

UNIVERSIDADE DE SÃO PAULO
PECE – PROGRAMA DE EDUCAÇÃO CONTINUADA DA ESCOLA POLITÉCNICA
DA USP

MÁRCIO MICHEL FACAS

ANÁLISE DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA NA PRODUÇÃO DE MILHO NO MATO
GROSSO DO SUL

SÃO PAULO
2017

MÁRCIO MICHEL FACAS

**ANÁLISE DA UTILIZAÇÃO DE ENERGIA NA PRODUÇÃO DE MILHO NO MATO
GROSSO DO SUL**

Monografia apresentada à Escola Politécnica da
Universidade de São Paulo para obtenção do título
de Especialista em Energias Renováveis, Geração
Distribuída e Eficiência Energética

Orientador:

Prof. Dr. Cláudio Roberto de Freitas Pacheco

SÃO PAULO

2017

Catálogo-na-publicação

Análise da utilização de energia na produção de milho no Mato Grosso do Sul. /
Márcio Michel Facas – São Paulo, 2017.

125 p.

Monografia (Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e
Eficiência Energética) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. PECE –
Programa de Educação Continuada em Engenharia.

1.Energia solar I. Universidade de São Paulo. Escola Politécnica. PECE-
Programa de Educação Continuada em Engenharia II.t.

DEDICATÓRIA

Este trabalho é dedicado às pessoas que sempre estiveram ao meu lado nesta vida, me acompanhando, me apoiando e, sobretudo acreditando na minha capacidade de enfrentar os desafios impostos pela vida e vence-los: meus pais Angelo (in memorian) e minha mãe Irene, meu irmão Marcelo, meus filhos Bruno e Bianca e principalmente minha esposa Monica, a quem desde o primeiro instante que tomei a decisão de mudar de carreira e iniciar este curso, me apoiou incondicionalmente e permitiu eu me dedicar exclusivamente ao aprendizado e estudos das energias renováveis.

“Meu pai Angelo, tenho certeza de que esteve ao meu lado todo esse tempo e que está feliz aí do Plano Espiritual por esta minha nova conquista!”.

Todos vocês são muito especiais para mim! Obrigado por me apoiar e compartilho com vocês este trabalho fruto de muito esforço e dedicação dos quais vocês também fazem parte!

Amo muito todos vocês!

AGRADECIMENTOS

Ao professor Doutor Cláudio Pacheco Roberto de Freitas, que me encantou com a sua didática em suas aulas. Este entusiasmo me levou a gostar ainda mais da energia solar e escrever minha monografia sob a sua orientação. Durante tempo que nos reunimos, sempre foi de uma dedicação extrema em me orientar, mostrando-me sempre o bom caminho a ser seguido para que fosse extraído o melhor resultado final. Eu lhe considero um excelente professor, bem como um ser humano ímpar!

Ao meu amigo Ivan Oliveira Santos, que abriu a literalmente a porteira de sua fazenda Flórida em Cassilândia, me permitindo utilizar os seus dados para este projeto e desde o seu início me apoiou com o seu entusiasmo que lhe é peculiar.

Ao Rogério Fernandes Domingues, engenheiro agrônomo da fazenda Flórida, sempre disponível em me fornecer as informações e conhecimentos técnicos tão importantes para o enriquecimento deste trabalho.

A todos os professores do curso compartilharam suas experiências e conhecimentos, permitindo que pudéssemos conhecer e estudar com maior profundidade as riquezas das energias renováveis!

Aos colegas de classe que por muitas vezes trouxeram suas dúvidas de forma a engrandecer nosso aprendizado.

Obrigado a todos vocês por participarem desta minha etapa de vida, pois direta ou indiretamente, me fizeram crescer, tanto pessoalmente como profissionalmente.

RESUMO

FACAS, Márcio Michel Facas. **Análise da utilização de energia na produção de milho no Mato Grosso do Sul: destaque para uso de energia solar**. 2017. 125f. Dissertação (Especialização) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

O agronegócio representa um peso grande e importante na economia brasileira, tendo a sua participação em torno dos 25% de todo o PIB nacional, na última década, importância esta que dá ao Brasil o apelido de celeiro mundial.

Diante deste cenário, o país que possui destaque mundial na produção de carnes suínas, bovinas e de frango, mas também na produção de grãos, onde é líder mundial em soja e ocupa o terceiro lugar na produção de grãos de milho. Este cereal, há anos vem sendo utilizado para a alimentação humana e de animais, bem como também utilizado para a fabricação de etanol combustível nos Estados Unidos.

Assim, apesar de tanta importância, o setor do agronegócio é ainda pouco explorado para a implantação de soluções de fontes de energias renováveis. Poucos ainda são os projetos implantados nas diversas propriedades rurais pelo país, tendo diversas iniciativas apoiadas pela EMBRAPA, bem como alguns projetos implantados por produtores rurais que já entenderam a importância e a sinergia dos seus negócios com as vantagens obtidas pelas diversas fontes de energias renováveis.

Este trabalho faz um estudo e levantamento das principais regiões produtoras de milho no país, relacionando-as aos seus potenciais de radiação solar, principal fator para a produção de energia solar fotovoltaica e térmica. Também faz um estudo mais aprofundado em uma propriedade rural no município de Cassilândia no Mato Grosso do Sul, de forma a verificar a viabilidade de se utilizar bombas alternativas movidas a rodas d'água ou bombas centrífugas movidas a energia elétrica para irrigação da cultura do milho através do sistema de pivô central. É realizado um estudo de viabilidade financeira para a implantação do sistema de bombeamento escolhido.

Ao final, realiza-se um balanço energético para a safra anual do milho, considerando a energia elétrica utilizada para a irrigação e a energia térmica utilizada para a secagem dos grãos de milho para silagem, comparando estas fontes de energias aos custos de produção e a receita obtida com a venda do milho.

Palavras-chave:

Produtividade do milho, radiação solar, gerador fotovoltaico, energia solar fotovoltaica, energia renovável.

ABSTRACT

FACAS, Márcio Michel Facas. **Análise da utilização de energia na produção de milho no Mato Grosso do Sul: destaque para uso de energia solar**. 2017. 125p. Dissertação (Especialização) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2017.

Agribusiness represents a large and important weight in the Brazilian economy, with its share of around 25% of the entire national GDP in the last decade, which gives Brazil the nickname of world barn.

In view of this scenario, the country that is a world leader in the production of pork, beef and chicken, but also in grain production, where it is the world leader in soybeans and ranks third in the production of corn grains. This cereal, for years has been used for human and animal feed, as well as used for the manufacture of ethanol fuel in the United States.

Thus, despite so much importance, the agribusiness sector is still little explored for the implementation of solutions of renewable energy sources. There are still few projects implemented in the country's rural properties, with several initiatives supported by EMBRAPA, as well as some projects implemented by rural producers that have already understood the importance and synergy of their businesses with the advantages obtained by the various sources of renewable energy.

This work makes a study and survey of the main maize producing regions in the country, relating them to their potential solar radiation, the main factor for the production of photovoltaic and thermal solar energy. It also makes a more detailed study in a rural property in the municipality of Cassilândia in Mato Grosso do Sul, in order to verify the feasibility of using alternative pumps driven by water wheels or centrifugal pumps powered by electric energy for irrigation of maize Through the central pivot system. A financial feasibility study is carried out for the implementation of the chosen pumping system.

At the end, an energy balance is realized for the annual corn crop, considering the electric energy used for irrigation and the thermal energy used for the drying of corn grains for silage, comparing these sources of energy to the production costs and the income from the sale of corn.

Keywords:

Maize productivity, sun radiation, photovoltaic generator, photovoltaic solar energy, renewable energy.

LISTAS DE FIGURAS

Figura 2.1- Coeficientes de cultura (K_c) X fases do ciclo de crescimento	28
Figura 2.2 - Índices de produção e produtividade - safra 2016/2017.....	30
Figura 2.3 - Esquema de uma bomba alternativa com dois pistões	31
Figura 2.4 - Bomba de roda d'água	32
Figura 2.5 - Pivô central	33
Figura 2.6 - Emissor tipo LEPA	34
Figura 2.7 - Estrutura do painel fotovoltaico	36
Figura 2.8 - Principais painéis fotovoltaicos.....	37
Figura 2.9 - Curvas I-V e P-V.....	38
Figura 2.10 - Influência da radiação solar na operação do módulo FV	40
Figura 3.1 - Produtividade do milho x energia solar total - 1ª Safra.....	50
Figura 3.2 - Produtividade do milho x energia solar total - 2ª safra	51
Figura 3.3 - Produtividade do milho x insolação diária total - 1ª safra	52
Figura 3.4 - Produtividade do milho x insolação diária total - 2ª safra	53
Figura 3.5 - Índice de radiação direta e difusa x produtividade - 1ª safra.....	54
Figura 3.6 - Índice de radiação direta e difusa x produtividade - 2ª safra.....	54
Figura 3.7 - Porteira principal da fazenda Flórida - Cassilândia/MS.....	55
Figura 3.8 - Localização geográfica da fazenda Flórida	56
Figura 3.9 - Gráfico da temperatura média de Cassilândia - MS.....	57
Figura 3.10 - Gráfico da temperatura em função da precipitação.....	57
Figura 3.11 - Irradiação solar no Plano Inclinado	58
Figura 3.12 - Plantação de milho - fazenda Flórida	59
Figura 3.13 - Comparativo de produtividade CONAB x Fazenda Flórida 2017 (saca/ha).....	59
Figura 3.14 - Vista do satélite da captação de água da fazenda Flórida	63
Figura 3.15 - Entrada do canal de água para a captação.....	63
Figura 3.16 - Desenho do dimensionamento da bomba de roda d'água	64
Figura 3.17- Bomba de pistão- modelo MSG-89D.....	66
Figura 3.18 – Roda d'água	67
Figura 3.19 – Suporte para roda d'água.....	67
Figura 3.20 - Moto bomba MSA-21R/F21	69
Figura 3.21 – Motor trifásico	71

Figura 3.22 - Painele Fotovoltalco CS6U-315P - Canadian Solar	74
Figura 3.23 - Inversor modelo SUN2000-17	78
Figura 3.24 - Faixa de utilização do inversor	88
Figura 3.25 - Esquema de ligações do sistema fotovoltaico.....	89
Figura 3.26 - Secador modelo KW 8	98
Figura 3.27 - Energia gasta anualmente nas safras do milho.....	101
Figura 3.28 - Custo de energia gasta anualmente nas safras do milho.....	103

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1- Comparativo o de área, produtividade e produção.....	25
Tabela 2.2 - Produção mundial (milhões de toneladas)	26
Tabela 2.3 - Estoques mundiais (milhões de toneladas)	26
Tabela 2.4 - Consumo mundial de Milho (milhões de toneladas)	27
Tabela 2.5 - Exportações mundiais (milhões de toneladas)	27
Tabela 2.6 - Consumo de água pelo milho (ciclo fenológico e total)	29
Tabela 2.7- Folha de dados em NOCT do módulo FV Canadian Solar CS6U	39
Tabela 2.8 - Dias médios recomendados para cada mês e valores de δ	41
Tabela 3.1 - Municípios grandes produtores de milhos por região	47
Tabela 3.2- Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia].....	48
Tabela 3.3 - Índice de energia média da irradiação solar [MJ/m ² .mes]	48
Tabela 3.4 - Energia total da irradiação solar na 1ª e 2ª safra [kWh/m ²]	49
Tabela 3.5 - Índices de produtividade do milho safra 2017/2017 (t/ha)	49
Tabela 3.6 - Insolação média mensal (h)	51
Tabela 3.7- Insolação Média Mensal [h] - 1ª e 2ª safra	52
Tabela 3.8 - Dados solarimétricos e coordenadas geográficas	58
Tabela 3.9 - Calendário de plantio e colheita do milho – fazenda Flórida	60
Tabela 3.10 - Curva característica da bomba.....	70
Tabela 3.11- Investimento para implantação do projeto fotovoltaico	91
Tabela 3.12 - Análise financeira pelo payback simples	92
Tabela 3.13 - Análise financeira pelo VPL.....	93
Tabela 3.14 - Análise financeira pela TIR.....	95
Tabela 3.15 - Quantidade futura de milho estimada por safra.....	96
Tabela 3.16 - Dados técnicos dos secadores Kepler Weber	98
Tabela 7.1- Análise de viabilidade financeira - 1º ano ao 14º ano.....	120
Tabela 7.2- Análise de viabilidade financeira - 15º ano ao 25º ano.....	121
Tabela 7.3 - Irradiação Direta e Difusa - mês de janeiro	122
Tabela 7.4 - Irradiação direta e difusa - mês de fevereiro	122
Tabela 7.5 - Irradiação direta e difusa - mês de março	122
Tabela 7.6- Irradiação Direta e Difusa - mês de abril	123
Tabela 7.7- Irradiação Direta e Difusa - mês de maio	123
Tabela 7.8 - Irradiação Direta e Difusa - mês de junho	123

Tabela 7.9 - Irradiação Direta e Difusa - mês de julho	124
Tabela 7.10 - Irradiação Direta e Difusa - mês de agosto	124
Tabela 7.11- Irradiação Direta e Difusa - mês de setembro	124
Tabela 7.12 - Irradiação Direta e Difusa - mês de outubro	125
Tabela 7.13 - Irradiação Direta e Difusa - mês de novembro	125
Tabela 7.14 - Irradiação Direta e Difusa - mês de dezembro	125

