada superior para funcionamento normal do sistema.

- **Bombas de deslocamento positivo:** Nas bombas de deslocamento positivo o percurso do líquido possui a mesma direção na entrada e na saída. Seu tipo de mecanismo demanda uma maior potência para partida do motor, exigindo assim um maior dimensionamento de geração. Geralmente são utilizadas para grandes alturas monométricas por pequenos volumes de água ([FEDRIZZI, 1997](#)).

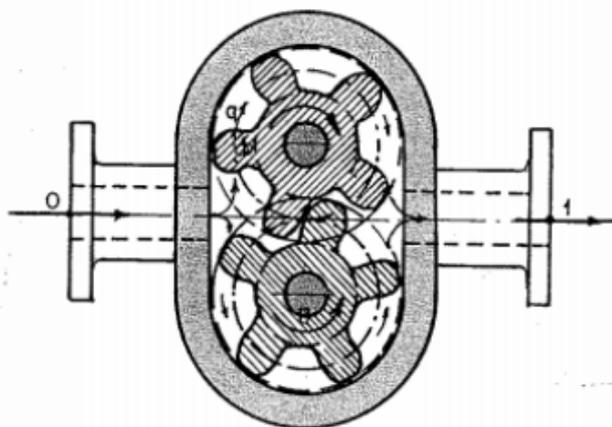


Figura 21 – Bomba de deslocamento positivo com engrenagem. Fonte:([MACINTYRE, 1997](#)).

2.5.3 Inversor

O efeito fotovoltaico permite converter energia solar em elétrica, porém essa energia é fornecida em CC e a maioria das cargas elétricas necessitam de CA, assim o inversor é um equipamento indispensável nas instalações fotovoltaicas responsável por converter a corrente contínua em corrente alternada, alterando a forma de onda (FERNANDES, 2014).

A escolha do inversor leva em consideração características técnicas do módulo e da forma como serão arrançados. O número de fileiras e tamanho do sistema é determinado de acordo com a escolha do inversor, levando em consideração a potência de saída do módulo fotovoltaico. Com isso, um aspecto importante que deve ser levado em consideração é a eficiência (η) de conversão do inversor de acordo com a equação (2.9).

$$\eta = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} \quad (2.9)$$

onde,

P_{AC} é a potência de saída em corrente alternada

P_{DC} é a potência de entrada em corrente contínua

Outro aspecto que também deve ser levado em consideração para a escolha do número de inversores, é sua potência. É necessário que a potência do inversor a ser utilizado esteja dentro dos limites da expressão (2.10), onde P_{FV} representa a potência do gerador fotovoltaico e $P_{\text{máx}}^{\text{inv}}$ representa a potência máxima do inversor, ambos em kW (PESTANA, 2017).

$$0,7 \times P_{FV} < P_{\text{máx}}^{\text{inv}} < 1,2 \times P_{FV} \quad (2.10)$$

Segundo Pestana (2017) após a escolha do módulo e inversor é fundamental realizar um cálculo para análise do número máximo e mínimo de módulos das fileiras, para realização desse cálculo é necessário consultar o catálogo do fornecedor dos componentes utilizados.

- **Número máximo de módulos por fileira:** O valor da tensão do inversor resulta da soma das tensões individuais dos módulos ligados em série. Considerando que a tensão depende da temperatura, o cálculo do número de módulos em série é considerado em uma situação extrema, onde a temperatura pode atingir valores negativos como -10°C . No caso dos módulos fotovoltaicos uma diminuição da temperatura causa um aumento de tensão. Com isso o inversor terá de aceitar uma tensão CC máxima acima da tensão em circuito aberto do módulo quando este encontra-se a -10° . Este cálculo é realizado pelas equações (2.11) e (2.12), que resultam nos

valores de ajuste de tensão para circuito aberto $V_{oc(-10^{\circ}C)}$ e do número máximo de módulos em série $N_{m\acute{a}x}$, respectivamente (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

$$V_{oc(-10^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{(25^{\circ}C - (-10^{\circ}C)) \times C_{voc(\%)}}{100}\right) \times V_{oc(stc)} \quad (2.11)$$

em que,

$C_{voc(\%)}$ representa a variação de tensão para cada grau de temperatura, em $[\frac{\%}{C}]$;

$V_{oc(stc)}$ representa a tensão em circuito aberto suportada pelos módulo em condições STC, em [V];

$$N_{m\acute{a}x} = \frac{V_{inv}^{m\acute{a}x}}{V_{oc(-10^{\circ}C)}} \quad (2.12)$$

em que,

$V_{inv}^{m\acute{a}x}$ é o valor máximo de tensão CC na entrada do inversor, em [V]

- **Número mínimo de módulos por fileira:** O número mínimo dos módulos leva em consideração uma temperatura máxima, como $70^{\circ}C$, atingida quando ventilação local diminui. Com isso ocorre uma diminuição na tensão do sistema, o que não pode acontecer pois é necessário garantir que a tensão do módulo não seja inferior à tensão MPP do inversor, para não causar instabilidade na eficiência do sistema. O cálculo é realizado através das equações pelas equações (2.13) e (2.14), que resultam nos valores de ajuste de tensão máximo funcionamento $V_{mpp(70^{\circ}C)}$ e do número mínimo de módulos em série $N_{m\acute{i}n}$, respectivamente (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

$$V_{mpp(70^{\circ}C)} = \left(1 - \frac{(25^{\circ}C - (70^{\circ}C)) \times C_{voc(\%)}}{100}\right) \times V_{mpp(stc)} \quad (2.13)$$

em que,

$V_{mpp(stc)}$ representa o ponto de funcionamento máximo do módulo em condições STC, em [V]

$$N_{m\acute{i}n} = \frac{V_{inv}^{m\acute{i}n}}{V_{mpp(70^{\circ}C)}} \quad (2.14)$$

em que,

$V_{inv}^{m\acute{i}n}$ é o valor mínimo de tensão DC na entrada do inversor, em [V]

- **Número máximo de fileiras:** Por último é necessário analisar a corrente gerada pelo sistema fotovoltaico não é superior a corrente de entrada do inversor. A corrente máxima gerada pelo sistema será dada pela multiplicação do número de fileiras com a corrente P_{MP} de um módulo. Assim verifica-se a condição da expressão (2.15),

em que $N_{fileiras}$ representa o número de fileiras, $I_{inv}^{máx}$ representa o valor da corrente máxima CC do inversor, e $I_{fileira}^{máx}$ representa o valor da corrente de fileira dos módulos em STC (PEREIRA; OLIVEIRA, 2015).

$$N_{fileiras} \leq \frac{I_{inv}^{máx}}{I_{fileira}^{máx}} \quad (2.15)$$

2.5.4 Bateria

O armazenamento de energia é importante em sistemas fotovoltaicos, comumente utilizada em sistemas autônomos, pois acumulam energia nas horas em que a produção excede o consumo evitando assim desperdício da energia gerada, ou quando o período de consumo e produção não coincidem.

Em alguns sistemas fotovoltaicos autônomos, como a tensão de saída dos módulos não é constante, a bateria serve para estabilizar a tensão fornecida as cargas (VILLALVA; GAZOLI, 2016).

Segundo VILLALVA e GAZOLI (2016) dentre os tipos de bateria comumente presentes no mercado disponíveis para sistemas fotovoltaicos, encontramos:

- Bateria de chumbo ácido estacionária com eletrólito líquido
- Bateria de chumbo ácido com eletrólito em gel
- Bateria de NiCd e NiMH
- Bateria de AGM

Em instalações fotovoltaicas as baterias mais utilizadas são as baterias acumuladoras de chumbo ácido, devido a relação de preço e qualidade (FERNANDES, 2014).

Caso o sistema necessite de uma banco de baterias esse deve ser bem dimensionado para garantir a viabilidade econômica dos sistemas isolados, pois possui alto custo de investimento e vida útil reduzida. As equações (2.16) e (2.17) determinam a capacidade de armazenamento que o banco de baterias deverá ter para funcionamento do sistema em períodos críticos.

$$C = \frac{E_m \times N}{P_d} \quad (2.16)$$

$$C_I = \frac{C}{V_{sist}} \quad (2.17)$$

em que,

C é a capacidade do banco em função das horas projetadas[Wh]

E_m é a energia média no período crítico

N é o número de dias de autonomia

P_d é o fator de profundidade de descarga em %

V_m é a tensão do sistema

Para instalações que utilizam bateria, um controlador de carga é utilizado para proteção, realizando uma conexão correta entre o módulo e a bateria, para evitar que a mesma seja sobrecarregada ou descarregada em excesso (VILLALVA; GAZOLI, 2016).

Em instalações que as baterias possuem a função de estabilizar a tensão é aconselhado o uso de baterias de NiCd, ainda que mais caras são baterias que necessitam de baixa manutenção, possuem um ciclo de vida maior e podem sofrer sobrecargas e sobredescarga sem prejudicar sua vida útil (MORALES, 2011).

Para sistemas de bombeamento a utilização de bateria só é necessária quando o rendimento do poço durante o horário de funcionamento do sistema é insuficiente para satisfazer a demanda diária de água ou quando for necessário o bombeamento de água a noite, caso contrário a aplicação não se justifica devido a diminuição de confiabilidade do sistema e acréscimo dos custos de manutenção (MÉLENDEZ, 2009).

2.6 Viabilidade Econômica

A análise econômica de um investimento envolve a avaliação de todos os componentes utilizados no seu sistema. Atualmente é comum realizarmos investimentos tanto na vida pessoal quanto na profissional, para que esse negócio seja bem sucedido é necessário realizar uma análise de investimento (GOMES; CARVALHO, 2012).

Para realização dessa análise é necessário avaliar o projeto em relação aos seus custos operacionais, de equipamentos e custos de manutenção. Indicadores como Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *Payback* são necessários para realização do estudo de viabilidades econômica de projetos fotovoltaicos.

2.6.1 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) consiste na soma dos custos líquidos do projeto trazidos a data atual do fluxo de caixa, utilizando-se assim a taxa de desconto apropriada (FARIA, 2015). A fórmula do VPL é apresentada na equação (2.18).

$$VPL_i = \sum_{j=0}^n \frac{FC_j}{(1+i)^j} - I_0 \quad (2.18)$$

em que:

- i é a taxa de desconto;
- j é o período que percorre o fluxo de caixa;
- FC_j é o valor genérico para fluxo de caixa;
- n é o número de período do fluxo
- I_0 é o investimento inicial.

O VPL possui um critério de decisão relacionado ao seu resultado. Caso o VPL seja positivo, quando o somatório dos fluxos à taxa mínima é maior que o investimento inicial, o projeto é aceitado. Caso seja negativo, o somatória dos fluxos à taxa mínima é inferior ao investimento inicial, o projeto é rejeitado. Isso garante que a empresa esteja recuperando o capital investido inicialmente (SVIECH; MANTOVAN, 2013).

2.6.2 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é a melhor alternativa em relação ao método do VPL. É a taxa de juros que transforma o valor presente do fluxo de caixa igual à zero, igualando os fluxos de caixa de entrada aos de saída em um determinado momento (FARIA, 2015).

$$0 = \sum_{j=1}^n \frac{FC_j}{(1+k)^j} - I_0 \quad (2.19)$$

k é a TIR [% ao período];

O critério de decisão da TIR é projeto aceito, quando a TIR é superior ao custo de oportunidade de capital e rejeitado caso menor.

2.6.3 Payback

O *Payback*, conhecido também como tempo de retorno de capital é o mais utilizado para análises de viabilidade técnica econômicas, devido a sua facilidade de aplicação. O *payback* pode ser simples ou descontado. No caso do *payback* simples considera-se apenas o custo do investimento e o benefício que será trago, sem considerar o valor do dinheiro no tempo. Já no caso do *payback* descontado, é possível definir qual o tempo necessário para recuperação do investimento inicial levando em consideração o valor do dinheiro no tempo, é calculado da mesma forma que o simples, porém aplica-se uma taxa de desconto para trazer o valor futuro para o presente (GOMES; CARVALHO, 2012).

3 Metodologia

Inicialmente este trabalho consistiu de um estudo profundo sobre a tecnologia fotovoltaica e a tecnologia de bombeamento fotovoltaico no cenário mundial e brasileiro. Este capítulo apresenta os parâmetros e os cálculos necessários para realizar o dimensionamento dos componentes do sistema e posterior validação com o software *PVSyst*.

3.1 Princípios de Dimensionamento do Sistema Bombeamento Fotovoltaico

O dimensionamento é determinado de acordo com o tipo e tamanho do sistema requerido, deve ser realizado para que a instalação funcione no seu ponto ótimo. Para isso é necessário conhecer os parâmetros de operação do sistema, determinar a demanda, a vazão, altura manométrica, disponibilidade de recurso solar e etc ([FEDRIZZI, 1997](#)).

Para organização do trabalho, a figura [22](#) representa os respectivos processos a serem seguidos para para o dimensionamento do sistema.

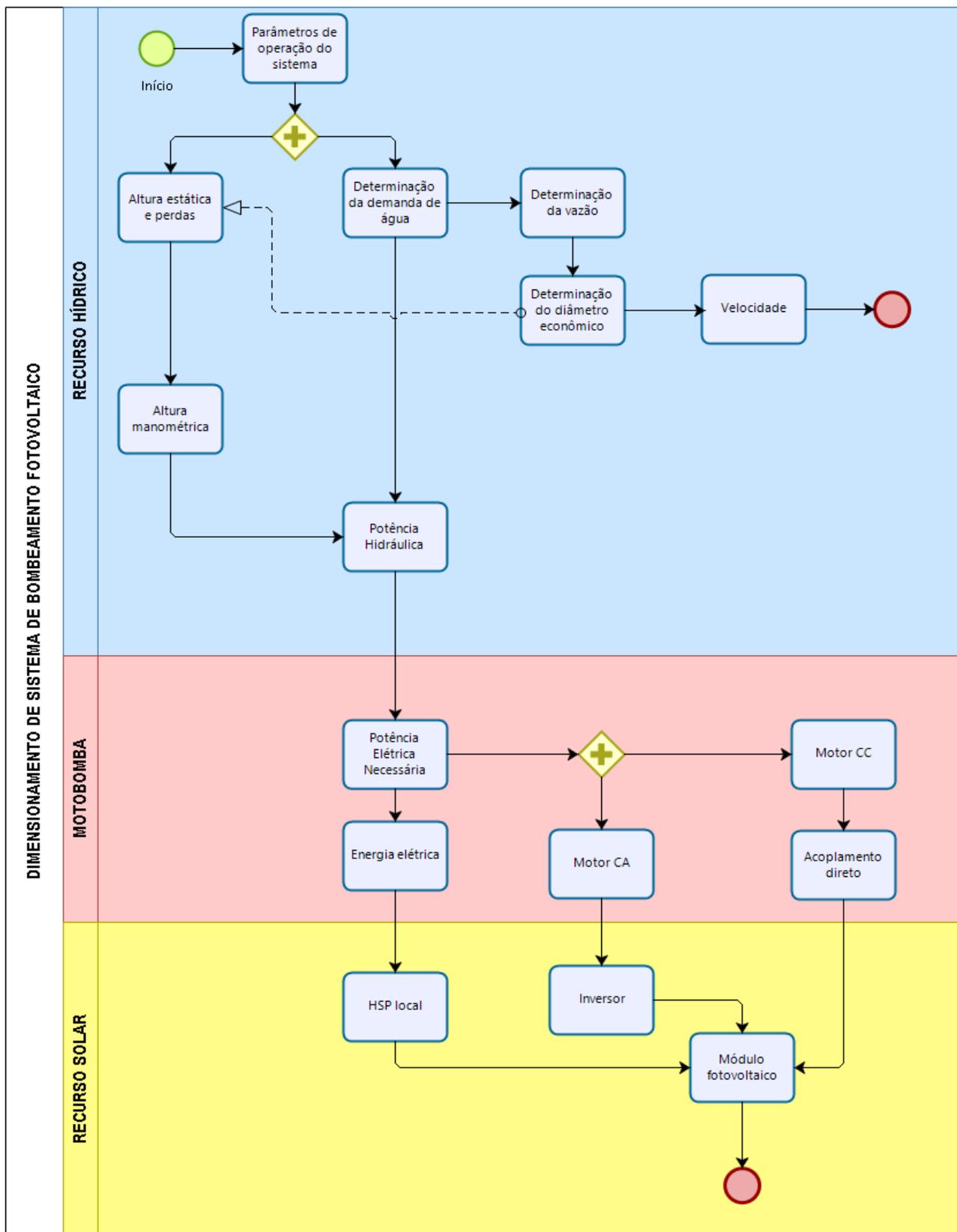


Figura 22 – Fluxograma para dimensionamento de sistema de bombeamento fotovoltaico. Fonte: Autoral.