LISTA DE ABREVIATURAS E SÍMBOLOS

ABRAMILHO - Associação Brasileira de Milho

A_{MB} - Altura Manométrica da Bomba

ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica

BEN - Balanço Energético Nacional

C_{MB} - Consumo diário de energia elétrica motor da bomba centrífuga

C_{MM} - Consumo diário de energia elétrica dos motores dos motos redutores do pivô central

C_{sm} - Ciclo de secagem anual do milho

C_s - Capacidade do secador

C_{ls} - Consumo nominal de lenha no secador

C_{Aee} - Consumo anual de energia elétrica

$C_{TA\ ee}$ - Consumo total anual de energia elétrica irrigação

C_{ea} - Custo de energia elétrica anual

C_{ee} - Custo específico da energia elétrica na produção de milho

C_{eerm} - Custo específico da energia elétrica na receita do milho

C_{etrm} - Custo específico da energia térmica na receita do milho

C_{et} - Custo específico da energia térmica na produção de milho

C_{em} - Custo do [kWh] mensal de energia elétrica

C_m - Custo do metro cúbico de toras de pinus com casca

C_{sm} - Ciclo de secagem anual do milho

C_t - Capacidade do tambor

C_{Tsm} - Custo total da secagem do milho

CONAB - Companhia Nacional de Abastecimento

CRESESB - Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito

$C_{TA\ ee}$ - Consumo anual de energia elétrica

DEAGRO - Departamento de Agricultura

D_s - Duração da secagem do milho

E_f - Eficiência de irrigação

E_l - Consumo de energia da lenha

E_M - Energia elétrica consumida pelo motor da bomba

EMBRAPA - Empresa Brasileira de Pesquisas Agropecuárias

EP_b – Potência da bomba
 ET_c - Evapotranspiração da cultura do milho
 ET_m - Evapotranspiração potencial ou máxima FAO
 ET_o - Evapotranspiração da cultura de referência
 E_{GFV} - Energia diária média anual fornecida pelo gerador fotovoltaico
 E_{rede} - Energia média diária anual a ser injetada na rede
 E_s - Consumo de energia pelo secador
 FDI - Fator de Dimensionamento do Inversor
 $FIESP$ - Federação das Indústrias de São Paulo
 FV – Painele fotovoltaico
 G_T - Radiação solar média no plano de célula
 G_{ref} - Radiação solar nas condições STC
 H - Quantidade de energia solar média mensal
 \bar{H} : Irradiação média diária mensal incidente sobre a superfície horizontal medida por piranômetro disponível no atlas solarimétrico
 \bar{H}_b - Componente direto de irradiação diária média mensal sobre a superfície horizontal
 \bar{H}_d - Componente difuso de irradiação diária média mensal sobre a superfície horizontal
 H_i - Índice de Irradiação solar média mensal
 HL - Hora legal referente a longitude LO
 \bar{H}_0 - Irradiação extraterrestre integrada média diária mensal sobre a superfície horizontal
 HSP - Horas de Sol Pleno
 H_T - Energia solar incidente no plano do painel FV, média diária anual
 I_{mp} - Ponto de máxima corrente do módulo FV
 I_{OSC} - Corrente de Curto Circuito na STC
 I_{SC} - Corrente de Curto Circuito
 K_c - Coeficiente da cultura do milho
 \bar{K}_T - Índice de claridade diário médio mensal
 LB - Lâmina bruta de irrigação
 LL - Lâmina líquida de irrigação
 L_r - Lâmina complementar necessária para lavagem do solo
 $LEPA$ - Low energy precision application

MPPT – Maximum Power Point Tracking
 MWh_e- Consumo anual de energia elétrica
 MWh_t- Consumo anual de energia térmica
 N_b - Número de Bombas
 η_{inv} - Rendimento do inversor
 η_{SPMP} - Constante 0.99
 n - Número de painéis fotovoltaicos
 η - Número de ciclos por safra anual do milho
 η_{Tb} - Rendimento Total da Bomba
 NOCT – Normal Operation Cell Temperatures
 p-Si - Silício Policristalino
 PCH - Pequena Central Hidrelétrica
 P_b - Potência da bomba
 P_{Ef} - Peso específico do fluido água
 P_{INV}⁰ - Potência nominal do inversor
 P_{GFV}⁰ - Potência nominal do gerador fotovoltaico
 P_{mp} - Ponto de máxima potência do módulo FV
 P_{MP}⁰ - Potência máxima nominal do gerador fotovoltaico
 P_{TF} - Potência Transferida ao Fluido
 PV – Pannel fotovoltaico
 Q_{tc} - Quantidade de lenha consumida no secador no ciclo anual da safra
 r - Taxa de desconto
 Ra_{vm} - Receita anual da venda da safra anual do milho
 REN - Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica
 SELIC - Sistema Especial de Liquidação e de Custódia
 STC - Standard Test Conditions
 TIR - Taxa Interna de Retorno
 T_{a max} - Temperatura ambiente média anual máxima
 T_c - Temperatura da célula
 t_e - Tempo de enchimento
 T_{cref} - Temperatura da célula nas condições STC
 TD - Adimensional - taxa de desempenho do gerador
 T_{NOC} - Temperatura nominal de operação da célula
 T_{Cmax} - Temperatura máxima da célula do PV

T_{Cmin} - Temperatura mínima da célula
 T_{NOC} - Temperatura nominal da célula
 T_{max} - Temperatura média anual mínima da localidade
 T_{OC} - Temperatura da célula do PV em condições de teste STC
 T_{cmin} - Temperatura mínima da célula do PV
 T_s - Tempo diário de secagem do milho
 T_{sm} - Quantidade total de milho colhido na safra anual
 T_{op} - Tempo de operação diária
 USDA - United States Department of Agriculture
 V_a = Vazão d'água
 V_{max} - Vazão máxima requerida pelo pivô para máxima lâmina d'água
 V_{mb} - Vazão máxima de bombeamento pela roda d'água
 V_{mp} - Tensão no ponto de máxima potência
 V_{OC}^0 - Tensão nominal de circuito aberto do painel fotovoltaico
 V_{OCmax} - Tensão máxima de circuito aberto máxima do painel fotovoltaico
 V_{OCmin} - Tensão de circuito aberto mínima do painel fotovoltaico
 V_{omp} - Índice de Voltagem de Circuito Aberto (Voc) do fotovoltaico
 VPL - Valor presente líquido
 γ_{mp} - Coeficiente de temperatura para a potência máxima
 γ_{OC} - Coeficiente de temperatura de I_{OC} do fotovoltaico
 γ_{OC} - Coeficiente de temperatura de I_{OC} do fotovoltaico
 γ_{Pmax} - Coeficiente de temperatura de I_{Pmax} do fotovoltaico
 γ_{Pmax} - Coeficiente de temperatura de I_{SC} do fotovoltaico
 θ_z - Ângulo zenital
 δ - Declinação solar
 ϕ - Latitude do local
 ω - Ângulo horário do pôr do sol
 ω_s - Ângulo horário do pôr do sol

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO.....	19
1.1 Objetivo.....	21
1.2 Justificativa	21
1.3 Metodologia	22
2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	24
2.1 A cultura do milho	24
2.1.1 A origem do milho	24
2.1.2 A importância econômica do milho no Brasil e no mundo.....	24
2.1.3 Manejo de irrigação na cultura do milho	28
2.1.4 A radiação solar e a produtividade do milho	29
2.2.1 Bomba de pistão acionada por roda d'água.....	30
2.2.2 Tipos de acionamento das bombas de roda d'água	32
2.3 Pivô central de irrigação.....	32
2.3.1 Funcionamento do pivô central	33
2.3.2 Energia Solar Fotovoltaica	34
2.3.3 Gerador fotovoltaico.....	35
2.3.4 Curva de corrente em função da tensão e máxima potência	37
2.3.5 Características em NOCT	38
2.3.6 Influência da temperatura	40
2.3.7 Cálculo da irradiação solar no plano do módulo fotovoltaico	40
2.4 Análise de viabilidade econômico-financeira do projeto.....	44
2.4.1 Método do payback simples.....	44
2.4.2 Método do Valor Presente Líquido.....	44
2.4.3 Método da taxa interna de retorno	45

3. ESTUDOS DOS ASPECTOS ENERGÉTICOS DA PRODUÇÃO DE MILHO EM CASSILÂNDIA - MATO GROSSO DO SUL.....	47
3.1 Produtividade e energia total nas safras do milho	47
3.2 Localização e informações da instalação.....	55
3.2.1 Demanda total de bombeamento de água	60
3.3 Bombeamento de água para a irrigação	61
3.3.1 Dimensionamento da bomba de roda d'água	62
3.3.2 Dimensionamento da bomba centrífuga com motor elétrico	68
3.3.3 Decisão na escolha do tipo de bomba	71
3.4 Dimensionamento básico do pivô central.....	72
3.5 Especificação do gerador solar fotovoltaico.....	72
3.5.1 Determinação do consumo anual de energia elétrica	72
3.5.2 Estimativa do número de painéis através do método HSP	73
3.5.3 Escolha do painel fotovoltaico.....	74
3.5.4 Cálculos de operação da célula, do painel e do gerador FV	75
3.5.5 Escolha do inversor.....	78
3.5.6 Potência nominal do gerador fotovoltaico	78
3.5.7 Cálculo do fator de dimensionamento do inversor	79
3.5.8 Cálculos para a conexão dos painéis fotovoltaicos com o inversor	79
3.5.9 Condição de operação dos painéis fotovoltaicos	84
3.6 Análise de viabilidade econômico-financeira	89
3.6.1 Custos da instalação do sistema solar fotovoltaico.....	90
3.6.2 Análise do payback simples do projeto	91
3.6.3 Análise do VPL do projeto.....	92
3.6.4 Análise da TIR para o projeto	94
3.7 Balanço de energia elétrica e térmica na safra anual do milho	95
3.7.1 Quantidade de milho colhido por safra.....	96

3.7.2	Estabelecimento do ciclo de secagem do milho	96
3.7.3	Quantidade de lenha para queima.....	99
3.7.4	Consumo de energia pelo secador	99
3.7.5	Energia anual gasta na safra do milho.....	100
3.7.6	Custo anual da energia gasta na safra do milho.....	101
3.7.7	Custos específicos de energia na produção do milho.....	103
3.7.8	Custo específico de energia sobre a receita na venda do milho.....	104
4.	CONCLUSÃO	106
5.	REFERÊNCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	111
6.	ANEXO	116
6.1	Especificações Técnicas do Painel Fotovoltaico.....	116
6.2	Especificações do Inversor	117
6.3	Especificações Técnicas da Bomba Centrífuga Monoestágio	118
6.4	Bomba de Roda d'água	119
7.	APENDICE	120

1. INTRODUÇÃO

Já não é de hoje que o agronegócio no Brasil possui um papel importante na economia do país e responsável pela sustentação do PIB, respondendo pelo percentual em torno de 25% desde a última década, de acordo com os números da balança comercial brasileira e Ministério da Agricultura. Com os seus 8.515 milhões de metros quadrados, o Brasil é o quinto maior país do mundo em extensão territorial e o maior da América Latina. Apesar de possuir áreas com problemas de seca, como algumas localizadas no Nordeste, o Brasil possui uma grande área agriculturável que apresenta como fatores favoráveis o clima, qualidade do solo, disponibilidade de água, grande insolação e relevo. Com todos esses fatores, o país possui uma vocação natural para o agronegócio.

Ao mesmo tempo, o Brasil também possui uma vocação para a geração de energia elétrica de forma sustentável, possuindo a sua matriz energética predominantemente renovável, correspondendo por 81,7% do total da oferta de energia elétrica fornecidas por fontes renováveis, de acordo com o relatório do Balanço Energético Nacional 2017 ano base 2016. Apesar de este número ser favorável ao país, o mesmo deve-se muito a utilização da energia elétrica gerada pelas hidrelétricas, que apesar de ser renovável, a construção de uma usina impacta muito o meio ambiente, além de ter um alto custo para a sua construção e o seu projeto levar um tempo considerável para ser concluído. Desta forma, é imprescindível buscar novas fontes de geração de energias renováveis mais baratas e de implantação mais rápida que as atuais usinas hidrelétricas a fim de manter o crescimento da matriz energética através das energias renováveis.

Um setor da economia brasileira que pode auxiliar nesse crescimento e na sua ampliação é o agronegócio. Isso porque cada vez mais as propriedades rurais estão se modernizando para se manterem competitivas tanto diante do mercado nacional, quanto do interacional. Com isso, a demanda pela ampliação do consumo da energia elétrica se faz presente, devido cada vez mais à utilização de novos maquinários, pela automação de diversos processos outrora feitos de forma manual, bem como na modernização das atuais infraestruturas disponíveis nas propriedades rurais.

O que ajuda a impulsionar esse crescimento é o fato de que muitas distribuidoras de energia elétrica localizadas nas diversas regiões do país não

terem modernizado e expandido suas linhas de transmissões nas áreas rurais, ocasionando constantes quedas de energia, bem como na impossibilidade de ampliação na demanda de fornecimento requerido por algumas propriedades.

Com a publicação da Resolução Normativa Nº 482 em 2012 pela ANEEL e posteriormente atualizada no final de 2015, foi dado um grande incentivo à micro e mini geração de energia elétrica distribuída abrindo o caminho para a ampliação no uso das energias renováveis. Com isso, a energia solar fotovoltaica, uma das principais fontes já utilizadas, ganhou um maior impulso para se expandir ainda mais pelo território brasileiro, beneficiando-se das atualizações propostas por esta norma.

Desta forma, neste trabalho procurou-se fazer um levantamento entre as principais áreas produtoras de milho no Brasil, incluindo o estado do Mato Grosso do Sul, verificando os seus índices de produtividade e relacionando-os aos índices de radiação solar de suas localidades, de forma a verificar a relação existente entre eles. Posteriormente, este estudo se focou em uma propriedade rural existente no município de Cassilândia no estado do Mato Grosso do Sul, de forma a atender o sistema de irrigação da cultura do milho através do sistema de pivô central, comparando o bombeamento de água através do sistema de bombas alternativas movidas a roda d'água e o sistema de bombas centrífugas movidas à energia elétrica. Foi então dimensionado um gerador solar fotovoltaico para que atendesse toda a demanda de consumo de energia elétrica para o sistema de irrigação e analisada a viabilidade financeira deste sistema.

Ao final, foi calculado o balanço de energia térmica e elétrica gasta na safra anual do milho. Para isso, foi levantada a necessidade de consumo de energia térmica na propriedade rural destinada à secagem dos grãos de milho que seriam utilizados para silagem e comparada ao consumo de energia elétrica utilizada no processo de irrigação. Foram então levantados os custos de energia elétrica e térmica na safra anual do milho, assim como os custos específicos de energia relacionados sobre a produção e a receita obtidas com a venda do milho.

1.1 Objetivo

Esta monografia teve como objetivo fazer um estudo das principais regiões brasileiras produtoras de milho, relacionando os seus índices de radiação solar aos seus índices de produtividade, de forma verificar os seus relacionamentos. Foi realizado um estudo de aspecto técnico e financeiro relacionado à utilização do bombeamento de água para irrigação da cultura do milho entre bomba alternativa a pistão acionada por roda d'água e outra centrífuga movida a motor elétrico. Para esta, foi dimensionado um sistema de energia solar fotovoltaico conectado a rede elétrica, realizado um estudo técnico e análise financeira de forma a validar a sua viabilidade.

Finalmente, foi realizado um estudo comparativo entre a energia elétrica e térmica gasta no processo de irrigação e secagem dos grãos de milho na fazenda Flórida localizada em Cassilândia no estado do Mato Grosso do Sul.

1.2 Justificativa

É de se esperar que as regiões e cidades com alta incidência de radiação solar, um dos fatores preponderantes para o desenvolvimento do pé de milho, apresentem uma produtividade maior que as demais com menor incidência. Da mesma forma, estas regiões possuem um potencial grande para a implantação de projetos de geração de energia solar fotovoltaica.

O agronegócio a cada ano mostra a sua importância e peso para o PIB brasileiro, ao mesmo tempo em que gera diversos empregos. Porém, quando ocorre um período maior de estiagem, se faz necessário uma irrigação mais intensa das culturas, de forma que a produtividade seja mantida e mesmo evitar a perda da safra nos casos mais críticos. Uma das formas mais avançadas de irrigação é a utilização de pivôs centrais. Estes equipamentos operam movidos a motores elétricos e operam normalmente em ciclos diários de 21 horas. Desta forma, devem-se analisar formas de reduzir o consumo de energia elétrica fornecida pelas distribuidoras de energia nestes períodos de forma a manter os rendimentos dos produtores rurais. Ao mesmo tempo, o produtor rural precisa armazenar grãos em silos de forma a serem utilizados como mistura na ração dos animais em suas propriedades de forma adequada, evitando-se a umidade para

que não haja perda destes grãos. Para isso, são utilizados secadores que queimam lenha.

Assim, se faz necessário que sejam estudadas formas de se utilizar a geração distribuída através de fontes renováveis a fim de reduzir os custos com o consumo de energia elétrica pelas propriedades rurais, bem como ser elemento chave de apoio ao agronegócio brasileiro e assim ajudar no crescimento da economia brasileira.

1.3 Metodologia

- a) Foram levantadas as principais cidades produtoras de milho localizadas nas principais regiões produtoras no Brasil;
- b) Para cada uma das cidades e regiões escolhidas acima, foi levantada a irradiação solar diária média mensal durante o ano;
- c) Através do levantamento anterior, foi calculada a energia da irradiação solar diária mensal em cada região durante o ano;
- d) Foram estudados os resultados obtidos na produtividade do milho por estado e cidade escolhidos e comparados aos índices de energia solar incidente durante a primeira e segunda safra;
- e) Levantados os dados de insolação para cada região e comparados aos seus índices de produtividade na primeira e segunda safra;
- f) Calculados os índices de radiação direta e difusa para cada região produtora e comparada aos índices de produtividades destas regiões para a primeira e segunda safra;
- g) Para as localidades acima, foram analisadas os valores médios das fazendas e comparadas aos índices de produtividade das regiões onde estão localizadas;
- h) Levantados os dados do clima e irradiação solar referente à propriedade rural estudada;
- i) Para a propriedade, foram levantados os dados referentes à sua produtividade, necessidade de irrigação e o calendário de plantio anual da cultura do milho;

- j) Baseado na necessidade de irrigação da cultura do milho foi avaliado e escolhido o sistema de bombeamento de água que seria utilizado pelo sistema de pivô central;
- k) Após definido o sistema de bombeamento de água para a irrigação, foi calculada a necessidade de energia elétrica a ser consumida pelo motor da bomba centrífuga e pelos motores dos moto-redutora de tração do sistema de irrigação por pivô central;
- l) Posteriormente, foi dimensionado um sistema de geração de energia elétrica solar fotovoltaica conectada a rede elétrica para alimentar o sistema de pivô central;
- m) Para o sistema de geração de energia solar fotovoltaica conectada a rede elétrica, foi realizada uma análise de viabilidade financeira através dos cálculos de Payback, VPL e TIR;
- n) Levantadas às necessidades de consumo de energia térmica para secagem dos grãos de milho utilizados para silagem;
- o) Levantados e comparados os gastos de energia elétrica utilizada no processo de irrigação e de energia térmica utilizada no processo de secagem para a safra anual de milho na propriedade rural;
- p) Realizadas discussões e recomendações.

2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

2.1 A cultura do milho

2.1.1 A origem do milho

Há pelo menos 7.300 anos o milho participa da história alimentar mundial. Os primeiros registros de seu cultivo foram feitos em ilhas próximas ao litoral mexicano, mas rapidamente a cultura se espalhou por todo o país. Uma vez difundido no México, o grão se firmou como produto em países da América Central com clima propício para seu cultivo, como o Panamá, e também pela América do Sul. Assim, mais precisamente no sul Peru, grânulos de milho foram encontrados há 4 mil anos, revelando que há cerca de 40 séculos, pelo menos, já se cultivava o alimento por essa região do continente. No entanto, com o período de colonização do continente americano e as chamadas grandes navegações que ocorreram durante o século XVI, o milho se expandiu para outras partes do mundo, se tornando um dos primeiros itens na cultural mundial. No Brasil, o milho já era cultivado pelos índios antes mesmo da chegada dos portugueses, já que eles utilizavam o grão como um dos principais itens de sua dieta. Mas foi com a chegada dos colonizadores, cerca de 500 anos atrás, que o consumo do cereal no país aumentou consideravelmente e passou a integrar o hábito alimentar da população (APROSOJA, 2017).

2.1.2 A importância econômica do milho no Brasil e no mundo

O milho se consolidou como a segunda cultura mais importante para a agricultura brasileira na produção de grãos, representando 41,7% do total de grãos da safra de 2016/2017, com um total de 96 milhões de toneladas, de acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento (CONAB). Para a safra 2016/2017 que ainda se encontra em andamento, os resultados as projeções são bem animadoras, tendo uma projeção recorde na produção de milho, estimada em 88.969 toneladas ou um crescimento de 44,3% em relação à última safra de 2015/2016, devido à associação de melhores condições climáticas nas regiões

produtoras, bem como no aumento na projeção de quase 500.000 hectares na projeção de plantio.

As principais regiões produtoras de milho no Brasil são a região Centro-Oeste, a Sudeste e Sul. O estado do Mato Grosso é o maior produtor de milho, sendo responsável pela produção de 26,81 milhões de toneladas que representa 30% da produção nacional da safra 2016/17, segundo dados divulgados pela CONAB (tabela 2.1).

Tabela 2.1- Comparativo o de área, produtividade e produção.

REGIÃO/UF	ÁREA (Em mil ha)			PRODUTIVIDADE (Em kg/ha)			PRODUÇÃO (Em mil t)		
	Safra 15/16	Safra 16/17	VAR %	Safra 15/16	Safra 16/17	VAR. %	Safra 15/16	Safra 16/17	VAR %
	(a)	(b)	(b/a)	(c)	(d)	(d/c)	(e)	(f)	(f/e)
CENTRO-OESTE	7.067,4	7.854,0	11,1	3.996	5.944	48,7	28.244,4	46.685,2	65,3
MT	3.800,1	4.488,4	18,1	4.019	5.975	48,7	15.271,6	26.817,1	75,6
MS	1.681,0	1.777,9	5,8	3.730	5.356	43,6	6.269,5	9.523,1	51,9
GO	1.521,1	1.520,7	-	4.228	6.441	52,4	6.430,5	9.795,5	52,3
DF	65,2	67,0	2,8	4.184	8.201	96,0	272,8	549,5	101,4
SUDESTE	2.051,3	2.133,7	4,0	4.775	5.829	22,1	9.794,3	12.437,4	27,0
MG	1.208,4	1.288,6	6,6	4.900	6.009	22,6	5.921,0	7.742,9	30,8
ES	13,6	13,2	(2,9)	2.910	2.826	(2,9)	39,6	37,3	(5,8)
RJ	2,0	2,7	35,0	2.600	2.332	(10,3)	5,2	6,3	21,2
SP	827,3	829,2	0,2	4.628	5.609	21,2	3.828,5	4.650,9	21,5
SUL	3.805,4	4.097,2	7,7	6.068	6.732	11,0	23.089,7	27.582,9	19,5
PR	2.612,4	2.892,0	10,7	5.545	6.322	14,0	14.484,9	18.282,9	26,2
SC	370,0	400,3	8,2	7.330	8.152	11,2	2.712,1	3.263,2	20,3
RS	823,0	804,9	(2,2)	7.180	7.500	4,7	5.892,7	6.036,8	2,4

Fonte: CONAB (2017)

O milho tem uma grande importância no cenário mundial de produção de grãos, sendo o cereal mais produzido devido o seu valor nutricional e os seus benefícios à saúde, sendo muito utilizado na alimentação humana, na agricultura para a alimentação animal, matérias primas para a indústria, principalmente em função da quantidade e da natureza das reservas acumuladas nos grãos (KUNZ, 2005).

Os maiores produtores mundiais de milho são os Estados Unidos, a China e o Brasil (tabela 2.2), respectivamente, correspondendo por uma safra prevista de 1,40 bilhões de toneladas para 2016/17, sendo que os três países juntos, correspondem por 655 milhões de toneladas ou 63% de toda a safra mundial (USDA, 2017).

Tabela 2.2 - Produção mundial (milhões de toneladas)

Países	Safras		Variação	
	16/17	17/18 ¹	Abs.	(%)
EUA	384,8	362,1	-22,7	-5,9%
China	219,6	215,0	-4,6	-2,1%
Brasil	97,0	95,0	-2,0	-2,1%
U.E.28	60,7	61,6	0,9	1,5%
<i>Demais</i>	<i>306,8</i>	<i>303,2</i>	<i>-3,5</i>	<i>-1,2%</i>
Mundo	1.068,8	1.036,9	-31,9	-3,0%

Fonte: DEAGRO (2017)

Em termos de estimativas de volume de produção, tanto o Brasil quanto os Estados Unidos projetam para a safra de 2016/17, um recorde histórico, reflexo de maior área plantada e produtividade.

É importante analisar as estimativas de produção, porém, para que tenhamos uma visão macro do mercado do milho, é importante analisar também o volume dos estoques. O valor do milho é regulado pelo livre mercado, considerando a demanda e a oferta, pelo preço pago pela saca do milho, bem como pelas estimativas de produção das safras futuras. Caso haja um excedente grande de grãos ao final da safra, este se transformará em estoque para a safra seguinte. Com isso, haverá uma oferta maior de grãos na próxima safra, por consequência irá refletir nos preços das sacas e no volume da produção futura (IMEA, 2015). Neste cenário, o Brasil possui destaque, ocupando a terceira posição global, somente atrás de China e Estados Unidos, maiores produtores mundiais. (tabela 2.3).

Tabela 2.3 - Estoques mundiais (milhões de toneladas)

Países	Safras		Variação	
	16/17	17/18 ¹	Abs.	(%)
China	101,3	81,3	-20,0	-19,8%
EUA	60,2	59,1	-1,1	-1,9%
Brasil	9,8	9,6	-0,2	-2,0%
U.E.28	6,0	5,6	-0,4	-6,7%
<i>Demais</i>	<i>50,3</i>	<i>45,3</i>	<i>-4,9</i>	<i>-9,8%</i>
Mundo	227,5	200,8	-26,7	-11,7%

Fonte: DEAGRO (2017)

No cenário de consumo mundial do milho, temos a liderança dos Estados Unidos, país responsável por esta posição há anos. Porém, quem mais vem se destacando em crescimento de consumo é a China, que desde 2010 vem apresentando aumentos, assim como no volume dos seus estoques. Esse aumento de consumo se dá em decorrência do seu crescimento econômico, bem como pela sua grande população. O Brasil encontra-se em 4º lugar, atrás dos Estados Unidos, China e Comunidade Europeia (tabela 2.4).