3.1.1 Determinação da demanda e potência requerida pela bomba

Uma instalação para bombeamento não necessariamente necessita ser para uso domiciliar, deve ser arranjada para suprir um conjunto de demanda. Essa demanda é a determinante para dimensionamento e deve ser estimada de acordo com sua instalação (HELLER; PÁDUA, 2006).

Para definição da demanda considera-se como referência o consumo médio de água de Brasília. De acordo com SNIS de 2016, a média diária por indivíduo do volume de água em litros utilizado para realização de atividades domésticas, comerciais, públicas e industriais é definido como consumo médio *per capita* de água. O consumo *per capita* de água em Brasília, considerando a média dos três últimos anos (2013, 2014 e 2015) é de 174,7L/had.dia (SNIS, 2016).

O primeiro passo do processo seguindo fluxograma é a definição da demanda de água, considerando o uso final e os requisitos do usuário. Após definir a demanda, inicialmente a potência hidráulica P_h (kW) pode ser calculada pela equação (3.1), em função da altura manométrica total do sistema H_m (m) e da vazão Q (m^3/h).

$$P_h = \frac{Q \times \rho \times g \times H_m}{3600 \times 1000} \quad (3.1)$$

3.1.2 Diâmetro da tubulação

O diâmetro interno, é essencial no dimensionamento devido ao melhor custo e benefício. A fórmula de Bresse é a mais utilizada para determinação do diâmetro de tubulações D , expressa pela equação (3.2). A equação foi deduzida para condição de sistemas que operam de forma contínua, onde K é o coeficiente que varia em função dos custos de investimento e operação (MACINTYRE, 1997). A vazão a ser considerada para o cálculo do diâmetro encontra-se em m^3/s .

$$D = K\sqrt{Q} \quad (3.2)$$

O valor de K depende de diversas variáveis que envolvem o projeto, cabe ao projetista determinar o valor a ser adotado, utilizar a fórmula de Bresse equivale a fixação da velocidade do sistema (RICHTER et al., 1983). Como o sistema de bombeamento fotovoltaico depende da radiação local é um sistema muito variável, assim sob condição de funcionamento intermitente a fórmula recomendada é definida na ABNT NBR 5626 (3.3), onde T é o período de funcionamento da bomba por dia em horas (MACINTYRE, 1997).

$$D_r = 1,3 \cdot \sqrt[4]{\frac{T}{24}} \cdot \sqrt{Q} \quad (3.3)$$

De acordo com [Justino e Nogueira \(2017\)](#) a validação do diâmetro, deve ser realizada pelo cálculo da velocidade econômica v que deve estar 0,5 e 4,0m/s, dada pela equação (3.4).

$$v = \frac{4 \times Q}{\pi \times D_r^2} \quad (3.4)$$

3.1.3 Determinação da altura manométrica do sistema

A altura manométrica do sistema pode ser diferente de acordo com a classificação da bomba, entretanto, a análise de desempenho das configurações devem considerar o comportamento e limitações do recurso hídrico local. A figura 23 mostra os parâmetros a serem levados em consideração para determinação da altura manométrica de uma bomba submersa.

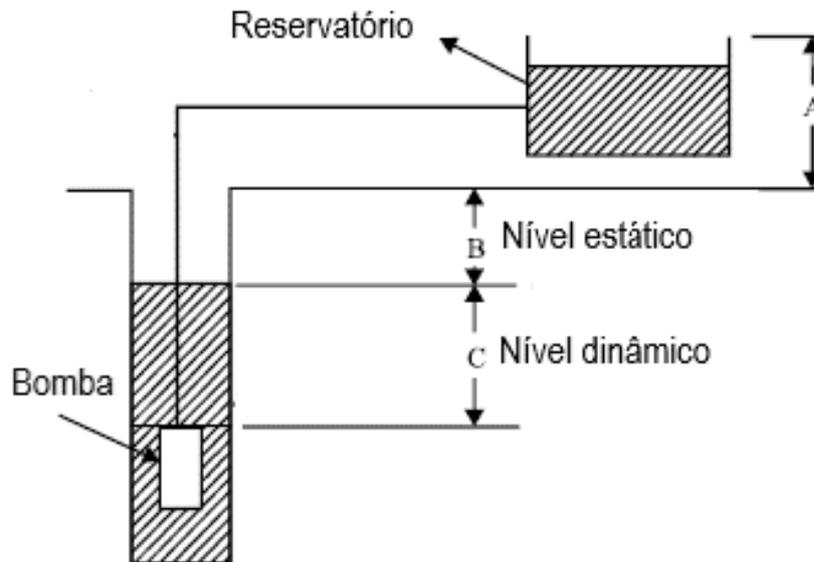


Figura 23 – Altura manométrica para bomba submersa. Fonte: Adaptado de [Khatib \(2010\)](#).

A altura necessária para realizar bombeamento, é a distância vertical do nível estático até a altura do reservatório. Durante a etapa de bombeamento nível da água cai, considerando o nível dinâmico. Assim a altura manométrica total é representada pela equação 3.5, onde h_p são as perdas de carga atribuídas ao tubo e acessórios ([GHONEIM, 2006](#)).

$$H_m = A + B + C + h_p \quad (3.5)$$

Considerando tubos de seção circular, as perdas de carga ao longo da tubulação dependem do comprimento, diâmetro interno, rugosidade e velocidade. As perdas são

calculadas pela equação (3.6) .

$$h_p = f \times \frac{L \times v^2}{D \times 2 \cdot g} + K_L \times \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad (3.6)$$

Porém, nem sempre é fornecido o coeficiente de perda de carga para os acessórios, assim deve ser utilizado o cálculo para comprimento equivalente da tubulação L_{eq} . Logo a equação anterior é alterada para equação 3.7.

$$h_p = f \times \frac{L \times v^2}{D \times 2 \cdot g} + f \times \frac{L_{eq} \times v^2}{D \times 2 \cdot g} \quad (3.7)$$

L é o comprimento da tubulação [m];

D é o diâmetro interno da tubulação [mm];

v é a velocidade média do fluido [m/s];

g é a aceleração da gravidade [m/s²];

K_L é o coeficiente de perda de carga;

L_{eq} é o trecho da tubulação [m].

Para definir f é necessário calcular o número de *Reynolds*, a equação 3.8 é utilizada para o cálculo de Re e f é calculado pela equação 3.9.

$$Re = \frac{v \times D}{\nu} \quad (3.8)$$

$$f = 0,0055 \times \left(1 + \left(2000 \times \frac{\varepsilon}{D} + \frac{10^6}{Re}\right)^{1/3}\right) \quad (3.9)$$

em que,

f é o fator de atrito;

v é a velocidade média do fluido [m/s];

ν é a viscosidade da água [m²/s];

ε é o fator de rugosidade da tubulação [mm].

3.1.4 Determinação Motobomba

Com os valores de altura corrigida e vazão determinadas, deve ser escolhida uma bomba manualmente de acordo com catálogo de bombas de fabricantes. Uma vez selecionada a bomba, e com motor associado a mesma, calcula-se a potência elétrica requerida pela bomba de acordo com eficiência η_m (JENKINS, 2014). Como mostra a equação (3.10).

$$P_{el} = \frac{P_h}{\eta_m} \quad (3.10)$$

A Tabela 4 mostra alguns valores de eficiência em sistemas de bombeamento fotovoltaico.

Tabela 4 – Eficiência em sistemas de bombeamento fotovoltaico. Fonte: Adaptado de [Chilundo, Mahanjane e Neves \(2018\)](#)

Tipo de Motobomba	Eficiência(%)
Centrífuga de Superfície	15 - 25
Submersa	25 - 35
Deslocamento Positivo	35 - 45

Um efeito importante a ser levado em consideração em máquinas que trabalham com fluidos no estado líquido, é definido como cavitação. Esse fenômeno é semelhante a ebulição, ocorre quando a pressão em determinado ponto da máquina atinge a pressão de vapor para a determinada temperatura, criando pequenas bolhas de vapor que colapsam quando encontram-se em regiões de maior pressão. A energia liberada é absorvida pelos sistemas mecânicos da máquina onde provoca uma espécie de erosão ([JUSTINO; NOGUEIRA, 2017](#)).

Para evitar esse efeito é necessário observar o *Net Positive Suction Head - NPSH*, que pode ser definido como a energia líquida disponível na tubulação de sucção. Pode ser calculado pela equação (3.11).

$$NPSH_{disp} = H_{atm} - [\pm H_s + H_v + \Delta H + \frac{v^2}{2 \cdot g}] \quad (3.11)$$

em que,

H_{atm} é a pressão atmosférica local [m];

H_s é a altura de sucção (negativa quando afogada) [m];

H_v é a pressão de vapor do fluido em função da temperatura [m];

ΔH perdas de sucção [m].

Assim para não ocorrer cavitação é necessário que o $NPSH_{disponível}$ seja maior que o $NPSH_{requerido}$, que é calculado pelas equações (3.12), (3.13), (3.14) e (3.15).

$$NPSH_{req} = \Delta h + \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad (3.12)$$

$$\sigma = \varphi \cdot nq^{(3/4)} \quad (3.13)$$

$$\Delta H = \sigma H_m \quad (3.14)$$

$$nq = n \cdot \frac{\sqrt{Q}}{H_m^{3/4}} \quad (3.15)$$

em que,

σ é o fator de Thoma;

φ é o coeficiente de acordo com tipo de bomba;

nq é a velocidade de rotação específica;

n é a rotação [rpm].

3.1.5 Determinação dos módulos fotovoltaicos

Existem diferentes módulos fotovoltaicos produzidos em relação a sua potência e material, para definir o módulo fotovoltaico é necessário determinar a energia que consumida pelo sistema diariamente. A energia consumida pelo sistema é determinada de acordo com a carga do sistema e a quantidade de horas que será utilizado, expressão na equação 3.16.

$$E = P_{el} \times T \quad (3.16)$$

Para realizar o dimensionamento dos módulos fotovoltaicos deve-se inicialmente determinar a quantidade de energia gerada por um módulo. Com características do módulo escolhido determina-se a energia gerada (E_g) através da equação 3.17.

$$E_g = HSP \times A_m \times \eta_m \quad (3.17)$$

em que,

HSP é a insolação diária;

A_m é a área da superfície do módulo;

η_m é a eficiência do módulo.

A quantidade de módulos N é determinada pela razão entre a energia consumida e a energia gerada de cada módulo, determinada pela equação (3.18).

$$N^o = \frac{E}{E_g} \quad (3.18)$$

4 Estudo de caso

Para configuração do sistema proposto neste trabalho o fluxograma apresentado na figura 22 foi seguido. No presente trabalho adota-se como referência os parâmetros de demanda, altura e comprimento. Levando em consideração que o sistema é dimensionado para armazenamento de água em um tanque durante um dia, para aproximadamente 100 habitantes de Brasília - DF.

4.1 Determinação do Recurso Hídrico

O sistema foi projetado para elevar o máximo de $20m^3/dia$, por 8 horas durante o dia, desse modo temos a vazão média igual à:

$$Q = 2,5m^3/h \quad (4.1)$$

Como o sistema funcionará de forma intermitente, devido ao seu funcionamento fotovoltaico, o diâmetro econômico é calculado pela equação (3.3), onde a vazão é adotada em m^3/s .

$$D_r = 1,3 \cdot \sqrt[4]{\frac{8}{24}} \cdot \sqrt{0,000694}$$

logo,

$$D_r = 0,0260m$$

O diâmetro comercial para tubulações adotado foi de 32mm. Para validação do diâmetro, o cálculo da velocidade foi realizado conforme equação (3.4):

$$v = \frac{4 \times 0,000694}{\pi \times 0,032^2}$$

A velocidade obtida foi de 0,86m/s sendo aceito entre a velocidade econômica.

$$0,5 \leq 0,86 \leq 4,0$$

Como parâmetros de referência para observar diferentes tipos de comportamento, duas alturas foram consideradas para análise do projeto. As alturas foram determinadas para os sistemas hipotéticos de 20m e 40m.

Para determinar a altura real do sistema de acordo com a equação (3.5) o cálculo das perdas dos acessórios presentes na tubulação foram realizados considerando que o sistema é composto de duas curvas de 90°, um registro globo para possível regulação de vazão e um hidrômetro para controle do fluxo.

A perda de carga dos acessórios varia de acordo com coeficiente de carga, que foi obtido através da tabela apresentada no ANEXO A. Com isso, a Tabela 5 determina as perdas de carga nos acessórios da tubulação.

Tabela 5 – Perda de carga nos acessórios

Dispositivo	Quantidade	K	Total
Curva longa 90°	2	0,4	0,8
Válvula Globo	1	10	10
Total			10,8m

E pela equação (3.6) temos que a perda dos acessórios é de:

$$h_p = 10,8 \times \frac{0,86^2}{2 \cdot 9,81} = 0,410m$$

A perda de carga do hidrômetro (Δh) é estimada pela equação (4.2) encontrada na norma NBR 5626 (NBR, 1998), onde (Q) é a vazão estimada na seção em [L/s] e (Q_{max}) é a vazão em [m^3/h] referente ao diâmetro da tabela presente no ANEXO A.

$$\Delta h = (36 \times Q)^2 \times (Q_{max})^{-2} \quad (4.2)$$

Logo,

$$\Delta h = (36 \times 0,6944)^2 \times (20)^{-2}$$

$$\Delta h = 0,156m$$

Para cálculo das perdas na tubulação, calcula-se o número de *Reynolds* e o fator de atrito de acordo com as equações (3.8) e (3.9) respectivamente. O valor de rugosidade ε de acordo com material, origina da tabela apresentada no ANEXO B.

$$Re = \frac{0,86 \times 0,032}{\cdot 10^{-6}}$$

$$Re = 27.631,1$$

Logo o fator de atrito é:

$$f = 0,0055 \times \left(1 + \left(20000 \times \frac{0,0015}{32} + \frac{10^6}{27.631,1}\right)^{1/3}\right)$$

$$f = 0,024m$$

A perda de carga da tubulação, considerando 10m de tubulação de 32mm de diâmetro é calculada pela equação (3.7).

$$h_p = 0,024 \times \frac{10 \times 0,86^2}{0,032 \times 2 \cdot 9,81} = 0,284m$$

Logo, a perda total o sistema será de 0,850m referente ao somatório da perda dos acessórios e da tubulação.