Tabela 2.4 - Consumo mundial de Milho (milhões de toneladas)

Países	Safras		Variação	
	16/17	17/18 ¹	Abs.	(%)
EUA	313,6	316,9	3,3	1,1%
China	232,0	238,0	6,0	2,6%
U.E.28	72,5	74,7	2,2	3,0%
Brasil	60,5	61,5	1,0	1,7%
<i>Demais</i>	<i>352,7</i>	<i>372,5</i>	<i>19,8</i>	<i>5,6%</i>
Mundo	1.031,3	1.063,6	32,3	3,1%

Fonte: DEAGRO (2017)

Segundo o IMEA, Como observado nas importações, as exportações também cresceram em ritmo acelerado nas últimas safras. Atualmente o mercado de exportação de milho é praticamente dominado por quatro países: EUA, Brasil, Ucrânia e Argentina. Os dois primeiros se caracterizam por serem grandes produtores e também consumirem boa parte da sua produção. Já a Ucrânia e a Argentina destinam mais de 60% da sua produção para o mercado externo, demonstrando assim grande dependência das exportações para escoarem seu milho.

Tabela 2.5 - Exportações mundiais (milhões de toneladas)

Países	Safras		Variação	
	16/17	17/18 ¹	Abs.	(%)
EUA	56,5	47,6	-8,9	-15,7%
Brasil	34,0	34,0	0,0	0,0%
Argentina	27,5	28,5	1,0	3,6%
Ucrânia	20,5	20,5	0,0	0,0%
<i>Demais</i>	<i>21,2</i>	<i>21,8</i>	<i>0,6</i>	<i>2,9%</i>
Mundo	159,7	152,5	-7,3	-4,6%

Fonte: DEAGRO (2017)

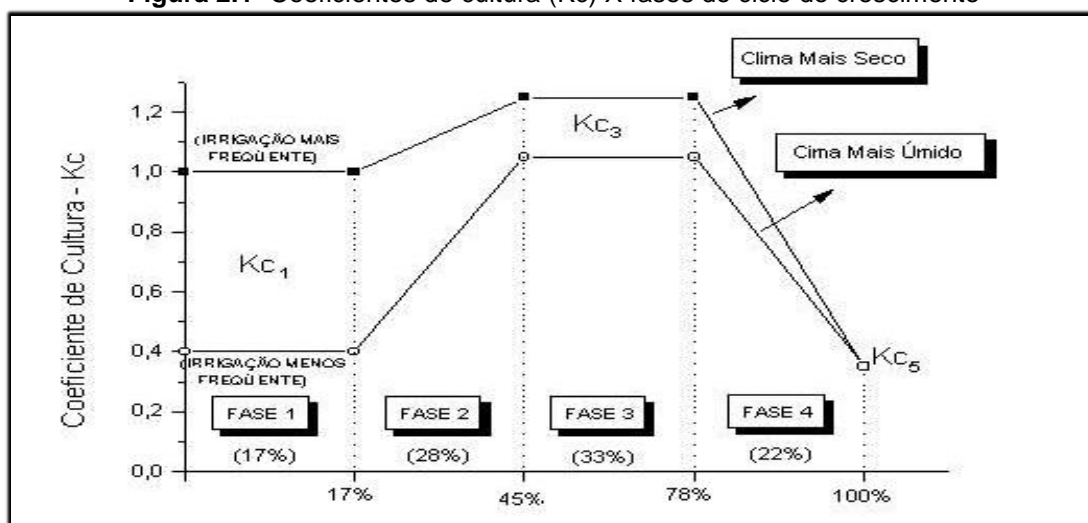
2.1.3 Manejo de irrigação na cultura do milho

O manejo da irrigação da cultura do milho nada mais é do que estabelecer o momento correto de aplicar água e a sua respectiva lâmina (quando e quanto aplicar).

Abaixo estão descritos dois conceitos importantes:

- Evapotranspiração da cultura (E_{TC}): “Água necessária a uma cultura é equivalente a sua evapotranspiração (E_{TC}), que é a combinação de dois processos (evaporação da água do solo + transpiração das plantas). Daí, a necessidade hídrica de uma cultura é baseada em sua evapotranspiração potencial ou máxima (E_{TM}) e é expressa, normalmente, em milímetros por dia” (ALBUQUERQUE, 2012).
- Coeficiente de cultura do milho (K_c): “Os valores do coeficiente de cultura (K_c) do milho são influenciados pelas características da variedade ou cultivar empregada, época de semeadura, estágio de desenvolvimento da cultura e condições gerais de clima. O milho, por ser uma cultura de ciclo curto ou anual, pode ter o seu estágio de desenvolvimento dividido em quatro fases, para efeito do estudo da evolução dos valores de K_c ao longo do tempo (Figura 2.1). Segundo dados adaptados de Allen et al. (1998), para diversas regiões do mundo, a duração do ciclo fenológico do milho para produção de grãos, varia de 110 a 180 dias, cujas fases 1, 2, 3 e 4 correspondem a 17%, 28%, 33% e 22%, respectivamente, do ciclo total” (ALBUQUERQUE, 2012).

Figura 2.1- Coeficientes de cultura (K_c) X fases do ciclo de crescimento



Fonte: EMBRAPA (2006)

Os valores aproximados do consumo de água pela cultura do milho por fase do ciclo fenológico e total em função da demanda evaporativa, são mostrados na tabela 2.6.

Tabela 2.6 - Consumo de água pelo milho (ciclo fenológico e total)

Demanda evaporativa*	Consumo (mm)				
	Fase 1**	Fase 2	Fase 3	Fase 4	Total
Baixa	70	130	175	75	450
Moderada	65	140	210	85	500
Alta	60	150	240	100	550
Muito Alta	60	165	260	115	600

Fonte: EMBRAPA (2006)

2.1.4 A radiação solar e a produtividade do milho

Na agricultura, um dos objetivos principais dos produtores rurais é a busca pelo aumento da produtividade na plantação de suas culturas e com a cultura do milho, não poderia ser diferente. Para que ela possa ter um alto rendimento e uma alta produtividade, um dos fatores determinantes para que isso ocorra, está relacionado com a radiação solar. Embora a temperatura e o foto-período sejam os principais fatores que atuam sobre o desenvolvimento vegetal, do ponto de vista quantitativo e qualitativo, a radiação solar é fundamental para o desenvolvimento e o crescimento vegetal na agricultura, fator determinante do rendimento de uma cultura (KUNZ et al., 2007).

A maneira como a radiação fotossinteticamente ativa é interceptada pelo dossel das plantas é fundamental para a fotossíntese e para a produção da cultura (Stewart et al., 2003).

A CONAB, órgão do governo federal, divulga boletins mensais de acompanhamento da safra brasileira de grãos, trazendo diversas informações, tais como área plantada, índices de produção e de produtividade, estimados para cada início de safra e estes índices são atualizados mensalmente no decorrer da safra (figura 2.2).

Figura 2.2 - Índices de produção e produtividade - safra 2016/2017

REGIÃO/UF	ÁREA (Em mil ha)			PRODUTIVIDADE (Em kg/ha)			PRODUÇÃO (Em mil t)		
	Safra 15/16	Safra 16/17	VAR %	Safra 15/16	Safra 16/17	VAR. %	Safra 15/16	Safra 16/17	VAR %
CENTRO-OESTE	7.067,4	7.609,9	7,7	3.996	5.758	44,1	28.244,4	43.816,9	55,1
MT	3.800,1	4.294,2	13,0	4.019	5.695	41,7	15.271,6	24.453,5	60,1
MS	1.681,0	1.728,0	2,8	3.730	5.201	39,4	6.269,5	8.986,6	43,3
GO	1.521,1	1.520,7	-	4.228	6.450	52,6	6.430,5	9.808,1	52,5
DF	65,2	67,0	2,8	4.184	8.488	102,9	272,8	568,7	108,5
SUDESTE	2.051,3	2.136,7	4,2	4.775	5.679	18,9	9.794,3	12.133,4	23,9
MG	1.208,4	1.290,1	6,8	4.900	5.973	21,9	5.921,0	7.708,3	30,2
ES	13,6	13,4	(1,5)	2.910	2.857	(1,8)	39,6	38,3	(3,3)
RJ	2,0	2,7	35,0	2.600	2.332	(10,3)	5,2	6,3	21,2
SP	827,3	830,5	0,4	4.628	5.277	14,0	3.828,5	4.382,5	14,5
SUL	3.805,4	4.057,7	6,6	6.068	6.524	7,5	23.089,7	26.474,2	14,7
PR	2.612,4	2.852,5	9,2	5.545	6.025	8,7	14.484,9	17.186,8	18,7
SC	370,0	400,3	8,2	7.330	8.000	9,1	2.712,1	3.202,4	18,1
RS	823,0	804,9	(2,2)	7.160	7.560	5,6	5.892,7	6.085,0	3,3

Fonte: CONAB (2017)

2.2 Bomba de pistão acionada por roda d'água

Este conjunto é formado por uma máquina motriz (roda) que aciona uma bomba alternativa (de pistão), também chamada de bomba de roda d'água.

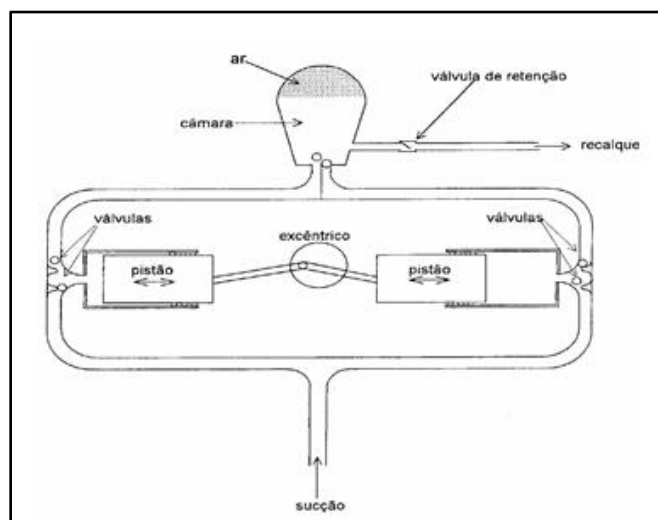
O principal inconveniente das rodas d'água é a pequena velocidade que desenvolvem o que leva à necessidade de utilizar um sistema multiplicador de velocidade.

As rodas d'água apresentam as seguintes vantagens:

- Podem ser instaladas em locais de pequeno desnível;
- São de construção e manutenção fácil e barata;
- Água para seu acionamento pode ser suja ou imprópria para o consumo humano;
- Alternativa de Energia;
- Não gasta combustível;
- Trabalha dia e noite.

A bomba alternativa constitui-se basicamente, de uma roda de chapas de aço dotada de caçambas, um eixo de transmissão, em aço, girando sobre mancal com rolamento de esferas, uma bomba alternativa dotada de conjunto de lubrificação, tubulação de sucção, câmara de ar, tubulação de recalque com válvula de retenção e um cavalete de sustentação do sistema (figura 2.3).

Figura 2.3 - Esquema de uma bomba alternativa com dois pistões



Fonte: BARROS (2007)

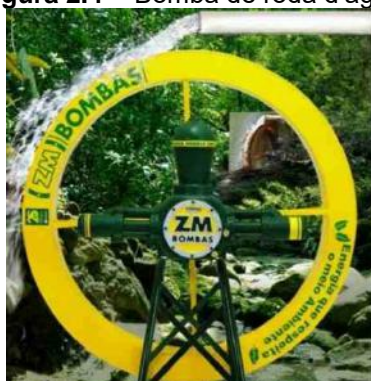
De acordo com MAEDA (2010) “uma bomba alternativa pode ser caracterizada como aquela que possui movimento de vai e vem de um pistão ou êmbolo, podendo seu para frente e para trás ou para cima e para baixo, diferindo do funcionamento das bombas centrífuga e rotativa que possuem movimento circular. O movimento circular da roda é transformado em movimento retilíneo, por meio de excêntricos instalados na extremidade do eixo de transmissão da roda d’água, cada um dos quais comanda uma biela e um pistão correspondente. Durante o movimento alternado de vai e vem, um dos pistões, pelo sentido do seu deslocamento, cria uma depressão (vácuo) abrindo a válvula de sucção, permitindo, assim, a entrada de água no cilindro devido à ação da pressão atmosférica reinante do reservatório de sucção (a escorva ocorre automaticamente – bomba autoescorvante). Neste mesmo tempo, o outro pistão, pelo seu movimento, desloca ou força a abertura da válvula de descarga e a água escoar para fora do cilindro contra a pressão resultante da carga dinâmica. Um dos inconvenientes da bomba de pistão se prende ao movimento intermitente da água recalçada. Esse inconveniente é atenuado com emprego câmaras de ar que funcionam como se fossem uma mola, tendendo a regularizar o jato d’água”.

2.2.1 Tipos de acionamento das bombas de roda d'água

Existem três sistemas de acionamento de roda d'água mais utilizados:

- Água caindo sobre a roda: Neste caso, a água é levada até a roda através de um tubo. Este tipo de instalação é o preferido e o mais eficiente (figura 2.3).
- Água conduzida em canaleta, passando sob a roda: É usado quando a queda d'água for insuficiente para acionar a roda por cima. Neste caso, a roda é instalada dentro de uma canaleta.
- Conjunto bomba-roda sobre flutuadores: Trata-se de um conjunto flutuante projetado especialmente para ser usado em correnteza de rio ou ribeirão. É usado quando o terreno não dispõe de queda para acionamento normal nem desnível para acionamento através de roda com pás planas em canaleta.

Figura 2.4 - Bomba de roda d'água



Fonte: ROCHFER (2017)

2.3 Pivô central de irrigação

O pivô central de irrigação é um sistema que permite irrigar uma determinada cultura em uma área circular projetada para receber a estrutura do sistema. Em seu centro, fica localizada tubulação de água que irá girar em torno de si em forma circular movimentando uma estrutura suspensa de tubulação, que irá aspergir a água sobre a cultura que se deseja irrigar.

A grande aceitação do pivô central deve-se a vários fatores, entre eles:

- Necessidade mínima de mão de obra;

- Simplicidade de operação;
- Adapta-se a terrenos planos e ondulados (até 20%);
- Pode aplicar fertilizantes via água;
- Consegue irrigar de forma localizada desde que plantado em círculos.

Figura 2.5 - Pivô central



Fonte: LINDSAY (2017)

Os componentes principais de um sistema de pivô central são:

- Unidade de bombeamento (elétrico ou diesel);
- Adutora (PVC ou metálica);
- Torre central do pivô;
- Linha lateral montada sobre torres móveis e estrutura metálica;
- Painel de comando na torre central;
- Aspersores.

2.3.1 Funcionamento do pivô central

O funcionamento do sistema de pivô central é descrito de forma resumida por LIMA (2017), como

o painel de comando do pivô, através de seu percentímetro, ajusta a velocidade de movimentação da última torre. Caso esteja ajustado em 100%, ela se move continuamente na velocidade de aproximadamente 250 m/h. As torres internas movem-se toda vez que o ângulo de declinação de um vão em relação ao outro for superior a um valor predeterminado (em geral 5 graus). Um mecanismo simples detecta tal variação no ângulo e mecanicamente aciona uma chave elétrica permitindo a passagem de corrente para um motor de $\frac{3}{4}$ ou de 1 cv, localizado sobre a

base da torre. Este motor, designado moto-redutor, aciona um conjunto de engrenagens, girando um eixo que faz movimentar outro conjunto moto-redutor localizado junto à roda da torre. Desse modo, as torres do pivô se movimentam em velocidade constante, parando somente se a declinação entre os vãos estiver abaixo do ângulo máximo permitido. Como os vãos possuem ângulo variável entre si, a junção dos mesmos é feita através de uma junta articulada flexível de borracha. Além da última torre, pode haver um lance de tubulação designado como balanço. Este lance é normalmente constituído de 1 a 4 tubos. Cada tubo tem aproximadamente 6,7 metros. Os vãos mais internos, próximos do centro do pivô, possuem em geral maior diâmetro, pois transportam maior vazão. São formados por tubulações constituídas de 6, 7, 8 ou 9 tubos. A altura das torres também pode variar. Em geral são de 3 metros podendo atingir até mesmo 5 metros de altura (irrigação de fruteiras, citrus, mamão, cana, etc.). A torre central é fixa, ou seja, não se move. A água aplicada pelo pivô é feita através de aspersores do tipo spray que funcionam na posição invertida.

Para plantio no formato circular (círculos concêntricos), cada emissor irriga uma linha de plantas e neste caso a irrigação pode ser aplicada de forma localizada pelos emissores tipo LEPA (low energy precision application), onde a aplicação precisa de baixo consumo de energia e pressão, como mostrado na figura 2.6.

Figura 2.6 - Emissor tipo LEPA



Fonte: SENNINGER (2017)

2.4 Energia Solar Fotovoltaica

A conversão da energia presente na radiação da luz em energia elétrica é um fenômeno físico chamado de efeito fotovoltaico. De acordo com VILLALVA (2015), “esse fenômeno ocorre quando a luz, ou radiação eletromagnética do sol, incide sobre uma célula composta de materiais semicondutores com propriedades específicas”.

PINHO; GALDINO (2014) explica que “as principais tecnologias aplicadas na produção de células e módulos fotovoltaicos são classificadas em três gerações, sendo a primeira dividida em duas cadeias produtivas: silício monocristalino (m-Si) e silício policristalino (p-Si) que representam mais de 85% do mercado, por ser considerada uma tecnologia consolidada e confiável, e por possuir a melhor eficiência comercialmente disponível. A segunda geração, comercialmente denominada de filmes finos, apresenta menor eficiência do que a primeira, com modesta participação no mercado, além de vida útil menor e baixo rendimento das células e tóxica devido ao uso do cádmio na sua composição. Já a terceira, ainda está em fase de pesquisa, testes e produção em pequena escala, divide-se em três cadeias produtivas, sendo célula fotovoltaica multijunção e para concentração, células sensibilizadas por corante e células orgânicas ou poliméricas”. Muitas destas novas tecnologias embora apresentem maior eficiência e apresentem capacidade de serem produzidas, não conseguem fazer frente às atuais tecnologias que estão no mercado devido os seus altos custos.

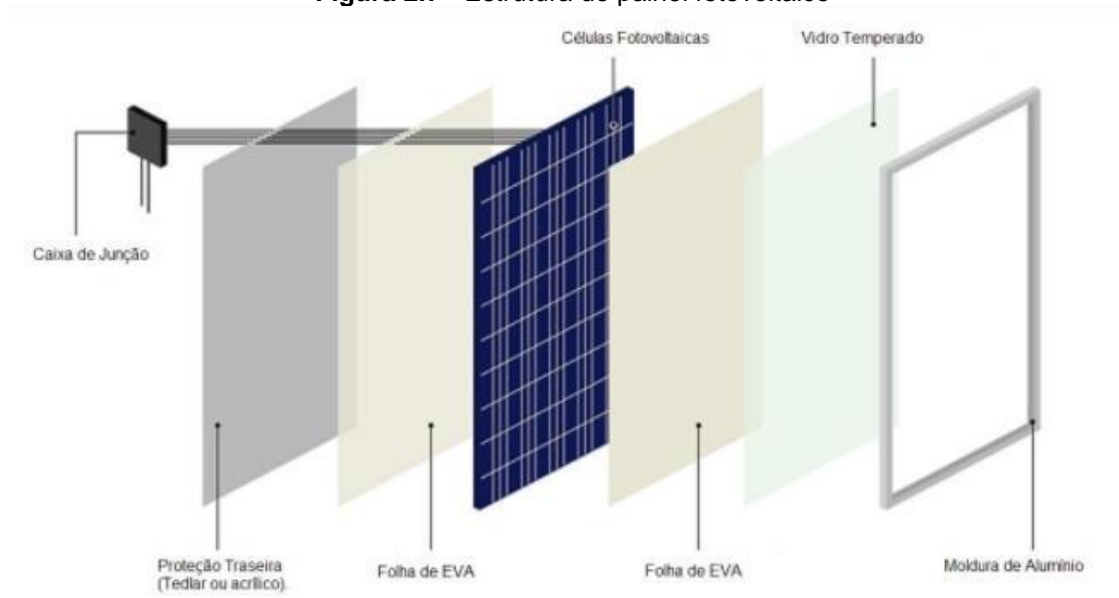
2.4.1 Gerador fotovoltaico

Zilles et al. (2012) define como gerador fotovoltaico “qualquer dispositivo capaz de converter energia solar em eletricidade por meio de efeito fotovoltaico, sendo a célula fotovoltaica o dispositivo que constitui a unidade básica”. Existem outras denominações para o gerador fotovoltaico, tais quais painel fotovoltaico, placa fotovoltaica ou módulo fotovoltaico e que são muitas vezes referenciados nas diversas literaturas sobre o tema, possuindo o mesmo significado e a mesma utilização.

A célula fotovoltaica sozinha produz baixos valores de tensão e de corrente. Duffie (2013) diz que uma célula fotovoltaica de 1 cm² de área, quando submetida a uma insolação de 1000 W/m², apresenta uma tensão de circuito aberto (V_{OC}) entre seus terminais de aproximadamente 0,6 V e uma corrente de curto-circuito (I_{SC}) entre 20 e 30 mA. Assim, de forma a se obter maiores níveis de tensão na saída do gerador, devem-se conectar as células em série podendo-se chegar a aproximadamente 42 V. O mesmo acontece para se obter maiores níveis de corrente na saída, devendo-se agrupar as células em paralelo, chegando-se a corrente elétrica em aproximadamente a 7,6 A. Estas

células são então montadas em uma estrutura rígida e conectadas eletricamente, denominando-se painel fotovoltaico, sendo também composto em sua estrutura por vidro temperado, lâmina plástica EVA, proteção traseira em Tedlar, caixa de junção e moldura de alumínio. (figura 2.7).

Figura 2.7 - Estrutura do painel fotovoltaico


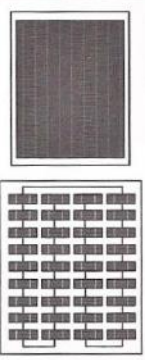

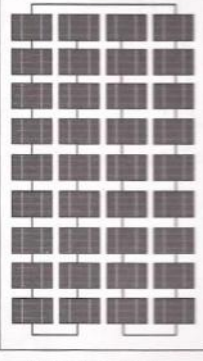


Fonte: Solcentral (2017)

Os painéis fotovoltaicos tradicionalmente encontrados no mercado, dependendo da potência e uso, podem ser compostos por 36, 60 ou 72 células.

Na figura 2.8, são mostrados alguns modelos de painéis fotovoltaicos, tipos e usos mais comuns.

Figura 2.8 - Principais painéis fotovoltaicos

0-2 Wp Micropotência 0-500 cm ²	2-10 Wp Baixa potência 500 cm ² - 0,2 m ²	20-50 Wp Média potência 0,2 m ² - 0,5 m ²	50-300 Wp Alta potência > 0,5 m ²
 <p>Célula solar tipo "interior" de 1,5 V a 6 V</p> <p>Módulo pequeno de silício amorfo de 4 V a 12 V</p>	 <p>Módulo de silício amorfo, CIS ou silício policristalino em 6 V ou 12 V</p>	 <p>Módulo de silício cristalino, mono ou poli (e às vezes CIS) 6 V ou 12 V</p>	 <p>Módulo de silício cristalino, mono ou poli e amorfo em 12 V, 24 V, ...</p>
Calculadoras, relógios, medidas médicas, telefones de urgência, alarmes etc.	Instrumentação, sinalização de estradas, estações meteorológicas, cercas eletrificadas, eletrificação rural, náutica etc.		Casas isoladas, eletrificação rural, conexão à rede elétrica, postos de telecomunicações e centrais solares

Fonte: Zilles et al. (2012)

2.4.2 Curva de corrente em função da tensão e máxima potência

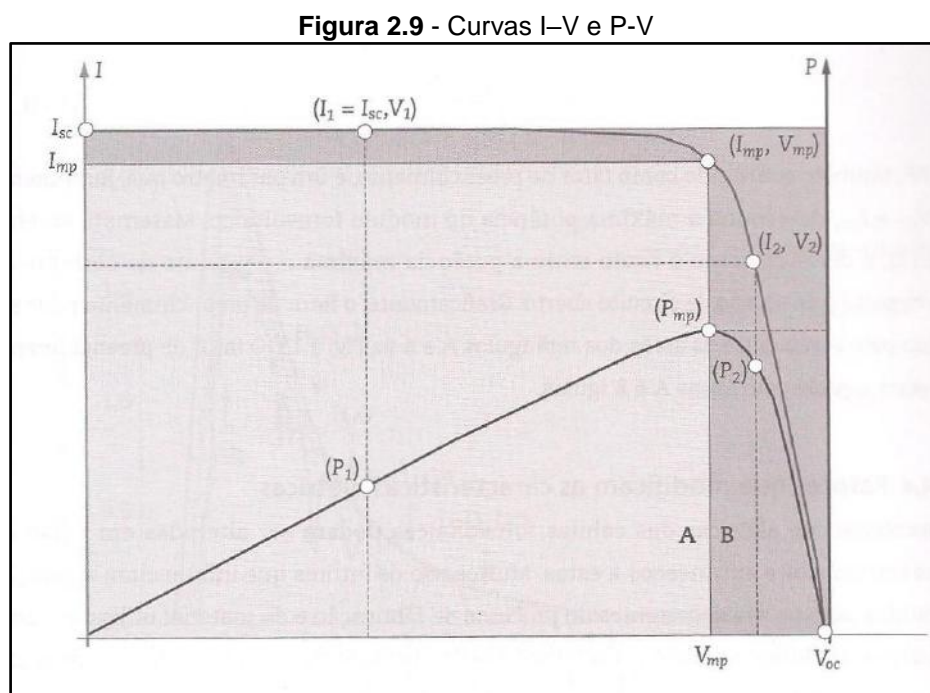
A curva característica corrente em função da tensão é definida como a representação dos valores de saída de um conversor fotovoltaico em função da tensão, para condições pré-estabelecidas de temperatura e radiação. A partir da curva $I - V$, determinada sob as suas condições padrão de teste (STC), de uma célula ou módulo fotovoltaico, obtém-se os principais parâmetros que determinam sua qualidade e desempenho (Zilles et al., 2012).