Para margem de segurança acrescenta-se 10% no final da altura manométrica. Após determinação da vazão do sistema, e altura corrigida a potência hidráulica do sistema é calculada conforme equação (3.1). A tabela apresenta a altura manométrica corrigida e potência em [kW] do sistema.

Tabela 6 – Perda de carga total no sistema e potência hidráulica.

Altura (m)	Hm (m)	Potência Hidráulica (kW)
20	22,93	0,15624
40	44,93	0,30611

4.2 Determinação Conjunto Motobomba

De acordo com a altura corrigida e vazão do sistema, a Tabela 7 determina a potência do motor de acordo com a instalação.

A eficiência adotada de 35% conforme Tabela 4 é aplicada na equação (3.10) resultando em :

$$P_{el} = \frac{0,15624}{0,35}$$

Assim o tamanho do motor da bomba deve ser de pelo menos 446W para altura de 20m, e de 874W para altura de 40m.

Tabela 7 – Determinação do motor para cada altura.

Hm (m)	Motor(W)
22,93	446,64
44,93	874,62

Com os dados de vazão, altura e potência definidos, foi escolhido o modelo adequado pelo catálogo de acordo com o fabricante de bombas *Grundfos Brasil*. A figura 24 apresenta as séries de trabalho do fabricante de acordo com a vazão e altura pretendida.

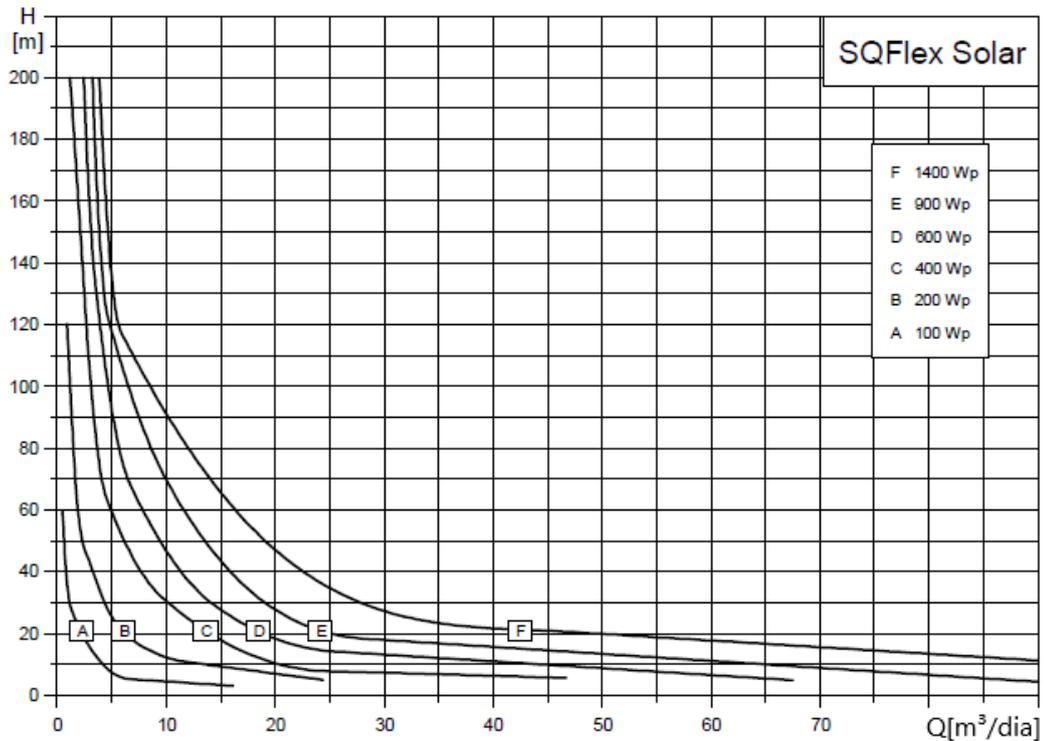


Figura 24 – Séries de trabalho. Fonte: Adaptado de (GRUNDFOS, 2019).

A *Grundfos Brasil* possui soluções de bombeamento ecológicas para abastecimento, a partir da linha SQFlex, bombas submersas, disponíveis para bombeamento solar e eólico. São compatíveis com correntes CA/CC podendo assim serem conectadas a rede elétrica ou gerador.

Pela vazão determinada de $2,5\text{m}^3/\text{dia}$ e as alturas manométricas da Tabela 7, as figuras 25 e 26 demonstram que os cálculos estão de acordo com a potência de cada bomba selecionada. Para altura de $22,93\text{m}$ e $44,93$ as bombas SQF 8A-5 e SQF 5A-7 foram selecionadas respectivamente (GRUNDFOS, 2019).

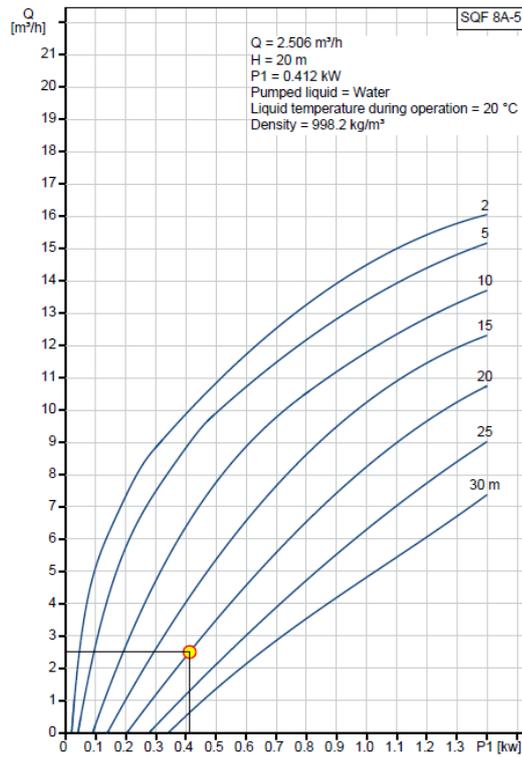


Figura 25 – Bomba SQF 8A-5. Fonte: (GRUNDFOS, 2019).

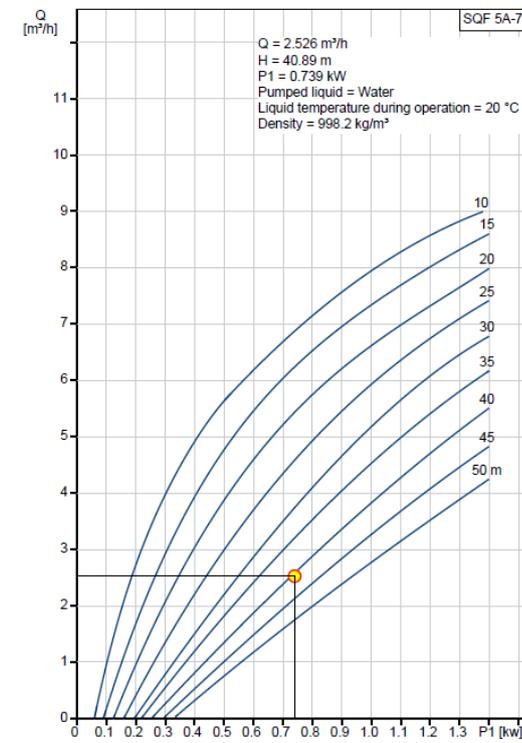


Figura 26 – Bomba SQF 5A-7. Fonte: (GRUNDFOS, 2019).

Como o sistema possui funcionamento intermitente é necessário realizar a análise do efeito de cavitação, os cálculos de NPSH são apresentados a seguir. Para não ocor-

rer cavitação é necessário que o $NPSH_{disponível}$ seja maior que o $NPSH_{requerido}$. Com coeficiente referente a bombas centrífugas e $3600rpm$ disponível no catálogo das bombas escolhidas calcula-se a velocidade de rotação específica, o fator de Thoma e uma nova representação do valor de Δh para posterior aplicação nas equações 3.12 e 3.11.

$$nq = 3600 \cdot \frac{\sqrt{0,000694}}{22,93^{3/4}} = 9,05$$

$$\sigma = 0,0011 \cdot 9,05^{(3/4)} = 0,021$$

$$\Delta h = 0,021 \cdot 22,93 = 0,476$$

$$NPSH_{req} = 0,476 + \frac{0,86^2}{2 \cdot 9,81} = 0,514$$

$$NPSH_{disp} = 8,911 - \left[-5 + 0,33 + 0,850 + \frac{0,86^2}{2 \cdot 9,81} \right] = 12,693$$

4.3 Determinação do Recurso Solar

Para determinar a energia máxima gerada pelos módulos é necessário levar em consideração o local de instalação e o recurso solar do local. Com auxílio da ferramenta do CRESESB é possível avaliar a irradiação local de Brasília. Com os valores das coordenadas de latitude $-15^{\circ}46'78''$ S e longitude $-47^{\circ}55'78''$ W, aplicados ao *SunData* obtemos o valor médio diário anual de HSP de Brasília como $5,47kWh/m^2.dia$ apresentado na Tabela 8.

Tabela 8 – Irradiação solar diária média mensal. Fonte: .

Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m2.dia]												
		Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média
Plano Horizontal	0° N	5,42	5,74	5,05	5,06	4,83	4,76	4,95	5,77	5,7	5,59	5,08	5,44	5,28
Ângulo igual a latitude	16° N	5,01	5,5	5,1	5,46	5,56	5,61	5,83	6,47	5,91	5,45	4,75	4,98	5,47
Maior média anual	18° N	4,94	5,45	5,08	5,48	5,63	5,7	5,92	6,53	5,91	5,41	4,69	4,9	5,47
Maior mínimo mensal	5° N	5,32	5,7	5,1	5,22	5,09	5,01	5,26	6,03	5,8	5,58	5	5,32	5,37

O uso estimado da bomba por dia é de oito horas, a energia máxima requerida pelo sistema é calculada pela equação (3.16).

$$E = 446,64 \times 8 = 3.573,12Wh$$

$$N^{\circ} = \frac{3573,12}{1586,524} = 3$$

Para o cálculo da energia total gerada pelos painéis utiliza-se a equação 3.17, sendo os valores da área e eficiência devem estar de acordo com *Datasheet* do módulo fotovoltaico escolhido.

O módulo fotovoltaico estipulado para o projeto foi o modelo Canadian Solar CS6K – 290 MS, suas informações estão apresentadas no *ANEXO C*. Os módulos mono *SuperPower* da Canadian possui tecnologia que oferece um maior desempenho em luzes fracas pela manhã e dias nublados, proporcionando assim um aumento na saída de energia do módulo e maior rendimento do sistema.

$$E_g = 5470 \times 1,6368 \times 0,1772 = 1586,524Wh$$

A quantidade de módulos para cada sistema é apresentada, onde a média diária anual de HSP de Brasília igual a $5,47kWh/m^2.dia$ para instalação dos módulos no ângulo igual a latitude local.

Tabela 9 – Determinação da quantidade de módulos.

Hm (m)	Quantidade de Módulos
22,93	3
44,93	5

Como a bomba escolhida foi o modelo SQFlex da *Grundfos Brasil*, não é necessário o uso de inversor externo, devido ao seu sistema eletrônico integrado, esta bomba é compatível com alimentação elétrica CC e CA ([GRUNDFOS, 2019](#)).

4.4 Validação com software

4.4.1 Pré Dimensionamento

Para validação do dimensionamento e posteriores comparações, foi utilizado o software *PVSyst*. O software foi desenvolvido para utilização de profissionais que atuam na área de dimensionamentos solares como engenheiros, arquitetos e pesquisadores. Pode ser utilizado também como ferramenta educativa em projetos ([PVSYST, 2019](#)). O programa auxilia nas etapas de projetos e simulações como projetos conectados ou não a rede elétrica, bombeamento e projetos com alimentação CC, como a interface na figura 27 mostra.

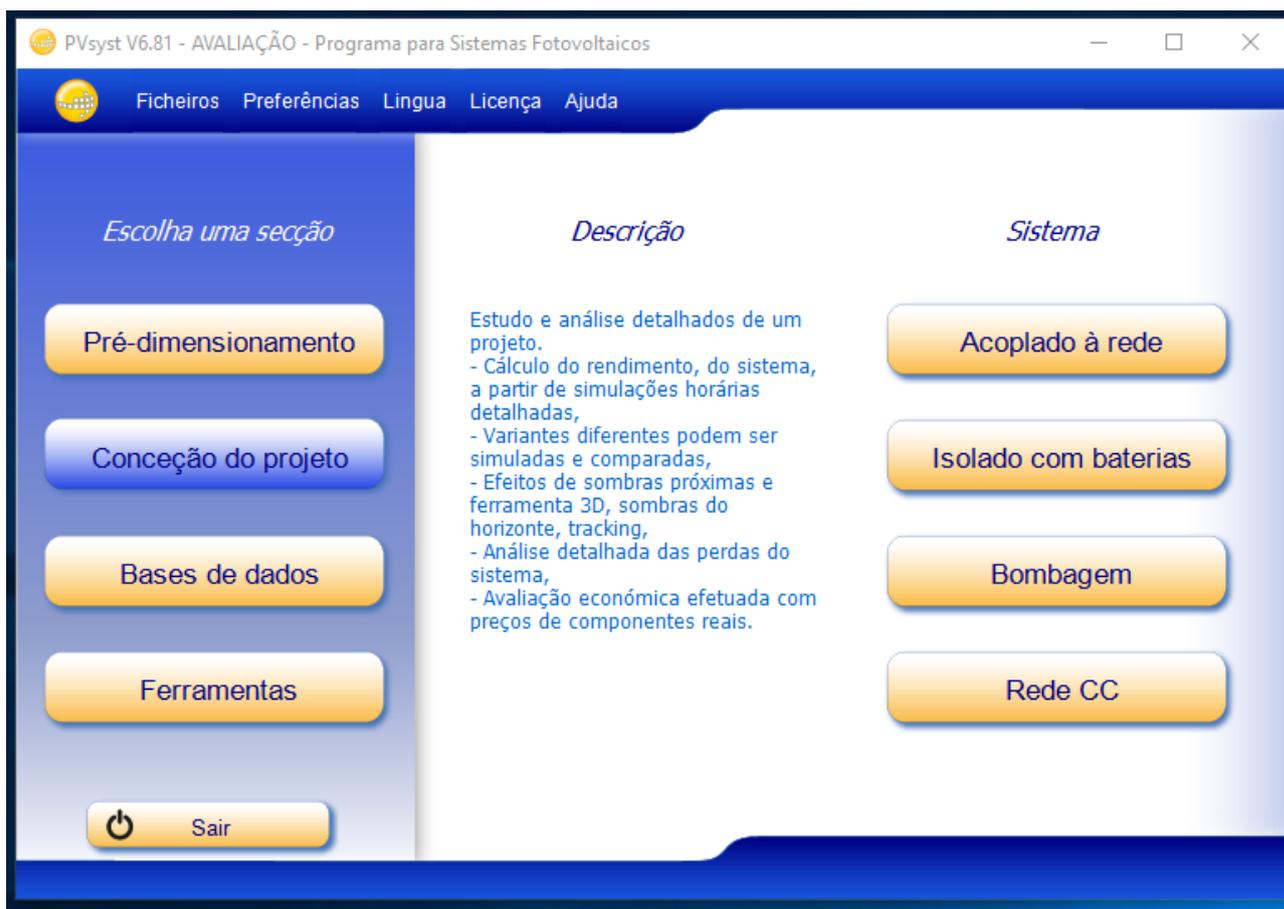


Figura 27 – Interface do PVsyst. Fonte: (PVSYST, 2019)

O software é capaz de importar dados meteorológicos de diversas cidades no mundo variando entre dados diários, mensais e anuais. Caso o local a ser realizado o projeto não esteja disponível no banco de dados é possível adicioná-los para realização do dimensionamento. O procedimento completo para o desenvolvimento de um sistema de bombeamento fotovoltaico pelo software será realizado nas etapas a seguir.