A sigla inglesa STC para Standard Test Conditions, se refere à condição padrão de teste realizada em laboratórios com ambientes controlados, por todos os fabricantes de painéis fotovoltaicos, sendo estes são submetidos a uma irradiância solar de 1000 W/m² e a uma temperatura de 25 °C.

Assim, através das condições padrão de STC que são fornecidas pelos fabricantes dos painéis fotovoltaicos, pode-se obter os seguintes parâmetros de desempenho:

- Tensão de circuito aberto (V_{OC}): é a tensão que é medida na saída do módulo fotovoltaico quando não existe nenhuma carga conectada a ele e seus terminais estão abertos.
- Corrente de Curto-circuito (I_{SC}): é medida quando os terminais de saída do módulo fotovoltaico são curto-circuitados. Por não existir uma tensão elétrica a corrente atinge o seu valor máximo, dependendo da incidência de luz.
- Ponto de máxima potência (P_{mp}): ponto da curva ($I - V$) onde ocorre a máxima transferência de potência da célula para a carga

Na figura 2.9, temos a curva I-V, representada pela letra A em cinza claro e a curva de potência P-V pela letra B, em cinza escura.



Fonte: Zilles et al. (2012)

2.4.3 Características em NOCT

Um módulo fotovoltaico exposto ao tempo irá operar em condições de temperaturas mais altas e de insolação menores que aquelas condições estabelecidas em laboratório (STC). De forma a determinar a potência de saída da célula fotovoltaica, é importante determinar a temperatura de operação do

módulo fotovoltaico. Assim, a temperatura nominal de operação da célula (do Inglês, nominal operating conditions temperature, NOCT), é definida como a temperatura alcançada pelas células de circuito aberto em um módulo sobre as condições de taxa de irradiação solar na superfície da célula em 800 W/m², temperatura da célula em 48,4 °C, temperatura do ar em 20 °C e velocidade do vento em 1/s.

Desta forma, nas condições de NOCT, são estabelecidas condições mais realistas para se determinar quanta energia o painel fotovoltaico poderá fornecer.

Todos os fabricantes de módulos fotovoltaicos respeitáveis fornecem juntamente com os seus produtos a folha de dado que contém estes dados, conforme descritos na figura 2.7.

Tabela 2.7- Folha de dados em NOCT do módulo FV Canadian Solar CS6U

Dados Elétricos - NOCT					
Modelo CS6U	Unid.	315P	320P	325P	330P
Máxima potência nominal (P_{mp})	[W]	228	232	236	239
Tensão de Operação (V_{mp})	[V]	33,4	33,6	33,7	33,9
Corrente de Operação (I_{mp})	[A]	6,84	6,91	6,98	7,05
Tensão de Circuito Aberto (V_{oc})	[A]	41,5	41,6	41,8	41,9
Corrente de Curto Circuito (I_{sc})	[A]	7,44	7,50	7,57	7,66
Sob condições NOCT , irradiação de 800 W/m ² , AM 1,5, temperatura ambiente de 20 °C e vento a uma velocidade de 1 m/s					

Fonte: Canadian Solar (2017)

A temperatura das células que integram um painel fotovoltaico pode ser calculada através da seguinte equação,

$$T = T_A + \frac{(NOCT-20)}{800} \cdot G \quad (2.1)$$

Onde,

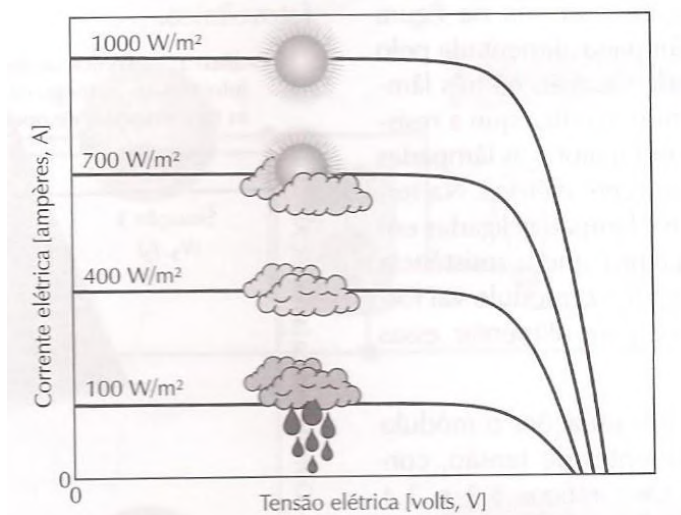
- T = Temperatura a célula [°C];
- T_A = Temperatura do ar [°C];
- G = Intensidade da radiação incidente (W/m²).

2.4.4 Influência da temperatura

A temperatura tem influência na tensão que o módulo fornece em seus terminais e consequentemente na potência fornecida. Em temperaturas mais baixas as tensões são maiores e em temperaturas mais altas, as tensões são menores (VILLAVA, 2015).

VILLAVA (2015) diz que “a corrente fornecida pelo módulo não se altera com a temperatura, Uma consequência da variação sobre o módulo fotovoltaico é que, quando a temperatura aumenta, a potência fornecida pelo módulo diminui, pois a potência é o produto da tensão e da corrente do módulo”. (figura 2.10).

Figura 2.10 - Influência da radiação solar na operação do módulo FV



Fonte: VILLALVA (2015)

2.4.5 Cálculo da irradiação solar no plano do módulo fotovoltaico

Para se estimar a energia disponível para a análise de relação entre produtividade do milho e a radiação solar, foi utilizado o modelo matemático de Liu-Jordan (1962) modificado por Klein (1977), que calcula a irradiação média diária mensal incidente sobre uma superfície plana.

Os seguintes dados foram necessários para os cálculos:

- ϕ : latitude do local, $-90^\circ < \phi < 90^\circ$;
- δ : declinação solar - posição angular do sol em relação ao plano do equador ao meio-dia, $-23,45 < \delta < 23,45$;

- ω : ângulo horário do pôr do sol, $-180^\circ \leq \omega \leq 180^\circ$ manhãs; <0 tardes >0 ;
- ω_s : ângulo horário do pôr do sol;
- θ_z : ângulo zenital, $0 \leq \theta_z \leq 90^\circ$;
- HL: hora legal referente a longitude LO da hora legal;
- \bar{H}_0 : irradiação extraterrestre integrada média diária mensal sobre a superfície horizontal (J/m^2 dia);
- \bar{H} : irradiação média diária mensal incidente sobre a superfície horizontal medida por piranômetro disponível no atlas solarimétrico (MJ/m^2 dia);
- \bar{K}_T : índice de claridade diário médio mensal;
- \bar{H}_d : componente difuso de irradiação diária média mensal sobre a superfície horizontal (MJ/m^2 dia);
- \bar{H}_b : componente direto de irradiação diária média mensal sobre a superfície horizontal (MJ/m^2 dia);

Assim, a sequência de cálculo utilizado para definição da radiação direta (\bar{H}_b) e da radiação difusa (\bar{H}_d) para as localidades deste estudo foram:

1. Determinada a declinação solar (δ) para o dia médio de cada mês, de acordo com a Tabela 2.8.

Tabela 2.8 - Dias médios recomendados para cada mês e valores de δ

Month	n for i th Day of Month	For Average Day of Month		
		Date	n	δ
January	i	17	17	-20.9
February	$31 + i$	16	47	-13.0
March	$59 + i$	16	75	-2.4
April	$90 + i$	15	105	9.4
May	$120 + i$	15	135	18.8
June	$151 + i$	11	162	23.1
July	$181 + i$	17	198	21.2
August	$212 + i$	16	228	13.5
September	$243 + i$	15	258	2.2
October	$273 + i$	15	288	-9.6
November	$304 + i$	14	318	-18.9
December	$334 + i$	10	344	-23.0

Fonte: DUFFIE; BECKMAN (2013)

2. Calculado o ângulo da declinação solar:

$$\delta = 23,45 * \text{sen} \left(\frac{360}{365} * (284 + n) \right) \quad (2.2)$$

3. Calculado B, para a determinação da Hora Legal:

$$B = \left(\left(\frac{360}{364} \right) * (n - 81) \right) \quad (2.3)$$

4. Calculado E para a determinação da correção de hora:

$$E = 9,87 * \text{Sen} (2B) - 7,53 * \text{Cos} (B) - 1,5 * \text{Sen}(B) \quad (2.4)$$

5. Calculado então a correção de hora (corhora) considerando a latitude e longitude de cada localidade:

$$\text{Corhora} = \frac{(4 * (LO-L) + E)}{60} \quad (2.5)$$

6. Calculada a hora solar (HS) para cada localidade, considerando como hora legal de cada localidade 12:00h:

$$HS = 12 + \text{Corhora} \quad (2.6)$$

7. Calculado então o ângulo horário, considerando a equação:

$$\omega = (HS - 12) * 15 \quad (2.7)$$

8. Para o ângulo horário no por de sol (ω_s), foi calculado através da latitude de cada localidade e pelo ângulo da declinação solar, através da equação:

$$\text{Cos} (\omega_s) = -\tan(\phi) * \tan (\delta) \quad (2.8)$$

9. Para o ângulo zenital (θ_z), foram utilizados como parâmetros a declinação solar horário (δ), a latitude dos locais estudados e o ângulo h ângulo horário do pôr do sol (ω), conforme a equação:

$$\cos \theta_z = \text{sen} (\delta) * \text{sen} (\phi) + \cos (\delta) * \cos (\phi) * \cos (\omega) \quad (2.9)$$

10. Para o cálculo da irradiação extraterrestre integrada média diária mensal sobre a superfície horizontal (\bar{H}_0) obtida em [J/m²] foi utilizada a equação:

$$\bar{H}_0 = 2,75 * 10^4 * G_{SC} \left[1 + 0,033 * \cos * \left(360 * \frac{n}{365} \right) \right] * [1,75 * 10^{-2} * \omega_s * \sin(\delta) * \sin(\phi) + \cos(\delta) * \cos(\phi) * \sin(\omega)] \quad (2.10)$$

11. Calculada a irradiação média diária mensal incidente sobre a superfície horizontal (\bar{H}), levando em consideração, a Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia] no plano horizontal, disponibilizada pelo CRESESB para cada mês do ano da localidade estudada, dividindo-se o valor disponibilizado pelo número de dias do referido mês, conforme a equação abaixo:

$$\bar{H} = \text{Irradiação solar diária média mensal} / \text{número de dias do mês} \quad (2.11)$$

12. Para o cálculo do índice de claridade diário médio mensal (\bar{K}_T), foi utilizada a equação abaixo:

$$\bar{K}_T = \bar{H} / \bar{H}_0 \quad (2.12)$$

13. Para o cálculo do componente de radiação diária difusa (H_d/H), o índice de \bar{K}_T para as localidades, estando entre $0,17 < \bar{K}_T < 0,75$, utilizou-se a equação abaixo:

$$\frac{H_d}{H} = 1188 - 2272 K_T + 9473 K_T^2 - 21865 K_T^3 + 14648 K_T^4 \quad (2.13)$$

14. Para o cálculo da componente difusa de irradiação diária média mensal sobre a superfície horizontal (H_d), foi utilizada a equação abaixo:

$$H_d = \frac{H_d}{H} * H \quad (2.14)$$

15. Para o cálculo da componente direto de irradiação diária média mensal sobre a superfície horizontal (H_b), foi utilizada a equação a seguir:

$$H_b = H - H_d \quad (2.15)$$

2.5 Análise de viabilidade econômico-financeira do projeto

A execução da análise de viabilidade financeira do projeto leva em consideração alguns critérios técnicos para a tomada de decisão entre executar ou não um determinado projeto. Para isso, são utilizadas algumas técnicas e métodos, onde se levam em consideração os fluxos de caixa gerados com o investimento realizado.

Para este projeto especificamente, foram utilizados os métodos de Payback Simples, VPL e TIR.

2.5.1 Método do payback simples

Rêgo et al (2006), diz que "o método do payback simples leva em conta o tempo de retorno do capital investido. O investidor estabelece um prazo máximo para a recuperação do investimento, que servirá de padrão para a análise de viabilidade do projeto. O valor aplicado é adicionado, período a período (geralmente anual ou mensal), aos fluxos de caixa líquidos gerados, para que se obtenha o tempo de recuperação do investimento inicial. Isso ocorre no período que a soma dos fluxos de caixa futuros for igual ao investimento inicial."

2.5.2 Método do Valor Presente Líquido

Segundo Rego et al (2006), o método do valor presente líquido (VPL), também é denominado como método do fluxo de caixa descontado, leva em consideração:

- Quanto foi investido;
- Quanto ele gera de fluxo de caixa;
- Quando o fluxo de caixa deve ocorrer;
- Qual o risco associado a este risco.

A equação utilizada para o cálculo do VPL é dada pela expressão:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I_0 \quad (2.16)$$

Onde,

- FC_t = Fluxo de caixa líquido para t de 1 a n;
- r = Taxa de desconto ou taxa mínima de atratividade;
- II_0 = Investimento inicial em t=0.