O primeiro passo é escolher o tipo de projeto a ser realizado, para um estudo preliminar a opção de Pré dimensionamento - Bombeamento foi escolhido, a janela apresentada na figura 28 conta com opções do histórico meteorológico do local, definição do sistema e resultados.

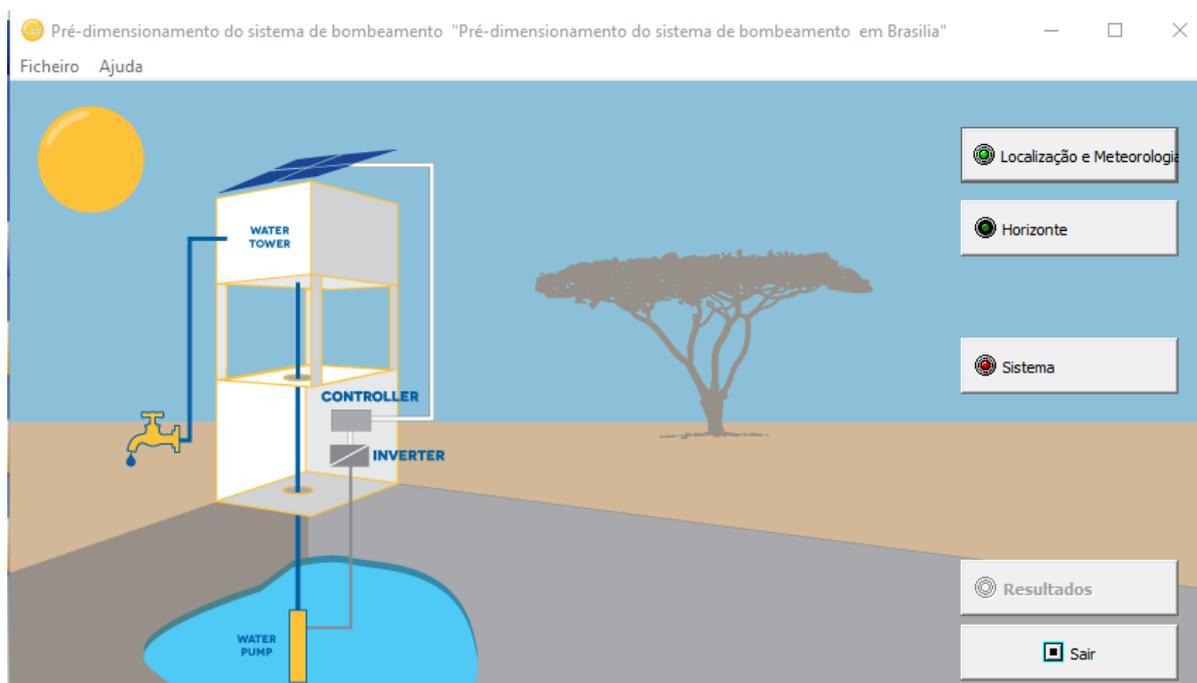


Figura 28 – Janela para pré dimensionamento do sistema. Fonte: (PVSYST, 2019)

No botão "Localização e Meteorologia" é definido o local de instalação do projeto, o *software* busca as bases de dados referentes à irradiância solar do local. Com o local devidamente escolhido, no botão "Horizonte" é possível avaliar a carta solar, importante para observar a janela de operação do sistema.

No botão "Sistema" são determinados os parâmetros necessários para obtenção dos resultados do pré dimensionamento. Como estipulado na Tabela 1 a inclinação dos módulos fotovoltaicos escolhida é de 15° , e para melhor aproveitamento da incidência solar em Brasília o módulo é orientado para o Norte geográfico. A janela mostra que por meio dessa configuração o sistema possui uma perda de 7,9% na coleta de radiação solar.

A figura 29 mostra os dados de entrada a serem estipulados pelo usuário para dimensionamento do sistema como demanda, altura, comprimento da tubulação, diâmetro da tubulação e tipo de tecnologia do sistema.

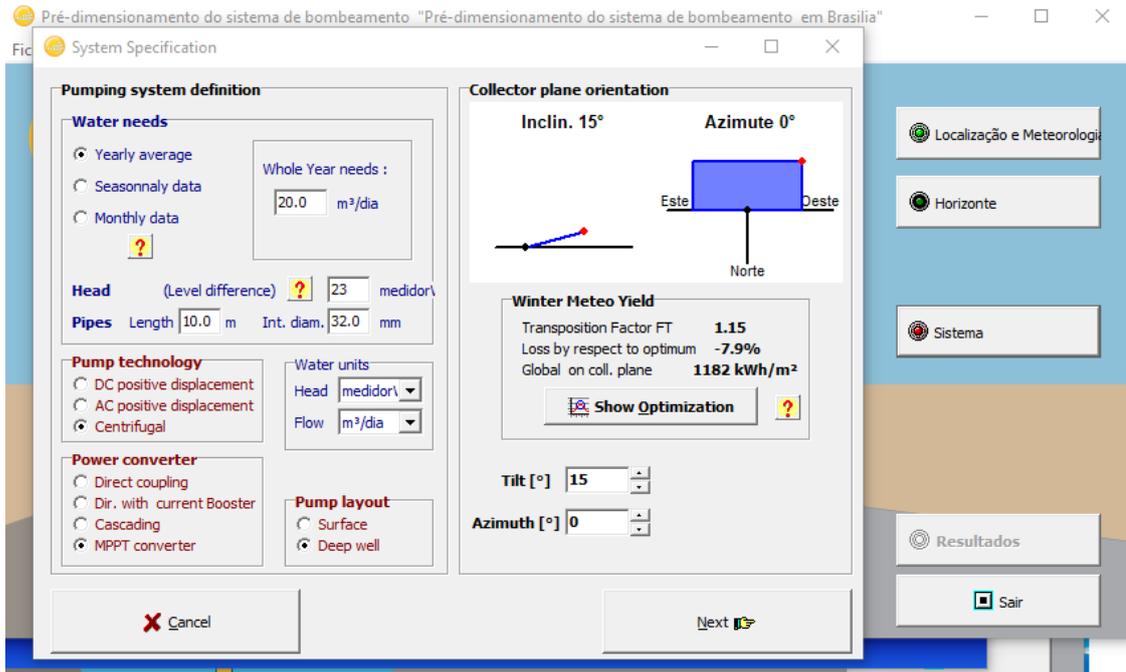


Figura 29 – Janela para entrada de dados. Fonte: (PVSYS, 2019)

Por fim no botão "Resultados" é obtido um relatório que mostra o rendimento mensal de água, a falta de água e o excesso de energia fotovoltaica. Os resultados encontram-se no *ANEXO D*.

4.4.2 Projeto

Enquanto a etapa de Pré dimensionamento de um projeto é realizada em poucos passos para uma avaliação rápida do sistema, a etapa de Projeto consiste em um estudo mais detalhado. A figura 30 mostra a janela para designação do projeto.

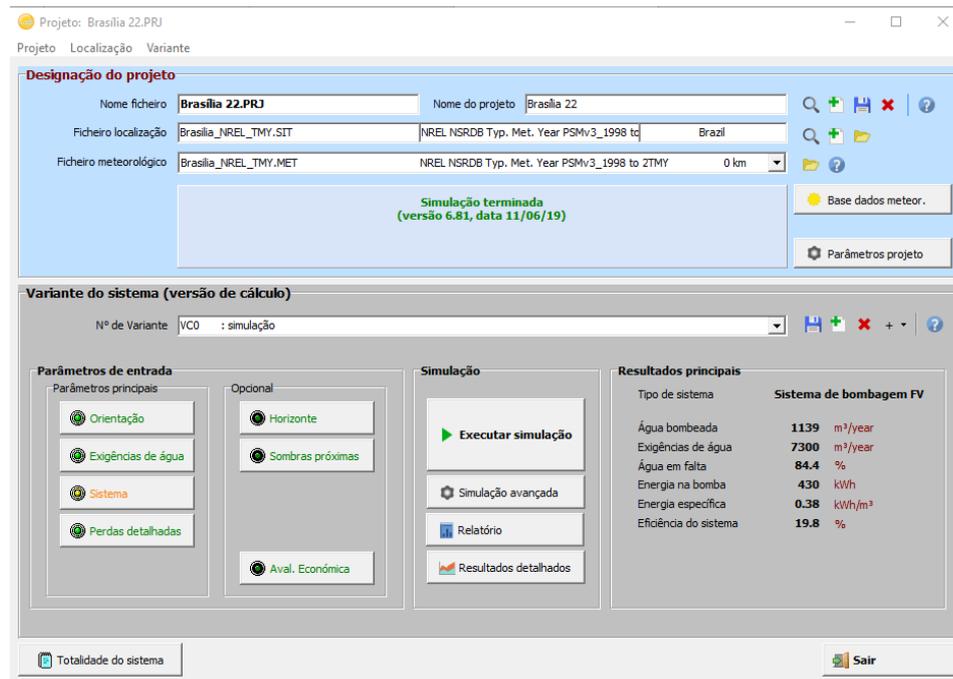


Figura 30 – Janela para Projeto. Fonte: (PVSYS, 2019)

Inicialmente deve ser estipulado o local, para aquisição dos dados meteorológicos. No caso de Brasília, foi necessário modificar a base de dados para NREL devido a falta de dados no Meteonorm 7.2. Com o local estipulado no botão "Orientação" foi determinada a orientação dos módulos em 15°. No botão "Exigência de Água" é necessário definir a demanda e o tipo de sistema (poço para reservatório, lago ou rio para reservatório, pressurização).

A etapa de Projeto é considerada mais completa, pois tem como entrada de dados informações referentes ao poço, ao tanque e ao circuito hidráulico como mostra a figura 31.

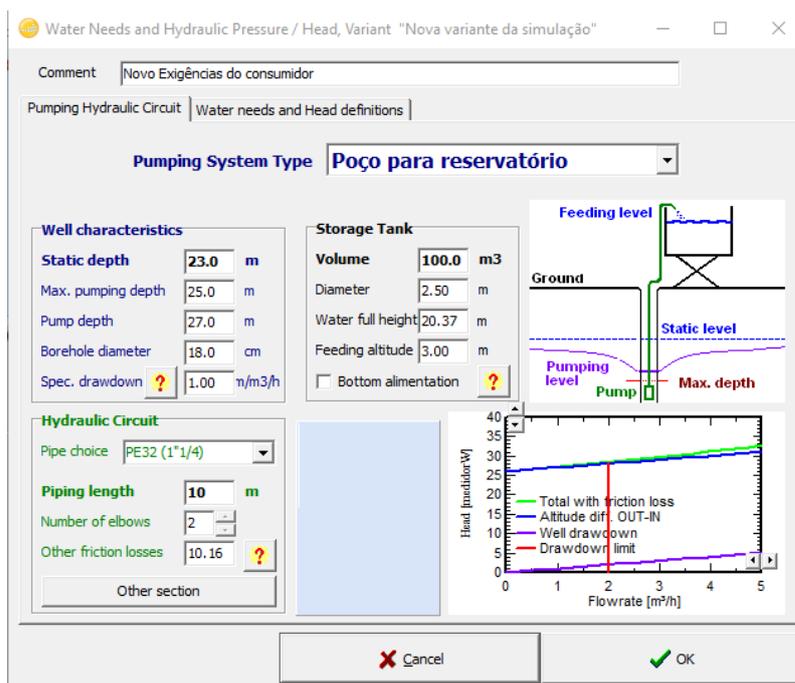


Figura 31 – Janela entrada de dados de Projeto. Fonte: (PVSYST, 2019)

No botão "Sistema" é que são escolhidos os componentes, tanto a bomba a ser utilizada como o módulo fotovoltaico. Como escolhido anteriormente a simulação foi realizada para as bombas *Grundfos* SQFlex 8A-5 e 5A-7, e para o módulo Canadian Solar CS6K-290 MS.

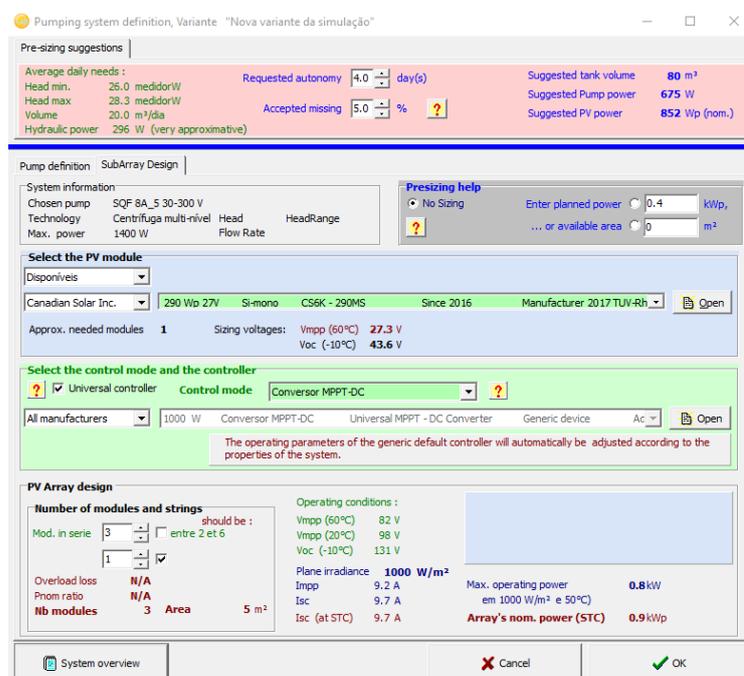


Figura 32 – Janela para escolha de componentes. Fonte: (PVSYST, 2019)

A figura 32 possui as especificações da bomba e do módulo, na seleção dos compo-

nentes as cores verde/laranja/vermelho indicam as escolhas adequadas de acordo com o tipo de sistema escolhido. Para os dois sistemas projetados as escolhas das bombas e dos módulos encontravam-se verde, adequados ao sistema.

Após definição dos parâmetros necessário é possível realizar a simulação e obter assim os relatórios (*ANEXO E*) com os resultados de parâmetros da simulação de base, diagrama de perdas e gráficos.

5 Análise e Resultados

Para validação do projeto e posterior análise de dados é necessário avaliar suas etapas e resultados obtidos através do *software* de simulação. Além de realizar uma avaliação de retorno de capital do seu investimento.

5.1 Avaliação do Estudo de Caso

Com aplicação do fluxograma os resultados do recurso hídrico, motobomba e recurso solar são apresentadas na Tabela 10 para os sistemas de 20m e 40m.

Tabela 10 – Resultados Fluxograma

	Sistema de 20m	Sistema de 40m
Altura Manométrica [m]	22,93	44,93
Potência Hidráulica [kW]	0,15624	0,30611
Motobomba [kW]	446,64	874,62
Modelo Grundfos	SQF 8A-5	SQF 5A-7
Energia [Wh]	3.573,12	6.996,96
Energia Gerada [Wh]	1.586,52	1.586,52
Quantidade de Módulos	3	5

Para o cálculo das perdas do sistema, foi realizado cálculo referente a sucção, devido o sistema proposto ser de uma bomba submersa. Além disso, foram separados os cálculos para perdas em tubulações e acessórios. Para tubulação, foi encontrado o valor de perda de carga de 0,284m. Para os acessórios, foi encontrado um valor de 0,410m e de 0,156m para o hidrômetro.

A altura manométrica foi calculada levando em consideração a altura geométrica, a soma da altura de perdas de tubulação e acessórios e a velocidade do fluido. Com isso o resultado da altura manométrica foi de 22,93m e 44,93m para a vazão projetada de 2,5m³/h.

Avaliando os cálculos do estudo de caso percebe-se que a determinação da motobomba atende o sistema proposto quando comparado com o gráfico de *Vazão x Altura manométrica* do catálogo da *Grundfos Brasil*.

5.2 Avaliação da Simulação

Avaliando primeiramente a etapa de Pré Dimensionamento (*ANEXO E*) é possível perceber que a incidência solar adotado pela metodologia CRESESB é diferente do

adotado pela base de dados do software, isso acontece devido aos diferentes intervalos de medição e por diferentes metodologias.

A etapa de Pré Dimensionamento é uma opção do *software* que não possui muitas opções de dimensionamento, assim como muitas escolhas para inserção de dados. Os parâmetros e valores envolvidos nos modelos são predefinidos podendo ser ajustados pelo usuário, porém não é aconselhável ser feita. Com isso o *software* faz o cálculo do arranjo fotovoltaico e da potência da bomba, não sendo possível pré defini-los. A título de comparação a tabela 11 mostra o resultado da energia requerida calculada e a obtida através do *software* para os dois sistemas propostos.

Tabela 11 – Comparação da energia requerida

Altura(m)	Calculado	Simulação
	Energia Requerida (kWh/dia)	Energia Requerida (kWh/dia)
20	3,5	4,5
40	7,0	8,8

A diferença entre os valores se dá pela diferença dos parâmetros pré definidos pelo *software*. O relatório de dimensionamento também disponibiliza por meio da incidência o potencial gerado mensalmente, a partir desses resultados, é avaliado em quais meses há excesso de energia. No caso do sistema de 20m nos meses de Agosto e Setembro há excesso de energia que podemos relacionar a época de seca em Brasília que são os meses de maior incidência solar. Já no sistema de 40m o único mês com excesso é Setembro.

Em relação a água bombeada é possível correlacionar a quantidade de água bombeada com a maior falta de água em meses específicos como Janeiro, Novembro e Dezembro que são os meses de maior precipitação e menor incidência solar. A título de comparação o *software* também apresenta quantos litros de combustível seriam necessários para bombear a mesma quantidade de água.

Na etapa de Projeto é possível realizar a simulação detalhada, usando componentes reais e utilizando os recursos do sistema. O relatório de "Parâmetros base da simulação" apresenta todos os parâmetros que foram adotados para realizar a simulação, assim como o tipo e marca da bomba e dos módulos fotovoltaicos. Os parâmetros foram adotados de acordo com as definições do estudo de caso.

O relatório apresenta o gráfico de produção diária em função da irradiação, que mostra como não se produz nada em dias abaixo de $2kWh/m^2/dia$, sendo a produção concentrada em dias entre $6 - 7kWh/m^2$. É possível observar também que o sistema tem melhor atendimento da demanda para o sistema de 40m no ponto de $4,5kWh/m^2/dia$.

Os diagramas de perdas detalhado é importante para verificar os pontos fracos na concepção do projeto. Em geral os resultados dos cálculos, catálogo de bomba e simulações

estão próximos, cabe ao usuário saber realizar simulações para melhor detalhamento do projeto.

5.3 Análise Econômica

A análise dos custos do Sistema de Bombeamento Fotovoltaico apresentam uma estimativa do investimento para instalação dos sistemas propostos. Para isso realizou-se uma cotação dos equipamentos com preço de mercado, a serem apresentados nas tabelas 12 e 13. O valor de instalação e montagem do sistema foi estimado em 10% do valor total do sistema proposto

Tabela 12 – Orçamento para sistema de 20m

Descrição	Modelo	Unidades	Valor Unitário	Link
Módulo Fotovoltaico	Canadian Solar CS6K-290 295MS	3	R\$669,00	https://www.minhacasa-solar.com.br/produto/painel-solar-295w-monocristalino-canadian-solar-cs6k-295ms-79314
Bomba	Grundfos SQF 8A-5	1	R\$7.796,54	https://solarbex.com/comprar/bomba-grundfos-solar-sqflex-8a-5/
Instalação e Montagem	Sistema	10%	R\$980,35	
Total			R\$10.783,89	

Tabela 13 – Orçamento para sistema de 40m

Descrição	Modelo	Unidades	Valor Unitário	Link
Módulo Fotovoltaico	Canadian Solar CS6K-290 295MS\	5	R\$669,00	https://www.minhacasa-solar.com.br/produto/painel-solar-295w-monocristalino-canadian-solar-cs6k-295ms-79314
Bomba	Grundfos SQF 8A-5	1	R\$7.796,54	https://solarbex.com/comprar/bomba-grundfos-solar-sqflex-8a-5/
Instalação e Montagem	Sistema	10%	R\$1.114,54	
Total			R\$12.225,69	

Para ter conhecimento do quanto um sistema de bombeamento custa, utilizou-se o valor do quilowatt hora de R\$0,5519 de acordo com tarifa da CEB para o mês de maio de 2019 referente a classificação de Poder Público. O consumo da bomba foi equivalente a 8 horas diárias.

5.3.1 Sistema de 20m

- Energia Diária Consumida: 3,573kWh;
- $R\$/kW$: 0,5519;
- Energia Mensal Consumida: 107,19kWh;
- Custo da bomba mensal: R\$59, 16;

A Tabela 14 apresenta o fluxo de caixa para o sistema de 20m, para o período de 30 anos.

Tabela 14 – Fluxo de Caixa Projetado para Projeto

Ano	Fluxo de Caixa	<i>Payback</i>	Fluxo de Caixa Descontado	<i>Payback Descontado</i>
0	-R\$ 10.783,89	-R\$ 10.783,89	-R\$ 10.783,89	-R\$ 10.783,89
1	R\$ 709,90	-R\$ 10.073,99	R\$ 645,36	-R\$ 10.138,53
2	R\$ 709,90	-R\$ 9.364,09	R\$ 586,69	-R\$ 9.551,83
3	R\$ 709,90	-R\$ 8.654,19	R\$ 533,36	-R\$ 9.018,47
4	R\$ 709,90	-R\$ 7.944,29	R\$ 484,87	-R\$ 8.533,60
5	R\$ 709,90	-R\$ 7.234,39	R\$ 440,79	-R\$ 8.092,81
6	R\$ 709,90	-R\$ 6.524,49	R\$ 400,72	-R\$ 7.692,09
7	R\$ 709,90	-R\$ 5.814,59	R\$ 364,29	-R\$ 7.327,80
8	R\$ 709,90	-R\$ 5.104,69	R\$ 331,17	-R\$ 6.996,63
9	R\$ 709,90	-R\$ 4.394,79	R\$ 301,07	-R\$ 6.695,56
10	R\$ 709,90	-R\$ 3.684,89	R\$ 273,70	-R\$ 6.421,86
11	R\$ 709,90	-R\$ 2.974,99	R\$ 248,82	-R\$ 6.173,05
12	R\$ 709,90	-R\$ 2.265,09	R\$ 226,20	-R\$ 5.946,85
13	R\$ 709,90	-R\$ 1.555,19	R\$ 205,63	-R\$ 5.741,22
14	R\$ 709,90	-R\$ 845,29	R\$ 186,94	-R\$ 5.554,28
15	R\$ 709,90	-R\$ 135,39	R\$ 169,94	-R\$ 5.384,33
16	R\$ 709,90	R\$ 574,51	R\$ 154,49	-R\$ 5.229,84
17	R\$ 709,90	R\$ 1.284,41	R\$ 140,45	-R\$ 5.089,39
18	R\$ 709,90	R\$ 1.994,31	R\$ 127,68	-R\$ 4.961,71
19	R\$ 709,90	R\$ 2.704,21	R\$ 116,07	-R\$ 4.845,63
20	R\$ 709,90	R\$ 3.414,11	R\$ 105,52	-R\$ 4.740,11
21	R\$ 709,90	R\$ 4.124,01	R\$ 95,93	-R\$ 4.644,18
22	R\$ 709,90	R\$ 4.833,91	R\$ 87,21	-R\$ 4.556,97
23	R\$ 709,90	R\$ 5.543,81	R\$ 79,28	-R\$ 4.477,69
24	R\$ 709,90	R\$ 6.253,71	R\$ 72,07	-R\$ 4.405,62
25	R\$ 709,90	R\$ 6.963,61	R\$ 65,52	-R\$ 4.340,10
26	R\$ 709,90	R\$ 7.673,51	R\$ 59,56	-R\$ 4.280,53
27	R\$ 709,90	R\$ 8.383,41	R\$ 54,15	-R\$ 4.226,39
28	R\$ 709,90	R\$ 9.093,31	R\$ 49,23	-R\$ 4.177,16
29	R\$ 709,90	R\$ 9.803,21	R\$ 44,75	-R\$ 4.132,41
30	R\$ 709,90	R\$ 10.513,11	R\$ 40,68	-R\$ 4.091,72

Considerando um custo de R\$0,5519 do quilowatt a possibilidade de geração mensal do sistema proposto de 107,19kWh é possível economizar R\$709,90 anualmente. Conforme pode ser visto na Tabela 14 o *Payback* simples, que não considera o valor do dinheiro no tempo, possui um retorno no período de 15 anos. A avaliação por meio do *Payback* descontado não é possível de ser realizada, levando assim a não viabilidade do projeto devido a TIR ser menor que a TMA, e possuir VPL negativo.

5.3.2 Sistema de 40m

- Energia Diária Consumida: 6,996kWh;
- R\$/kW: 0,5519;
- Energia Mensal Consumida: 209,908kWh;
- Custo da bomba mensal: R\$115,85;

A Tabela 15 apresenta o fluxo de caixa para o sistema de 40m, para o período de 30 anos.

Tabela 15 – Fluxo de Caixa Projetado para Projeto

Ano	Fluxo de Caixa	<i>Payback</i>	Fluxo de Caixa Descontado	<i>Payback Descontado</i>
0	-R\$ 12.255,70	-R\$ 12.255,70	-R\$ 12.255,70	-R\$ 12.255,70
1	R\$ 1.390,18	-R\$ 10.865,52	R\$ 1.263,80	-R\$ 10.991,90
2	R\$ 1.390,18	-R\$ 9.475,34	R\$ 1.148,91	-R\$ 9.842,99
3	R\$ 1.390,18	-R\$ 8.085,16	R\$ 1.044,46	-R\$ 8.798,53
4	R\$ 1.390,18	-R\$ 6.694,98	R\$ 949,51	-R\$ 7.849,02
5	R\$ 1.390,18	-R\$ 5.304,80	R\$ 863,19	-R\$ 6.985,82
6	R\$ 1.390,18	-R\$ 3.914,62	R\$ 784,72	-R\$ 6.201,10
7	R\$ 1.390,18	-R\$ 2.524,44	R\$ 713,38	-R\$ 5.487,72
8	R\$ 1.390,18	-R\$ 1.134,26	R\$ 648,53	-R\$ 4.839,19
9	R\$ 1.390,18	R\$ 255,92	R\$ 589,57	-R\$ 4.249,62
10	R\$ 1.390,18	R\$ 1.646,10	R\$ 535,97	-R\$ 3.713,65
11	R\$ 1.390,18	R\$ 3.036,28	R\$ 487,25	-R\$ 3.226,40
12	R\$ 1.390,18	R\$ 4.426,46	R\$ 442,95	-R\$ 2.783,44
13	R\$ 1.390,18	R\$ 5.816,64	R\$ 402,69	-R\$ 2.380,76
14	R\$ 1.390,18	R\$ 7.206,82	R\$ 366,08	-R\$ 2.014,68
15	R\$ 1.390,18	R\$ 8.597,00	R\$ 332,80	-R\$ 1.681,88
16	R\$ 1.390,18	R\$ 9.987,18	R\$ 302,54	-R\$ 1.379,34
17	R\$ 1.390,18	R\$ 11.377,36	R\$ 275,04	-R\$ 1.104,30
18	R\$ 1.390,18	R\$ 12.767,54	R\$ 250,04	-R\$ 854,26
19	R\$ 1.390,18	R\$ 14.157,72	R\$ 227,31	-R\$ 626,96
20	R\$ 1.390,18	R\$ 15.547,90	R\$ 206,64	-R\$ 420,31
21	R\$ 1.390,18	R\$ 16.938,08	R\$ 187,86	-R\$ 232,46
22	R\$ 1.390,18	R\$ 18.328,26	R\$ 170,78	-R\$ 61,68
23	R\$ 1.390,18	R\$ 19.718,44	R\$ 155,25	R\$ 93,57
24	R\$ 1.390,18	R\$ 21.108,62	R\$ 141,14	R\$ 234,71
25	R\$ 1.390,18	R\$ 22.498,80	R\$ 128,31	R\$ 363,02
26	R\$ 1.390,18	R\$ 23.888,98	R\$ 116,64	R\$ 479,66
27	R\$ 1.390,18	R\$ 25.279,16	R\$ 106,04	R\$ 585,70
28	R\$ 1.390,18	R\$ 26.669,34	R\$ 96,40	R\$ 682,10
29	R\$ 1.390,18	R\$ 28.059,52	R\$ 87,64	R\$ 769,74
30	R\$ 1.390,18	R\$ 29.449,70	R\$ 79,67	R\$ 849,41

Considerando um custo de R\$0, 5519 do quilowatt a possibilidade de geração mensal do sistema proposto de 209, 908kWh é possível economizar R\$1.390, 18 anualmente. Conforme pode ser visto na Tabela 15 o *Payback* simples, que não considera o valor do dinheiro no tempo, possui um retorno no período de 8 anos.

Para cálculo do *Payback* descontado, considerou-se uma TMA de 10%, sendo assim necessário 22 anos para recuperar o investimento inicial proposto de R\$12.255, 70. É possível observar ainda, na Tabela 15, que o VPL ao final dos 30 anos será de R\$849, 41, a uma TIR de 11%.

Ainda pela Tabela 15, é possível observar a economia acumulada pelo período de

8 anos um valor total de R\$12.511,62, superior ao investimento inicial. Portanto, a partir desse período o sistema já estará pago gerando uma economia de R\$1.390,18 anualmente.

Sendo assim, é possível concluir que para uma TMA de 10%, o projeto de bombeamento solar fotovoltaico é viável para o período analisado.

6 Considerações Finais

O presente trabalho foi direcionado à modelagem de um sistema de bombeamento para elevação alimentado por energia solar fotovoltaica, a partir de cálculos e comparação por meio de simulação. Para tal fim, foi utilizado o software *PVSyst* para implementação computacional dos modelos das bombas e módulos fotovoltaicos.

Um sistema de bombeamento é um sistema bastante complexo, envolve muitas variáveis e podendo operar em condições muito diferentes ao longo do ano, o dimensionamento do mesmo é uma tarefa difícil. Na modelagem do sistema foi verificado os requisitos necessários para seu desenvolvimento realizando o levantamento de parâmetros de potencial solar do Distrito Federal, requisitos de demanda hidráulica para desenvolvimento do recurso hídrico, o dimensionamento elétrico para determinação da motobomba e o dimensionamento fotovoltaico a partir do recurso solar. Observando assim a parcela de energia elétrica requerida pelo sistema, a ser gerada pela energia fotovoltaica.