A decisão de investimento com base no VPL é simples e resume-se em:

- $VPL > 0$, o projeto é aceito;
- $VPL = 0$, indiferente em aceitar ou não;
- $VPL < 0$, o projeto é rejeitado.

Se o VPL for positivo, então teremos na data zero, o valor presente de todos os futuros fluxos de caixa, descontados a taxa r , é maior que todo o capital investido. Logo:

- O capital investido é recuperado;
- A remuneração do investimento supera a taxa mínima de atratividade, representada por r ;
- O projeto gera um ganho de riqueza que, na data zero, o valor presente é representado pelo VPL.

2.5.3 Método da taxa interna de retorno

A taxa interna de retorno (TIR) é uma fórmula matemática-financeira utilizada para calcular a taxa de desconto que teria um determinado fluxo de caixa para igualar a zero seu Valor Presente Líquido.

A TIR é um dos indicadores essenciais em análises de retorno de projetos e é a taxa de desconto que torna o VPL de todos os fluxos de caixa igual a zero.

A equação utilizada para o cálculo do VPL é dada pela expressão:

$$VPL_{FC} = 0, \quad \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} = 0_0 \quad (2.17)$$

onde,

- FC_t : fluxo de caixa;
- TIR : taxa interna de retorno.
- t : período em questão.

Como critério de aceitação de viabilidade financeira do projeto pelo método da TIR, existe três cenários possíveis:

- $TIR > TMA$: a realização do projeto permite que obtenha uma taxa de retorno maior que a taxa mínima exigida, aprovando o projeto;
- $TIR = TMA$: a realização do projeto permite que obtenha uma taxa de retorno igual a taxa mínima exigida, sendo indiferente a aprovação do projeto;
- $TIR < TMA$: a realização do projeto permite que obtenha uma taxa de retorno menor que a taxa mínima exigida, reprovando o projeto;

Quando existir algum conflito entre os resultados obtidos pelo método do VPL em relação ao método da TIR, sugere-se que se utilize o do VPL.

3. ESTUDOS DOS ASPECTOS ENERGÉTICOS DA PRODUÇÃO DE MILHO EM CASSILÂNDIA - MATO GROSSO DO SUL

3.1 Produtividade e energia total nas safras do milho

O objetivo deste estudo foi de analisar a influência da radiação solar incidente na cultura do milho, relacionando esta ao seu índice de produtividade. Para tanto, foram selecionados importantes municípios produtores de milho, em cada um dos estados das principais regiões produtoras de milho no Brasil de acordo com a CONAB e incluídos neste estudo (tabela 3.1). Os estados do Rio de Janeiro, Espírito Santo e o Distrito Federal não foram incluídos, pois historicamente, possuem um índice baixo de produção e produtividade.

Tabela 3.1 - Municípios grandes produtores de milhos por região

UF /Região	Latitude	Longitude
Região Centro-Oeste		
Mato Grosso		
Sorriso	12° 32' 43" S	55° 42' 41" W
Mato Grosso do Sul		
Cassilândia	19° 06' 48" S	51° 44' 03" W
Goiás		
Rio Verde	17° 47' 53" S	50° 55' 41" W
Região Sudeste		
Minas Gerais		
Uberaba	19° 44' 54" S	47° 55' 55" W
São Paulo		
Itapeva	23° 58' 56" S	48° 52' 32" W
Região Sul		
Paraná		
Campo Mourão	24° 02' 44" S	52° 22' 59" W
Santa Catarina		
Campos Novos	27° 24' 06" S	51° 13' 30" W
Rio Grande do Sul		
Passo Fundo	28° 15' 46" S	52° 24' 24" W

Fonte: AGRITEMPO (2017)

Após ter selecionado cada município, foi pesquisado o potencial solar para cada um deles no site do CRESESB, utilizando às suas referências de coordenadas geográficas, baseadas na latitude e longitude (tabela 3.1). Desta forma, foram obtidos os dados da Irradiação solar diária média mensal no Plano Horizontal (KWh/m².dia) para cada mês do ano e para cada município selecionado. De posse destes dados, foi levantada a tabela 3.2, onde todos os dados foram inseridos para cada mês do ano, iniciando no mês de outubro, a safra 2016/2017.

Tabela 3.2- Irradiação solar diária média mensal [kWh/m².dia]

Cidades	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
Sorriso (MT)	5	4,72	4,75	4,72	4,78	4,72	4,36	4,64	4,67	5,25	5,11	4,83
Cassilândia (MS)	5,72	5,92	5,56	5,47	5,56	5,39	4,72	4,5	3,97	4,53	4,81	4,81
Rio Verde (GO)	5,33	5,08	5,17	5,86	5,14	5,33	4,64	4,39	4,22	4,97	5,19	4,75
Uberaba (MG)	5,72	6,03	5,44	5,69	5,67	5,5	4,89	4,61	4,19	4,69	5,19	5,14
Itapeva (SP)	5,36	5,75	5,56	5,33	5,22	4,97	4,33	3,78	3,14	3,78	4,03	4,36
Campo Mourão (PR)	5,36	6,08	5,89	5,56	5,56	5,17	4,25	3,72	3,33	3,64	3,89	4,36
Campos Novos (SC)	5,42	6,11	6,33	5,61	5,94	4,94	4,17	3,56	2,81	3,03	3,67	4,39
Passo Fundo (RS)	5,39	6,14	6,61	5,72	5,72	4,92	4,11	3,36	2,64	3,08	3,5	4,25

Fonte: CRESEB (2017)

Usando-se a equação 3.1, converteu-se a irradiação solar diária mensal [KWh/m².dia] existente para cada município e para cada mês ao longo do ano, para energia [MJ/m².mês].

$$H = (H_i * 3,6) * n \quad (3.1)$$

onde,

- H : quantidade de energia solar média mensal [MJ/m².mês]
- H_i : índice de Irradiação solar média mensal [KWh/m².dia]
- n : número de dias do mês

Assim, através da conversão acima, foram calculados os índices de energia média da irradiação solar [MJ/m².mês] que incide para cada cidade escolhida neste estudo ao longo dos meses do ano (tabela 3.3).

Tabela 3.3 - Índice de energia média da irradiação solar [MJ/m².mes]

Cidades	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
Sorriso (MT)	558,00	509,76	530,10	526,75	481,82	526,75	470,88	517,82	504,36	585,90	570,28	521,64
Cassilândia (MS)	638,35	639,36	620,50	610,45	560,45	601,52	509,76	502,20	428,76	505,55	536,80	519,48
Rio Verde (GO)	594,83	548,64	576,97	653,98	518,11	594,83	501,12	489,92	455,76	554,65	579,20	513,00
Uberaba (MG)	638,35	651,24	607,10	635,00	571,54	613,80	528,12	514,48	452,52	523,40	579,20	555,12
Itapeva (SP)	598,18	621,00	620,50	594,83	526,18	554,65	467,64	421,85	339,12	421,85	449,75	470,88
Campo Mourão (PR)	598,18	656,64	657,32	620,50	560,45	576,97	459,00	415,15	359,64	406,22	434,12	470,88
Campos Novos (SC)	604,87	659,88	706,43	626,08	598,75	551,30	450,36	397,30	303,48	338,15	409,57	474,12
Passo Fundo (RS)	601,52	663,12	737,68	638,35	576,58	549,07	443,88	374,98	285,12	343,73	390,60	459,00

Fonte: Próprio autor

Considerando que a 1ª safra tem o início no mês de outubro e término no mês de fevereiro do ano seguinte e a 2ª safra, tem o início no mês de março, finalizando no mês de junho, foi levantado o índice de energia total acumulado em cada uma delas para cada cidade das principais regiões produtoras de milho (tabela 3.4).

Tabela 3.4 - Energia total da irradiação solar na 1ª e 2ª safra [kWh/m²]

Irradiação solar total acumulada na 1ª safra [kWh/m²]						
Cidades	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Total 1ª Safra
Sorriso (MT)	558,00	509,76	530,10	526,75	481,82	2606,44
Cassilandia (MS)	638,35	639,36	620,50	610,45	560,45	3069,11
Rio Verde (GO)	594,83	548,64	576,97	653,98	518,11	2892,53
Uberaba (MG)	638,35	651,24	607,10	635,00	571,54	3103,24
Itapeva (SP)	598,18	621,00	620,50	594,83	526,18	2960,68
Campo Mourão (PR)	598,18	656,64	657,32	620,50	560,45	3093,08
Campos Novos (SC)	604,87	659,88	706,43	626,08	598,75	3196,01
Passo Fundo (RS)	601,52	663,12	737,68	638,35	576,58	3217,25
Irradiação solar total acumulada na 2ª safra [kWh/m²]						
Cidades	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Total 2ª Safra
Sorriso (MT)	481,82	526,75	470,88	517,82	504,36	2501,64
Cassilandia (MS)	560,45	601,52	509,76	502,20	428,76	2602,69
Rio Verde (GO)	518,11	594,83	501,12	489,92	455,76	2559,74
Uberaba (MG)	571,54	613,80	528,12	514,48	452,52	2680,45
Itapeva (SP)	526,18	554,65	467,64	421,85	339,12	2309,44
Campo Mourão (PR)	560,45	576,97	459,00	415,15	359,64	2371,21
Campos Novos (SC)	598,75	551,30	450,36	397,30	303,48	2301,19
Passo Fundo (RS)	576,58	549,07	443,88	374,98	285,12	2229,62

Fonte: Próprio autor

Posteriormente, foram levantados os índices de produtividade da 1ª e 2ª safra divulgados pela CONAB para cada estado para a safra de 2016/17 e elaborada a tabela 3.5.

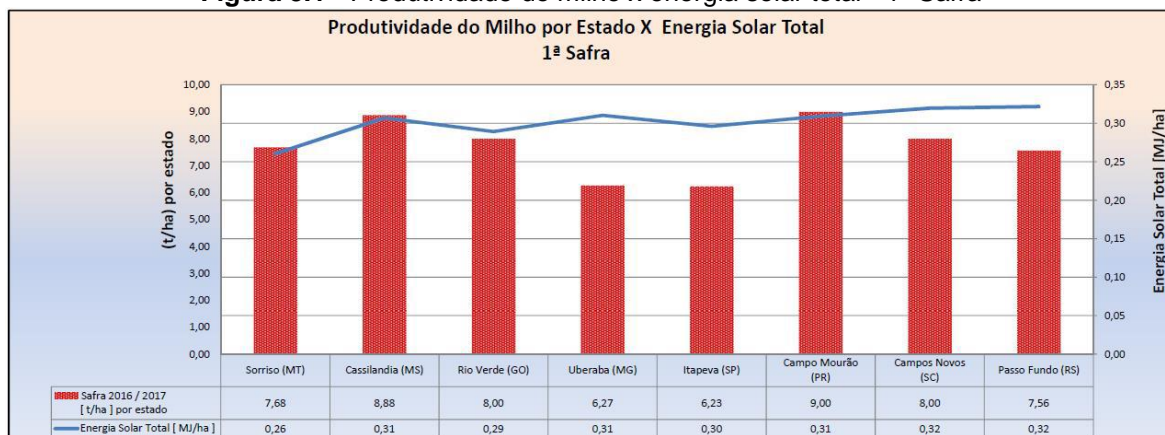
Tabela 3.5 - Índices de produtividade do milho safra 2017/2017 (t/ha)

Índice de produtividade por estado 1ª e 2ª safras - 2016/2017 [t/ha]		
Unidades da Federação	1ª safra	2ª safra
Mato Grosso	7,68	5,68
Mato Grosso do Sul	8,88	5,14
Goias	8,00	6,13
Minas Gerais	6,27	5,26
São Paulo	6,23	4,49
Paraná	9,00	5,39
Santa Catarina	8,00	0,00
Rio Grande do Sul	7,56	0,00

Fonte: CONAB (2017)

Assim, com os índices de produtividade do milho para as três principais regiões do Brasil com as cidades associadas (tabela 3.5) em função dos índices de energia da radiação solar acumulada nas safras (tabela 3.4) convertidos para hectare, foram levantados os gráficos das figuras 3.1 e 3.2.