A partir desses requisitos e utilizando-se de simulações aproximadas, é possível determinar o módulo fotovoltaico e tamanho da bomba. Os resultados mostram o rendimento mensal de água, a falta de água e o excesso de energia. É importante destacar que apenas cálculos não são totalmente exatos, devem ser afirmados por simulação detalhada, utilizando-se de componentes comercialmente disponíveis levando todos os custos do sistema em conta.

A metodologia do dimensionamento aplicada por meio do fluxograma, apesar de simplificada, possibilita a determinação de todos os componentes de um sistema de bombeamento, incluindo diâmetro da tubulação, velocidade, e detalhamento das perdas de carga.

Na análise da viabilidade econômica foi verificado que a implantação de um sistema de bombeamento fotovoltaico só é um investimento economicamente viável quando o sistema consome mais energia, com um tempo de retorno de aproximadamente oito anos.

Com base nos resultados apresentados, a abordagem utilizada neste trabalho foi considerada válida para realização de outros trabalhos no que refere-se ao bombeamento fotovoltaico que pode ser abordado para outros temas além do bombeamento apenas para elevação.

ANEXO A – Coeficiente k para perdas de carga e Valor de Vazão Máxima em Hidrômetros.

Tabela 16 – Fonte: (MELO, 2006)

Acessório	K
Cotovelo 90° raio curto	0,90
Cotovelo 90° raio longo	0,60
Cotovelo de 45°	0,40
Curva de 90°, r/D =1	0,40
Curva de 45°	0,20
Tê passagem direta	0,90
Tê saída lateal	2,00
Válvula de gaveta aberta	0,20
Válvula de ângulo aberta	0,50
Válvula de globo aberta	10,00
Válvula de pé com crivo	10,00
Válvula de retenção	3,00
Curva de retorno, $\alpha = 180^\circ$	2,20
Válvula de bóia	6,00

Tabela 17 – Fonte: (NBR, 1998)

Q_{max} m³/h	Diâmetro Nominal DN
1,5	15 e 20
3	15 e 20
5	20
7	25
10	25
20	40
30	50

ANEXO B – Valor rugosidade para dutos comerciais

€			
Material	Condição	mm	Incerteza, %
Aço	Chapa metálica, nova	0,05	± 60
	Inoxidável, novo	0,002	± 50
	Comercial, novo	0,046	± 30
	Rebitado	3,0	± 70
	Oxidado	2,0	± 50
Ferro	Fundido, novo	0,26	± 50
	Forjado, novo	0,046	± 20
	Galvanizado, novo	0,15	± 40
	Fundido asfaltado	0,12	± 50
Latão	Estirado, novo	0,002	± 50
Plástico	Tubo estirado	0,0015	± 60
Vidro	—	Liso	Liso
Concreto	Alisado	0,04	± 60
	Rugoso	2,0	± 50
Borracha	Alisada	0,01	± 60
Madeira	Aduela	0,5	± 40

Figura 33 – Fonte: (WHITE, 1962).

ANEXO C – Módulo solar fotovoltaico Canadian Solar CS6K-290|295MS



New Cell Technology
with 5 Busbar



NEW 5 BUSBAR CELL TECHNOLOGY

QUINTECH SUPERPOWER CS6K-290 | 295MS

Canadian Solar's new SuperPower mono modules significantly improve module efficiency and reliability. The new five busbar technology offers superior low light performance in the morning, in the evening and on cloudy days, increasing the energy output of the module and the yield of the solar system.

KEY FEATURES



11% more power than conventional modules



Excellent performance at low irradiance: 97.3 %



Low temperature coefficients improve energy production



IP67 junction box for long-term weather endurance



Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa



linear power output warranty



product warranty on materials and workmanship

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2008 / Quality management system
ISO/TS 16949:2009 / The automotive industry quality management system
ISO 14001:2004 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

IEC 61215 / IEC 61730: TÜV-Rheinland / VDE / CE
UL 1703: CSA / IEC 61701 ED2: VDE / IEC 62716: VDE / Take-e-way



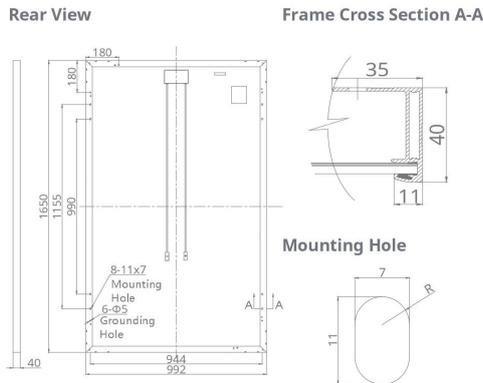
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. As a leading manufacturer of solar modules and PV project developer with over 15 GW of premium quality modules deployed around the world since 2001, Canadian Solar Inc. (NASDAQ: CSIQ) is one of the most bankable solar companies worldwide.

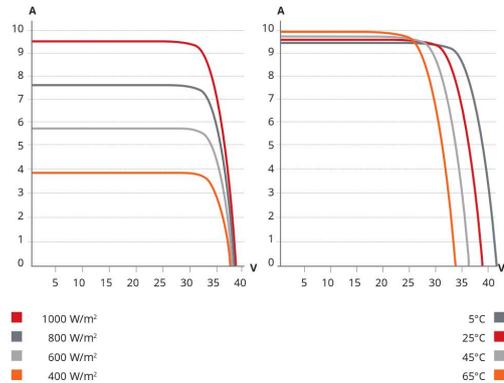
CANADIAN SOLAR (USA) INC.

2430 Camino Ramon, Suite 240 San Ramon, CA, USA 94583-4385, www.canadiansolar.com, sales.us@canadiansolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6K-285MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA / STC*

CS6K	290MS	295MS
Nominal Max. Power (Pmax)	290 W	295 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	32.1 V	32.3 V
Opt. Operating Current (Imp)	9.05 A	9.14 A
Open Circuit Voltage (Voc)	39.3 V	39.5 V
Short Circuit Current (Isc)	9.67 A	9.75 A
Module Efficiency	17.72 %	18.02 %
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C	
Max. System Voltage	1000 V (IEC) or 1000 V (UL)	
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 1703) or CLASS C (IEC 61730)	
Max. Series Fuse Rating	15 A	
Application Classification	Class A	
Power Tolerance	0 ~ + 5 W	

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA / NOCT*

Electrical Data CS6K	290MS	295MS
Nominal Max. Power (Pmax)	210 W	213 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	29.0 V	29.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	7.25 A	7.30 A
Open Circuit Voltage (Voc)	36.2 V	36.4 V
Short Circuit Current (Isc)	7.74 A	7.83 A

* Under Nominal Operating Cell Temperature (NOCT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Industry leading performance at low irradiance, average relative efficiency of 97.3 % from an irradiance of 1000 W/m² to 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to on-going innovation, research and product enhancement, Canadian Solar Inc. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.
 Caution: For professional use only. The installation and handling of PV modules requires professional skills and should only be performed by qualified professionals. Please read the safety and installation instructions before using the modules.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	60 (6×10)
Dimensions	1650×992×40 mm (65.0×39.1×1.57 in)
Weight	18.2 kg (40.1 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm ² (IEC) or 4 mm ² & 12 AWG 1000 V (UL), 1000 mm (39.4 in)
Connectors	T4 (IEC / UL)
Standard	26 pieces, 520 kg (1146.4 lbs)
Packaging	(quantity & weight per pallet)
Module Pieces per Container	728 pieces (40' HQ)

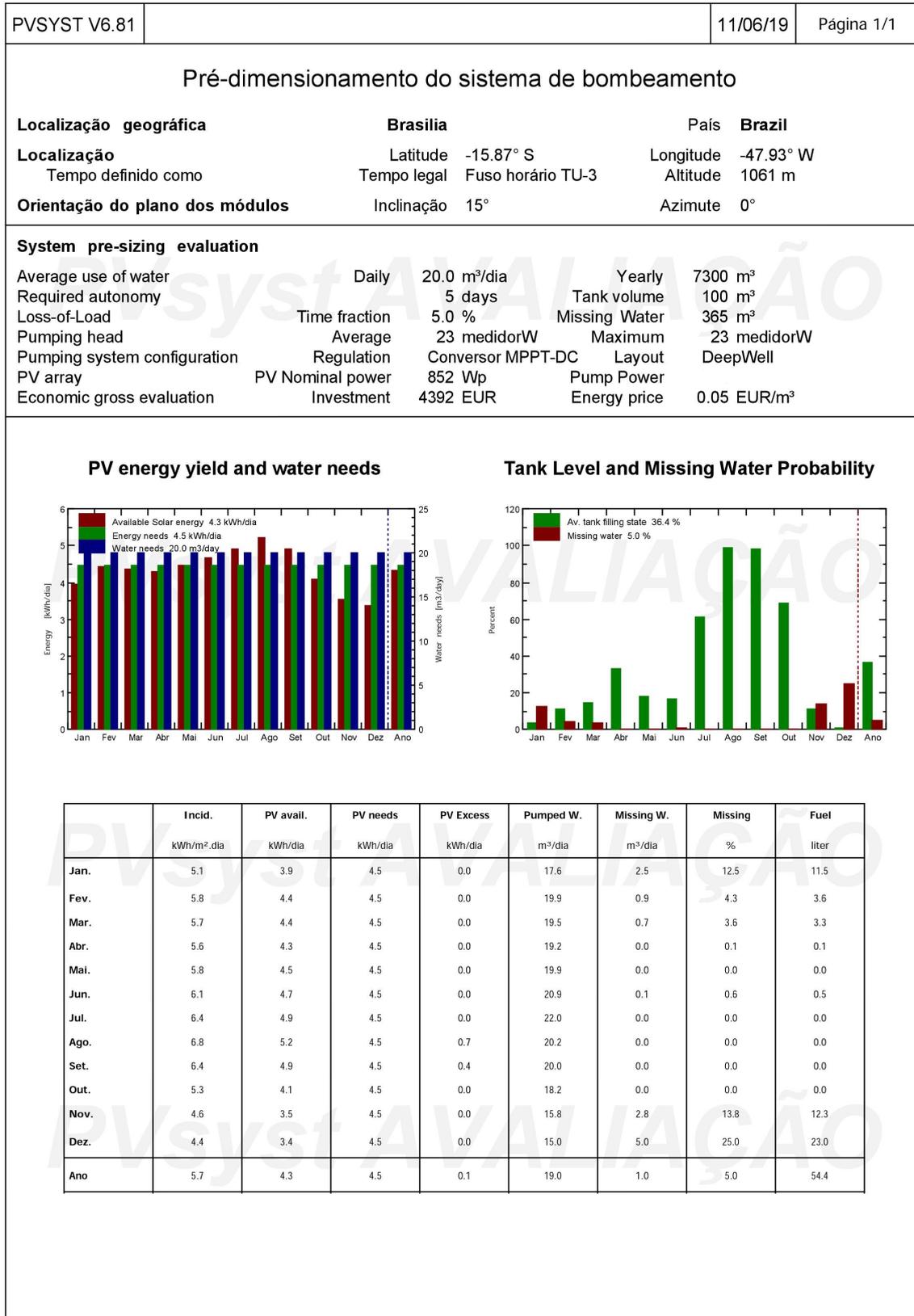
TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.39 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.30 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PARTNER SECTION



ANEXO D – Relatórios



PVSYST V6.81	11/06/19	Página 1/1
--------------	----------	------------

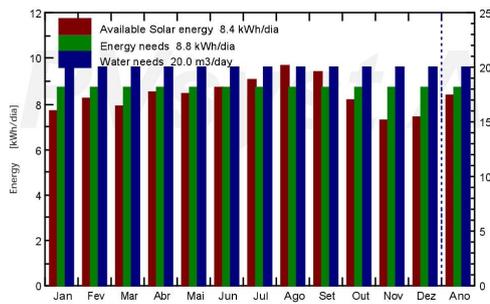
Pré-dimensionamento do sistema de bombeamento

Localização geográfica	Brasilia	País	Brazil
Localização	Latitude -15.87° S	Longitude	-47.93° W
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	1061 m
Orientação do plano dos módulos	Inclinação 15°	Azimute	0°

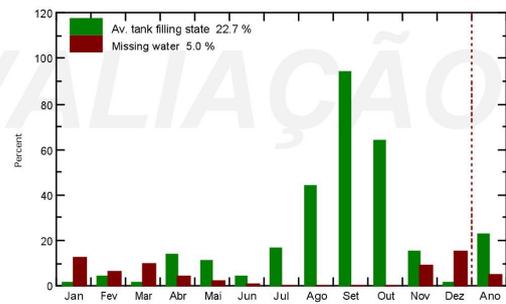
System pre-sizing evaluation

Average use of water	Daily	20.0 m³/dia	Yearly	7300 m³
Required autonomy		5 days	Tank volume	100 m³
Loss-of-Load	Time fraction	5.0 %	Missing Water	365 m³
Pumping head	Average	45 medidorW	Maximum	45 medidorW
Pumping system configuration	Regulation	Conversor MPPT-DC	Layout	DeepWell
PV array	PV Nominal power	1540 Wp	Pump Power	
Economic gross evaluation	Investment	4392 EUR	Energy price	0.05 EUR/m³

PV energy yield and water needs

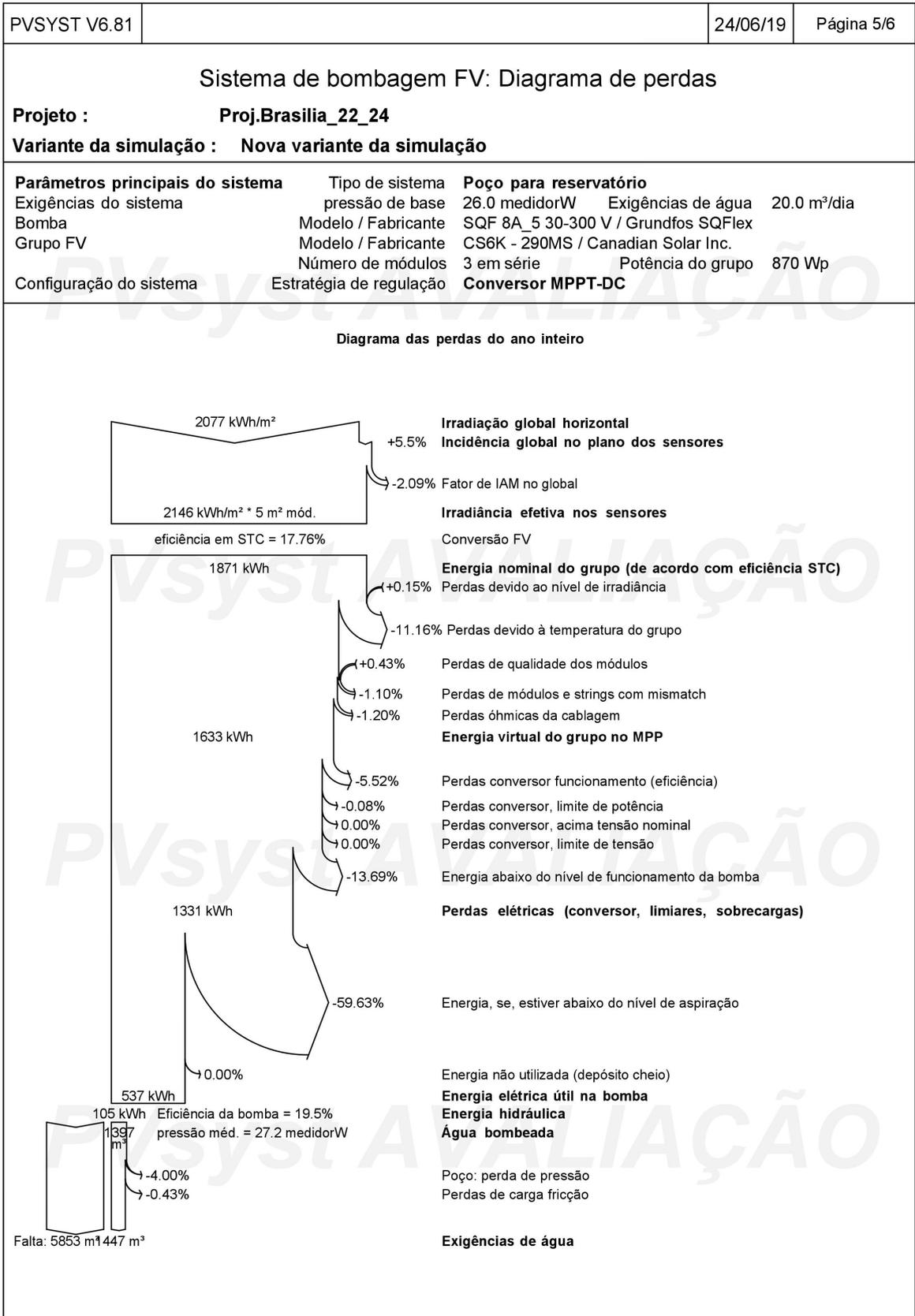


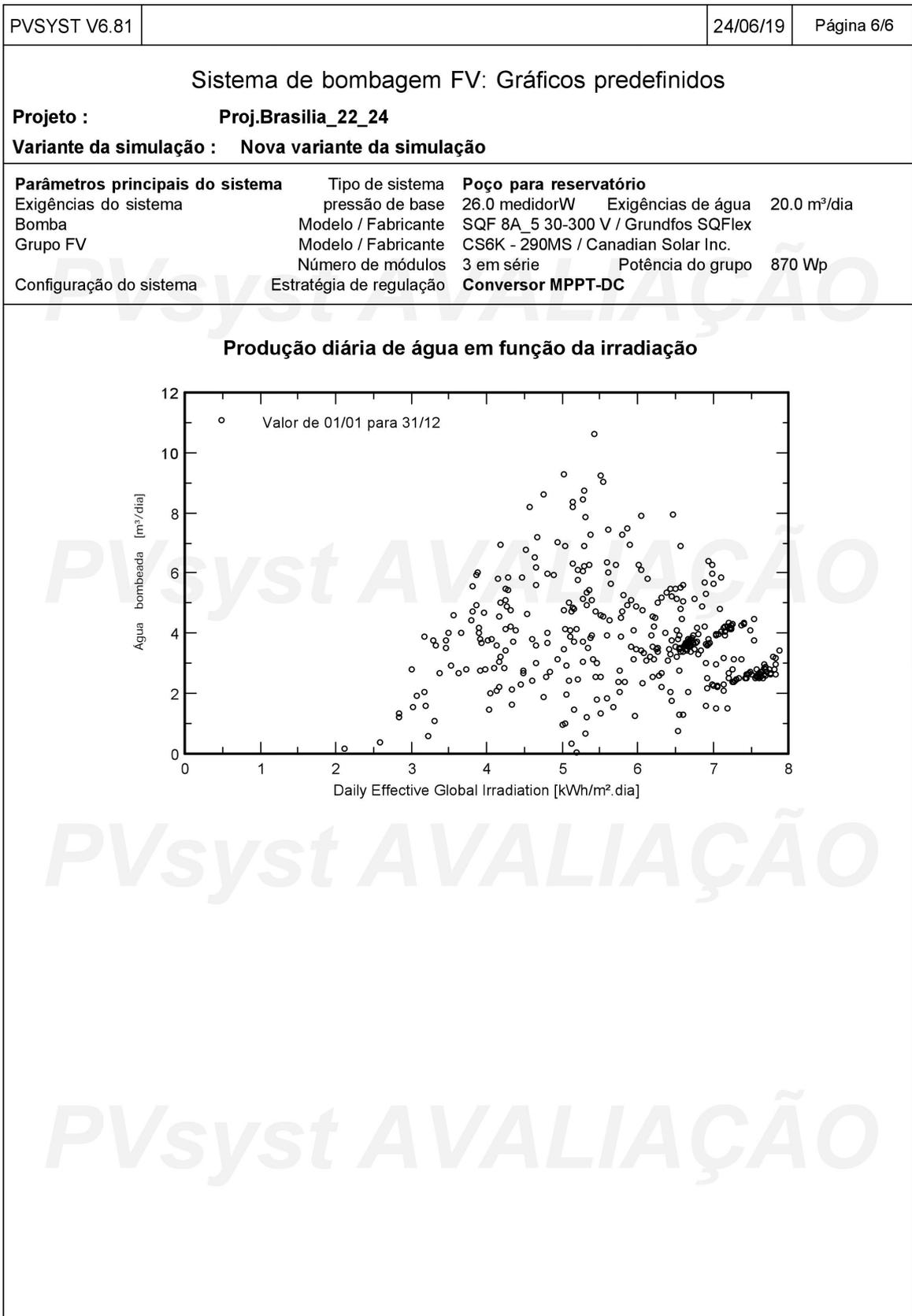
Tank Level and Missing Water Probability



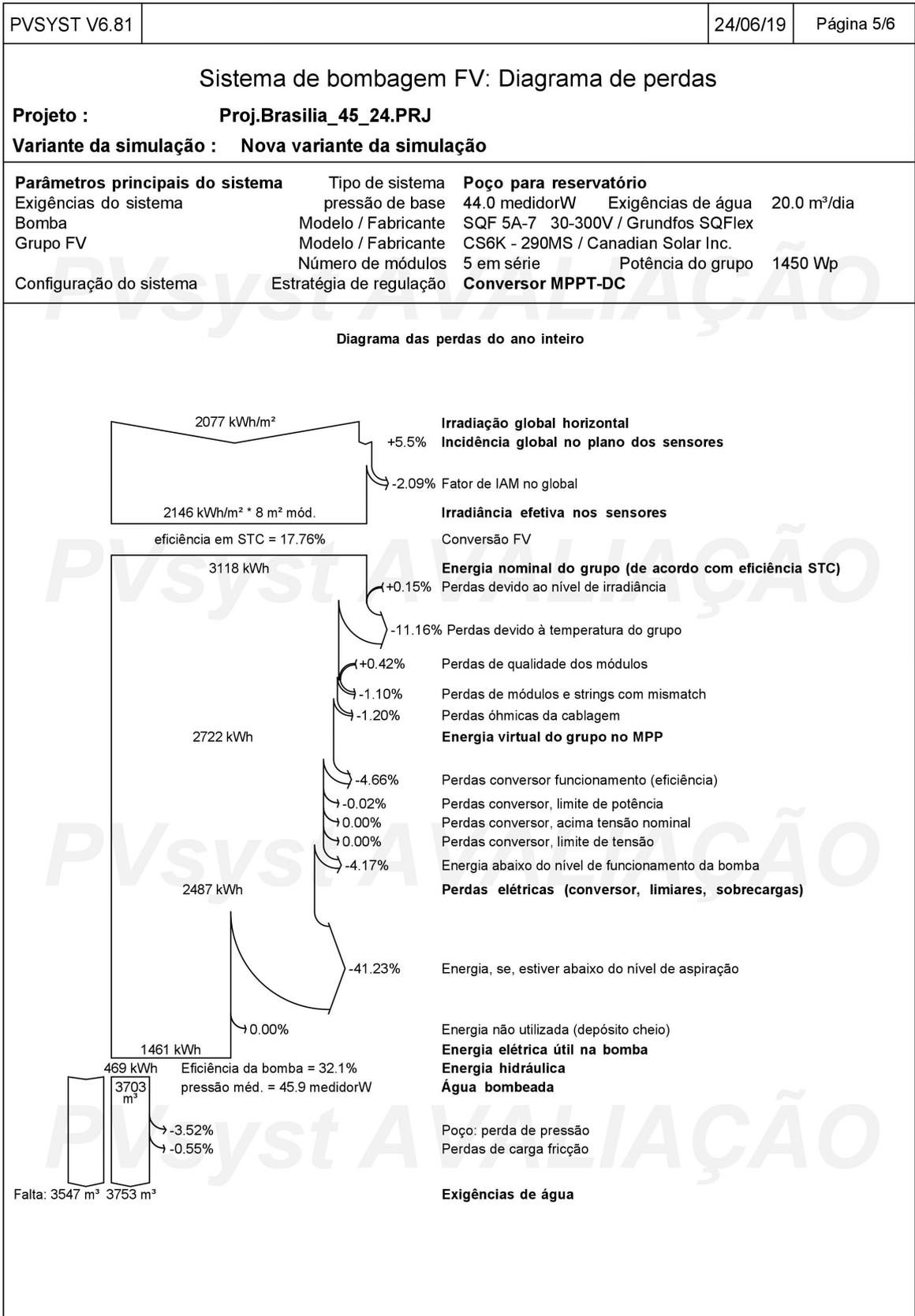
	Incid.	PV avail.	PV needs	PV Excess	Pumped W.	Missing W.	Missing	Fuel
	kWh/m².dia	kWh/dia	kWh/dia	kWh/dia	m³/dia	m³/dia	%	liter
Jan.	5.5	7.7	8.8	0.0	17.5	2.5	12.5	22.6
Fev.	5.9	8.2	8.8	0.0	18.8	1.3	6.3	10.4
Mar.	5.7	7.9	8.8	0.0	18.0	1.9	9.6	17.4
Abr.	6.1	8.5	8.8	0.0	19.4	0.9	4.4	7.7
Mai.	6.1	8.4	8.8	0.0	19.3	0.5	2.4	4.3
Jun.	6.3	8.7	8.8	0.0	19.9	0.2	1.0	1.7
Jul.	6.5	9.1	8.8	0.0	20.7	0.0	0.0	0.0
Ago.	7.0	9.7	8.8	0.0	22.1	0.0	0.0	0.0
Set.	6.8	9.4	8.8	0.6	20.0	0.0	0.0	0.0
Out.	5.9	8.2	8.8	0.0	18.6	0.0	0.0	0.0
Nov.	5.2	7.3	8.8	0.0	16.6	1.8	8.8	15.3
Dez.	5.4	7.4	8.8	0.0	17.0	3.0	15.0	27.1
Ano	6.0	8.4	8.8	0.1	19.0	1.0	5.0	106.5

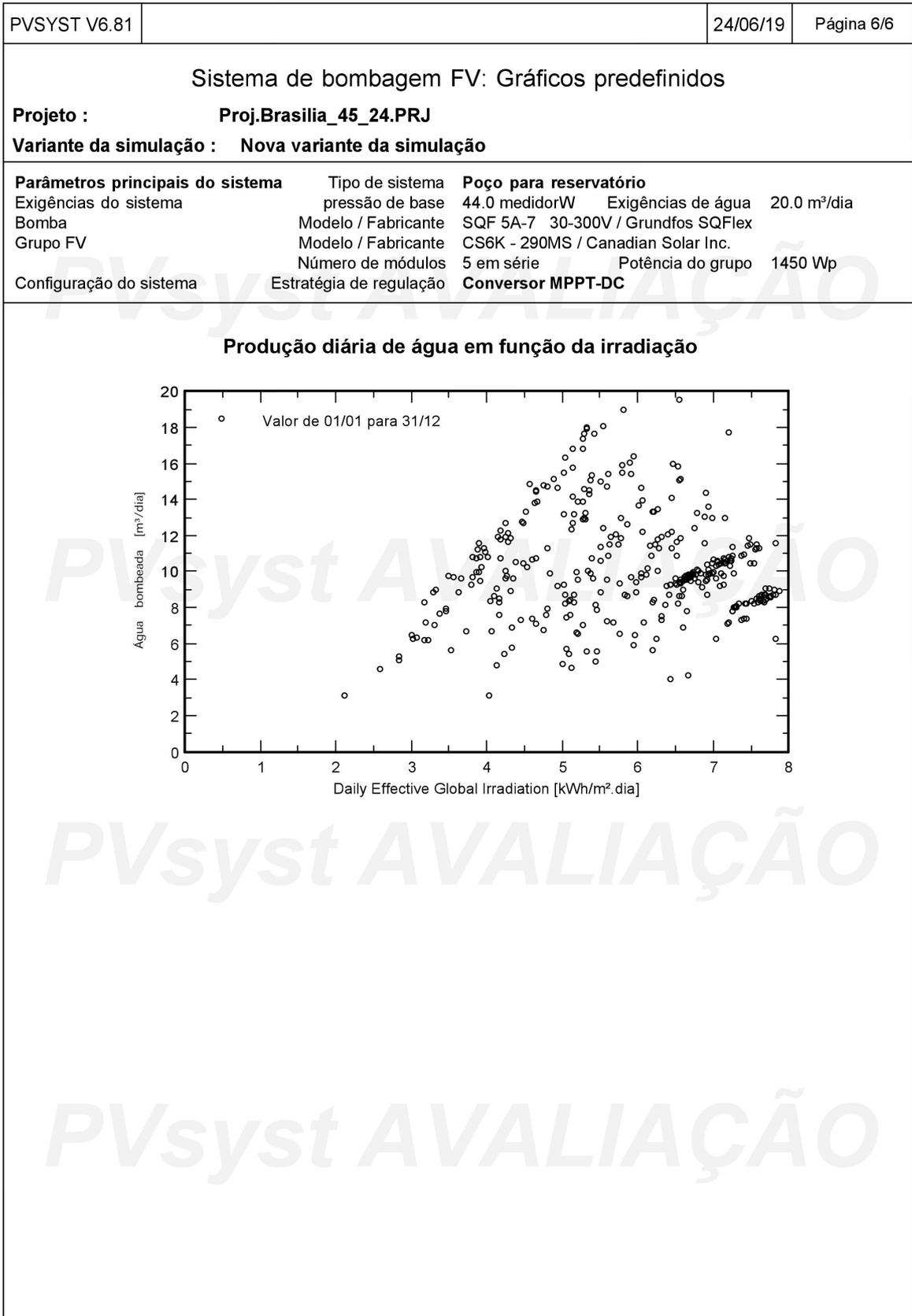
PVSYST V6.81		24/06/19	Página 1/6
Sistema de bombagem FV: Parâmetros da simulação de base			
Projeto : Proj.Brasilia_22_24			
Localização geográfica	Brasilia	País	Brazil
Localização	Latitude -15.87° S	Longitude	-47.93° W
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	1061 m
	Albedo 0.20		
Dados meteorológicos:	Brasilia	NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv3_1998 to 2016 - TMY	
Variante da simulação : Nova variante da simulação			
	Data da simulação	24/06/19 11h16	
Parâmetros da simulação			
Parâmetros do sistema de bombeamento			
Características do poço (Diâmetro 18 cm)	Prof. do nível estático	23 m	Baixa do nível esp. 1.00 m / m³/h
	Profundidade da bomba	27 m	Prof. max. de bombagem 25 m
Reservatório	Volume	100.0 m³	Diâmetro 2.5 m
Alimentação por cima	Altura da injeção	3.0 m	Altura (cheio) 20.4 m
Circuito hidráulico	Comprimento tubagem	10 m	Tubos PE32 Dint = 35 mm
	Número de ângulos	2	Outras perdas de carga 10.160
Exigências de água	Constante anual:	20.00 m³/dia	
Bomba	Modelo	SQF 8A_5 30-300 V	
	Fabricante	Grundfos SQFlex	
Tecnologia da bomba	Centrífuga multi-nível	Bomba imersa (poço)	Motor Motor DC com íman permanente
Conversor associado ou integrado	Tipo	MPPT	Faixa de voltagem 30 - 300 V
Condições de funcionamento		pressão min.	pressão nom.
		2.0	15.0
Débito máximo correspondente		16.11	12.26
Potência requerida		1400	1400
			30.0 mWater
			7.39 m³
			1400 W
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	15°	Azimute 0°
Características do grupo FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	CS6K - 290MS
Original PVsyst database		Fabricante	Canadian Solar Inc.
Número de módulos FV		Em série	3 módulos
		Em paralelo	1 strings
Número total de módulos FV		Nr. módulos	3
		Potência unitária	290 Wp
Potência global do grupo		Nominal (STC)	870 Wp
		Em condições de func.	787 Wp (50°C)
Características de funcionamento do grupo (50°C)		Umpp	86 V
		I mpp	9.2 A
Superfície total		Superfície módulos	4.9 m²
		Superfície célula	4.4 m²
Dispositivo de controlo	Modelo	Aparelho genérico (otimizado para este sistema)	
	Configuração do sistema	Conversor MPPT-DC	





PVSYST V6.81		24/06/19	Página 1/6
Sistema de bombagem FV: Parâmetros da simulação de base			
Projeto : Proj.Brasilia_45_24.PRJ			
Localização geográfica	Brasilia	País	Brazil
Localização	Latitude -15.87° S	Longitude	-47.93° W
Tempo definido como	Tempo legal Fuso horário TU-3	Altitude	1061 m
	Albedo 0.20		
Dados meteorológicos:	Brasilia	NREL NSRDB Typ. Met. Year PSMv3_1998 to 2016 - TMY	
Variante da simulação : Nova variante da simulação			
	Data da simulação	24/06/19 11h32	
Parâmetros da simulação			
Parâmetros do sistema de bombeamento			
Características do poço (Diâmetro 18 cm)	Prof. do nível estático	41 m	Baixa do nível esp. 1.00 m / m³/h
	Profundidade da bomba	47 m	Prof. max. de bombagem 44 m
Reservatório	Volume	100.0 m³	Diâmetro 2.5 m
Alimentação por cima	Altura da injeção	3.0 m	Altura (cheio) 20.4 m
Circuito hidráulico	Comprimento tubagem	10 m	Tubos PE32 Dint = 35 mm
	Número de ângulos	2	Outras perdas de carga 10.156
Exigências de água	Constante anual:	20.00 m³/dia	
Bomba	Modelo	SQF 5A-7 30-300V	
	Fabricante	Grundfos SQFlex	
Tecnologia da bomba	Centrífuga multi-nível	Bomba imersa (poço)	Motor Motor DC com íman permanente
Conversor associado ou integrado	Tipo	MPPT	Faixa de voltagem 30 - 300 V
Condições de funcionamento		pressão min.	pressão nom.
		10.0	30.0
Débito máximo correspondente		9.00	6.78
Potência requerida		1400	1400
			50.0 mWater
			4.21 m³
			1400 W
Orientação do plano dos módulos	Inclinação	15°	Azimute 0°
Características do grupo FV			
Módulo FV	Si-mono	Modelo	CS6K - 290MS
Original PVsyst database		Fabricante	Canadian Solar Inc.
Número de módulos FV		Em série	5 módulos
Número total de módulos FV		Nr. módulos	5
Potência global do grupo		Nominal (STC)	1450 Wp
Características de funcionamento do grupo (50°C)		Ump	143 V
Superfície total		Superfície módulos	8.2 m²
			Em paralelo 1 strings
			Potência unitária 290 Wp
			Em condições de func. 1311 Wp (50°C)
			1 mpp 9.2 A
			Superfície célula 7.3 m²
Dispositivo de controlo	Modelo	Aparelho genérico (otimizado para este sistema)	
	Configuração do sistema	Conversor MPPT-DC	





Referências

- ADAMATTI, H. B. *Consumo de Energia CAESB*. 2018. <<https://drudu6g9smo13.cloudfront.net/wp-content/uploads/2018/06/4-HUMBERTO-BELINA-Brasil-Solar-Power-CASE-CAESB.pdf>>. Citado na página 18.
- ANDRADE, E. H. et al. Sistema de bombeamento de água com energia solar fotovoltaica utilizando motor de indução trifásico. In: *CONGRESSO INTERNACIONAL SOBRE GERAÇÃO DISTRIBUIDA E ENERGIA NO MEIO RURAL*. [S.l.: s.n.], 2008. Citado na página 32.
- ANEEL. *Atlas de Energia Elétrica do Brasil*. Edição 3. Brasília, Brasil, 2008. Citado 4 vezes nas páginas 9, 21, 29 e 34.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. *NBR 10899: Energia solar fotovoltaica - terminologia*. Rio de Janeiro, 2013. 5 p. Citado 4 vezes nas páginas 7, 22, 25 e 29.
- BRASÍLIA, G. de. *Plano Distrital de Saneamento Básico*. Brasília, Brasil, 2015. Citado na página 36.
- CHANDEL, S.; NAIK, M. N.; CHANDEL, R. Review of solar photovoltaic water pumping system technology for irrigation and community drinking water supplies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Elsevier, 2015. Citado na página 33.
- CHILUNDO, R. J.; MAHANJANE, U. S.; NEVES, D. Design and performance of photovoltaic water pumping systems: Comprehensive review towards a renewable strategy for mozambique. *Journal of Power and Energy Engineering*, Scientific Research Publishing, v. 6, n. 07, p. 32, 2018. Citado 4 vezes nas páginas 9, 33, 34 e 53.
- CRUZ, T. L. Análise do desempenho de equipamentos nacionais operando em sistemas de bombeamento fotovoltaico. Universidade Federal de Pernambuco, 2006. Citado na página 32.
- EDUCATIONAL, S. U. N.; ORGANIZATION, C. *Water in a Changing World*. Paris, France, 2009. Disponível em: <<http://unesdoc.unesco.org/images/0018/001819/181993e.pdf>>. Citado 3 vezes nas páginas 7, 17 e 18.
- EMANUEL, F. M. *Módulo fotovoltaico com seguimento da posição solar*. Dissertação (Mestrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores) — Universidade Nova de Lisboa, 2009. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 29.
- FARIA, L. F. V. de. *Análise de projeto de investimento e tomada de decisão com utilização da teoria de opções reais na indústria de petróleo : um modelo de opção de abandono*. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) — Universidade Estadual do Norte Fluminense Darcy Ribeiro,, Campos dos Goytacazes, 2015. Citado 2 vezes nas páginas 46 e 47.

- FEDRIZZI, M. C. *Fornecimento de Água com Sistemas de Bombeamento Fotovoltaicos*. Dissertação (Mestrado Programa Interunidade de Pós-Graduação em Energia) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 1997. Citado 5 vezes nas páginas 35, 40, 41, 42 e 48.
- FEDRIZZI, M. C. *Sistemas fotovoltaicos de abastecimento de água para uso comunitário: lições apreendidas e procedimentos para potencializar sua difusão*. Tese (Doutorado Programa Interunidade de Pós-Graduação em Energia) — Universidade de São Paulo, São Paulo, 2003. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 42.
- FEDRIZZI, M. C.; SAUER, I. L. Bombeamento solar fotovoltaico, histórico, características e projetos. *Proceedings of the 4th Encontro de Energia no Meio Rural*, SciELO Brasil, 2002. Citado 5 vezes nas páginas 19, 32, 33, 35 e 37.
- FERNANDES, J. T. da C. T. *Problemas de Controle e Exploração de Grandes Unidades de Produção Solar Fotovoltaica*. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) — Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 43 e 45.
- FERREIRA, A. et al. Águas subterrâneas um recurso a ser reconhecido e protegido. *Secretária de Recursos Hídricos e Ambiente*, 2007. Citado na página 36.
- FRAIDENRAICH, N. Tecnologia solar no brasil. os próximos 20 anos. In: *Conferência sobre Sustentabilidade na geração e uso da energia no Brasil: os próximos 20 anos*. [S.l.: s.n.], 2004. Citado na página 28.
- FRAIDENRAICH, N.; VILELA, O. Avanços em sistemas de abastecimento de Água com bombeamento fotovoltaico para comunidades rurais. *Revista Brasileira de Recursos Hídricos*, 1999. Citado 3 vezes nas páginas 7, 31 e 32.
- GARDNER, K. Q & a: Calculating inter-row spacing. *SolarPro*, 2009. Disponível em: <<https://solarprofessional.com/print-issue/december-january-2009>>. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 26.
- GHONEIM, A. Design optimization of photovoltaic powered water pumping systems. *Energy conversion and management*, Elsevier, v. 47, n. 11-12, p. 1449–1463, 2006. Citado na página 51.
- GOMES, H. P.; CARVALHO, P. S. O. de. *Manual de sistemas de bombeamento: eficiência energética*. João Pessoa: Editora Universitária - UFPB, 2012. Citado 3 vezes nas páginas 41, 46 e 47.
- GRUNDFOS. *GRUNDFOS DATA BOOKLET: Renewable-energy based water-supply systems*. 2019. <<https://br.grundfos.com>>. Citado 4 vezes nas páginas 8, 58, 59 e 61.
- HELLER, L.; PÁDUA, V. L. de. *Abastecimento de água para consumo humano*. Belo Horizonte, Brasil: Editora UFMG, 2006. Citado na página 50.
- JENKINS, T. *Designing solar water pumping systems for livestock*. [S.l.]: NM State University, Cooperative Extension Service, Engineering New Mexico Resource Network, College of Agricultural, Consumer and Environmental Sciences, College of Engineering, 2014. Citado na página 52.

- JIMÉNEZ, J. P. V. *Projeto e Dimensionamento de um Sistema Fotovoltaico Isolado/Conectado à Rede para Atender a Demanda de Irrigação de Uva*. Monografia (Especialização em Engenharia de Energia) — Instituto Latino-Americano de Tecnologia, Foz do Iguaçu, 2017. Citado na página 17.
- JUSTINO, D.; NOGUEIRA, É. Dimensionamento do sistema de recalque para abastecimento de água da comunidade de macundú, distrito de são joão marcos, município de rio claro, rio de janeiro. *Cadernos UniFOA*, v. 7, n. 18, p. 11–25, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 51 e 53.
- KHATIB, T. Design of photovoltaic water pumping systems at minimum. *Journal of applied sciences*, v. 10, n. 22, p. 2773–2784, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 51.
- LEWE; PSR. *A energia que queremos*. 2016. <<http://www.strombrasil.com.br/sistemas-on-grid-e-off-grid>>. Citado na página 17.
- MACINTYRE, A. J. *Bombas e Instalações de Bombeamento*. Rio de Janeiro, Brasil: Editora LTC, 1997. Citado 3 vezes nas páginas 7, 42 e 50.
- MÉLENDEZ, T. A. F. *Avaliação de Sistemas Fotovoltaicos de Bombeamento*. Dissertação (Mestrado em Energia) — Universidade de São Paulo - USP, 2009. Citado 4 vezes nas páginas 7, 32, 33 e 46.
- MELO, R. P. D. *Hidráulica básica*. São Carlos, 2006. Citado 2 vezes nas páginas 9 e 76.
- MME. *Plano Nacional de Energia - 2030*. Brasília, 2017. Citado na página 22.
- MORAES, A. M. d. *Aplicações da tecnologia solar fotovoltaica no Estado do Piauí: barreiras e potencialidades*. Tese (Doutorado) — Dissertação de Mestrado. Universidade federal do ABC, São Paulo, Brasil, 2009. Citado na página 34.
- MORALES, L. R. V. *A utilização de sistemas fotovoltaicos de bombeamento para irrigação em pequenas propriedades rurais*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2011. Citado 2 vezes nas páginas 39 e 46.
- MOURA, G. N. P. de. *A Relação Entre Água e Energia: Gestão Energética nos Sistemas de Abastecimento de Água das Companhias de Saneamento Básico do Brasil*. Dissertação (Mestrado em Ciências em Planejamento Energético) — Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2009. Citado na página 18.
- NBR, A. *Instalação predial de água fria*. Rio de Janeiro, 1998. Citado 3 vezes nas páginas 9, 56 e 76.
- PAVIANI, A.; BRANDÃO, A. *Consumo de Água em Brasília: Crise e Oportunidade*. Brasília, Brasil, 2017. Citado na página 36.
- PEREIRA, E. B. *Atlas Brasileiro de Energia Solar*. São José dos Campos, Brasil, 2006. Citado 5 vezes nas páginas 7, 23, 24, 26 e 27.
- PEREIRA, F. A. S.; OLIVEIRA, M. A. S. *Curso Técnico Instalador de Energia Solar Fotovoltaica*. [S.l.]: Publindústria, 2015. Citado 10 vezes nas páginas 7, 23, 25, 29, 30, 37, 38, 39, 44 e 45.

- PEREIRA, O. S.; FEDRIZZI, M. C.; REIS, T. M. Estudo de viabilidade do uso de sistemas fotovoltaicos (fv) para bombeamento de água, com base nas experiências dos estados do ceará, de pernambuco e da bahia. *Bahia Análise & Dados*, v. 27, n. 1, p. 280–310, 2018. Citado na página 35.
- PESTANA, L. I. A. *Estudo do recurso solar fotovoltaico: Previsão e dimensionamento de um parque fotovoltaico de média potência*. Dissertação (Mestrado Integrado em Engenharia Eletrotécnica e de Computadores) — Faculdade de Engenharia Universidade do Porto, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 23, 28 e 43.
- PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*. Rio de Janeiro, Brasil, 2014. Citado 6 vezes nas páginas 7, 22, 25, 30, 31 e 40.
- PVSYST. *PVSyst Photovoltaic Software*. 2019. <<https://www.pvsyst.com/>>. Citado 7 vezes nas páginas 8, 61, 62, 63, 64, 65 e 66.
- REN21. *RENEWABLES 2018 GLOBAL STATUS REPORT*. Paris, France, 2018. Disponível em: <http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2018/06/17-8652_GSR2018_FullReport_web_-1.pdf>. Citado 3 vezes nas páginas 7, 21 e 22.
- RICHTER, C. A. et al. Dimetro econômico das canalizações de recalque. *Revista DAE*, v. 43, n. 133, p. 33–4, 1983. Citado na página 50.
- SCIENCE, N. M. A. of. New mexico's water resources kurt s. j. anderson. *Journal of Scicence*, v. 46, 2012. Citado na página 35.
- SNIS. *Diagnóstico dos Serviços de Água e Esgotos*. [S.l.], 2016. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 50.
- SVIECH, V.; MANTOVAN, E. A. Análise de investimentos: controvérsias na utilização da tir e vpl na comparação de projetos. *Percurso*, v. 1, n. 13, p. 270–298, 2013. Citado na página 47.
- TOLMASQUIM, M. T. *Energia Renovável - Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica*. Rio de Janeiro: EPE, 2016. Citado na página 21.
- VILLALVA, M. G.; GAZOLI, J. R. *Energia Solar Fotovoltaica Conceitos e Aplicações: Sistemas Isolados e Conectados a Rede*. São Paulo: Saraiiva, 2016. Citado 6 vezes nas páginas 9, 25, 28, 29, 45 e 46.
- WHITE, F. M. *Mecânica dos fluidos*. [S.l.]: McGraw Hill Brasil, 1962. Citado 2 vezes nas páginas 8 e 77.
- WWF. *Potencial da Energia Solar Fotovoltaica de Brasília*. Brasília, Brasil, 2016. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.
- ÁGUAS, A. N. de. *Conjuntura dos Recursos Hídricos no Brasil*. Brasília: ANA, 2017. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 36.