Figura 3.1 - Produtividade do milho x energia solar total - 1ª Safra



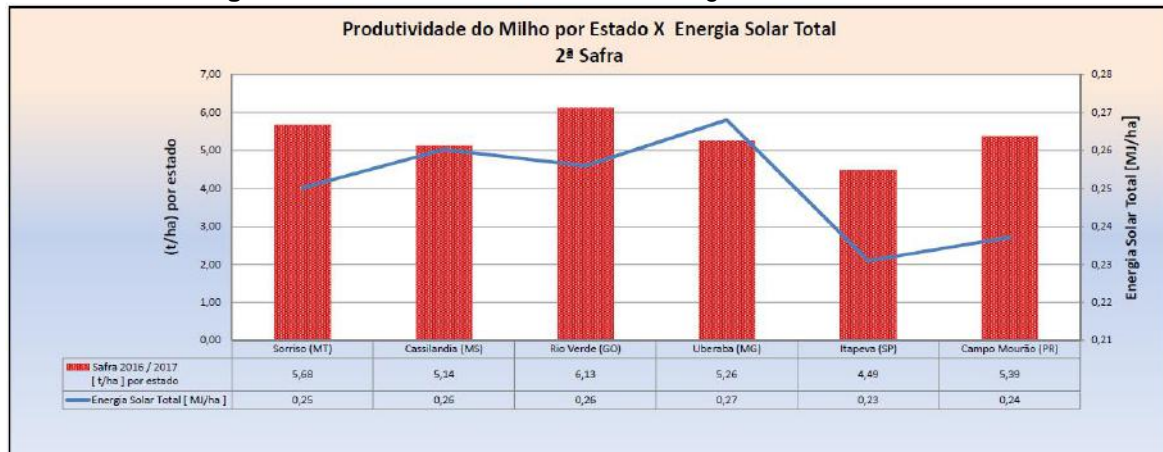
Fonte: Próprio autor

Como exemplo, o município de Uberaba em Minas Gerais apareceu com um dos maiores índices de energia solar total acumulada durante a primeira safra, com 0,31 MJ/ha (figura 3.1). Entretanto, a produtividade média do estado de Minas Gerais na 1ª safra foi a que representou menor índice dentre os demais estados incluídos na pesquisa. Com um índice de energia solar total semelhante, Cassilândia localizada no Mato Grosso do Sul, apareceu com 0,31 MJ/ha, tendo apresentada uma produtividade maior que o estado de Minas Gerais, com 8,88 t/ha contra 6,27 t/ha (41,6% menor).

Apesar da radiação solar total de Uberaba na safra ser apenas 1,1% superior à radiação solar de Cassilândia, a produtividade em Mato Grosso do Sul foi superior a de Minas Gerais em 41,62%.

Na segunda safra, compreendida entre os meses de fevereiro a junho, novamente o estado de Minas Gerais foi representado pelo município de Uberaba e apresentou um dos menores índices de produtividade se comparado aos demais estados, sendo superado somente pelo estado de São Paulo, com 5,26 t/ha (figura 3.2). Em contrapartida, apresenta o maior índice de energia solar total irradiada durante a safra em 0,27 MJ/ha.

Figura 3.2 - Produtividade do milho x energia solar total - 2ª safra



Fonte: Próprio autor

Foram avaliados também os efeitos do índice de insolação total durante a primeira safra (meses de outubro a fevereiro) e durante a segunda safra (meses de fevereiro a junho), comparado ao índice de produtividade divulgado pela CONAB para cada estado onde estão localizados os municípios incluídos neste estudo.

Foram levantados então, os índices de horas de insolação média mensal através do mapa solarimétrico do CRESESB para cada um dos municípios considerados neste estudo e consolidados na tabela 3.6.

Tabela 3.6 - Insolação média mensal (h)

Cidades	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
Sorriso (MT)	5	5	4	3	4	4	5	7	8	8	7	5
Cassilândia (MS)	7	6	6	6	6	6	7	7	7	8	7	6
Rio Verde (GO)	6	5	4	5	5	5	7	7	8	8	7	5
Uberaba (MG)	7	7	6	6	6	7	7	8	8	8	8	7
Itapeva (SP)	4	5	5	5	5	5	5	5	5	5	4	4
Campo Mourão (PR)	6	6	6	6	6	5	5	5	5	6	5	5
Campos Novos (SC)	6	7	7	7	7	6	6	6	5	5	5	4
Passo Fundo (RS)	7	7	8	8	7	6	6	6	5	5	5	5

Fonte: CRESESB (2017)

Após, foram calculados os índices de insolação média mensal e total para cada cidade, considerando o número de dias de cada mês, para os meses dos períodos compreendidos para a 1ª e 2ª safra (tabela 3.7)

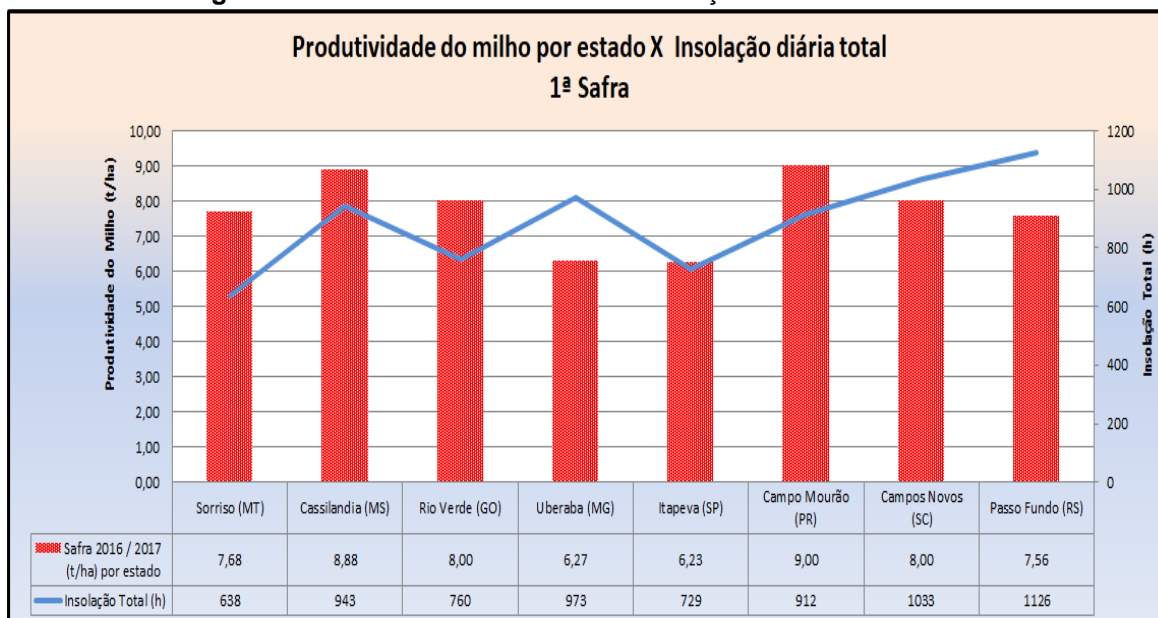
Tabela 3.7- Insolação Média Mensal [h] - 1ª e 2ª safra

Insolação Média Mensal [h] - 1ª e 2ª safras						
1ª Safra						
Cidades	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Total 1ª Safra
	31 dias	30 dias	31 dias	31 dias	29 dias	
Sorriso (MT)	155	150	124	93	116	638
Cassilândia (MS)	217	180	186	186	174	943
Rio Verde (GO)	186	150	124	155	145	760
Uberaba (MG)	217	210	186	186	174	973
Itapeva (SP)	124	150	155	155	145	729
Campo Mourão (PR)	186	180	186	186	174	912
Campos Novos (SC)	186	210	217	217	203	1033
Passo Fundo (RS)	217	210	248	248	203	1126
2ª Safra						
Cidades	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Total 2ª Safra
	29 dias	31 dias	30 dias	31 dias	30 dias	
Sorriso (MT)	116	124	150	217	240	847
Cassilândia (MS)	174	186	210	217	210	997
Rio Verde (GO)	145	155	210	217	240	967
Uberaba (MG)	174	217	210	248	240	1089
Itapeva (SP)	145	155	150	155	150	755
Campo Mourão (PR)	174	155	150	155	150	784

Fonte: Próprio autor

Assim, com os índices de produtividade do milho para as três principais regiões do Brasil com as cidades associadas (tabela 3.5) em função dos índices de insolação média total [h] para as safras (tabela 3.7), foram levantados os gráficos das figuras 3.3 e 3.4.

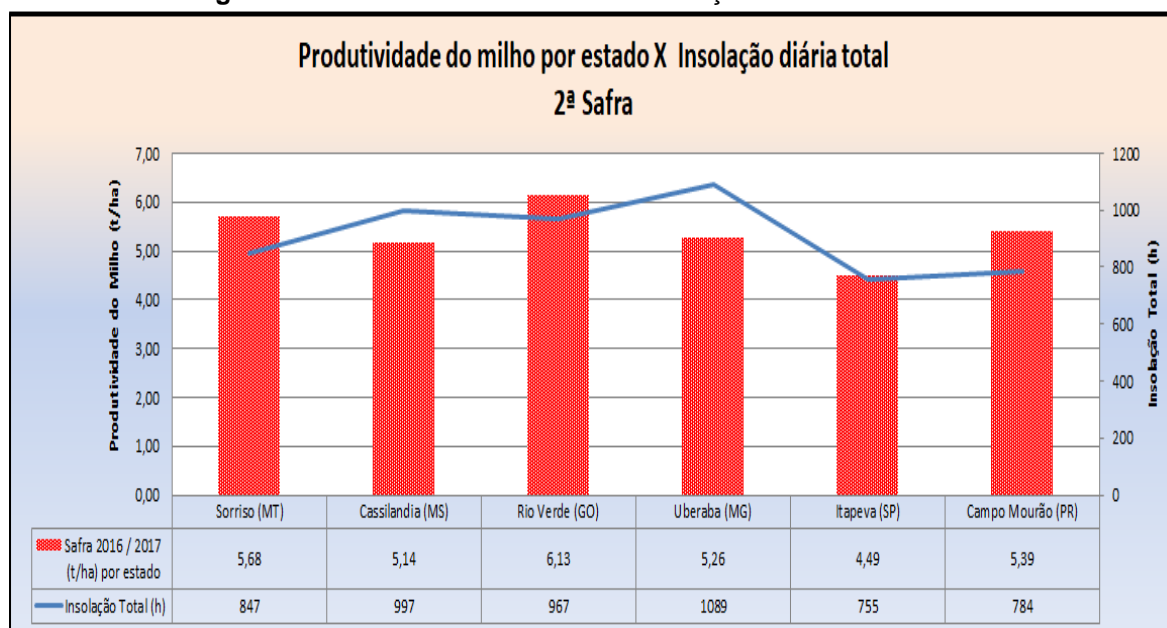
Figura 3.3 - Produtividade do milho x insolação diária total - 1ª safra



Fonte: Próprio autor

O que se pôde observar no gráfico da figura 3.3, utilizando novamente como exemplo os municípios de Uberaba e Cassilândia, o índice de insolação total em horas foi equivalente, sendo 943 horas para o primeiro município e 973 horas para o segundo município. Porém, o índice de produtividade para os estados onde estes municípios estão localizados, apontou uma diferença 41,6% a menos para Minas Gerais em relação a Mato Grosso do Sul para a primeira safra.

Figura 3.4 - Produtividade do milho x insolação diária total - 2ª safra

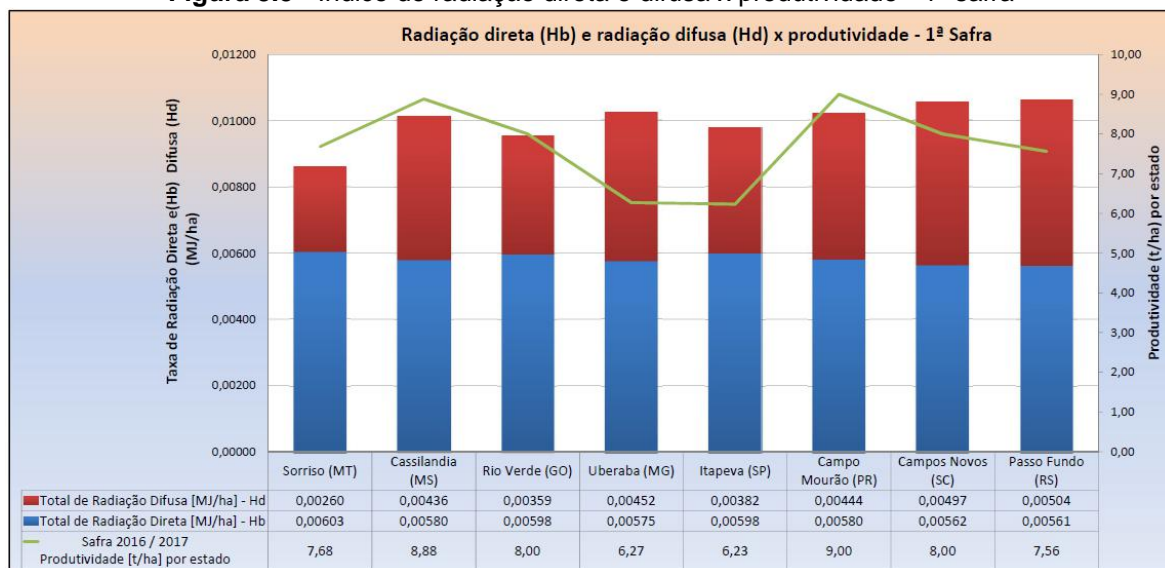


Fonte: Próprio autor

Em relação à segunda safra, pôde-se observar na figura 3.4, que o município de Uberaba em Minas Gerais, apresentou o maior índice de insolação, com 1089 horas ao mesmo tempo em que outros municípios com menor índice, tais como Rio Verde em Goiás com 967 horas e Sorriso em Mato Grosso com 847 horas, tiveram em seus estados uma produtividade maior, com 6,13 t/ha e 5,68 t/ha respectivamente.

Como fase final deste estudo, foi feita a análise da produtividade em função dos índices de radiação direta e difusa. Foram novamente comparados os índices de produtividade de Cassilândia no Mato Grosso do Sul com e de Uberaba em Minas Gerais, sabendo-se que Mato Grosso do Sul teve em média um índice de 41,6% maior de produtividade na primeira safra, com índices obtidos muito próximos de radiação difusa e radiação direta em MJ/ha (figura 3.5).

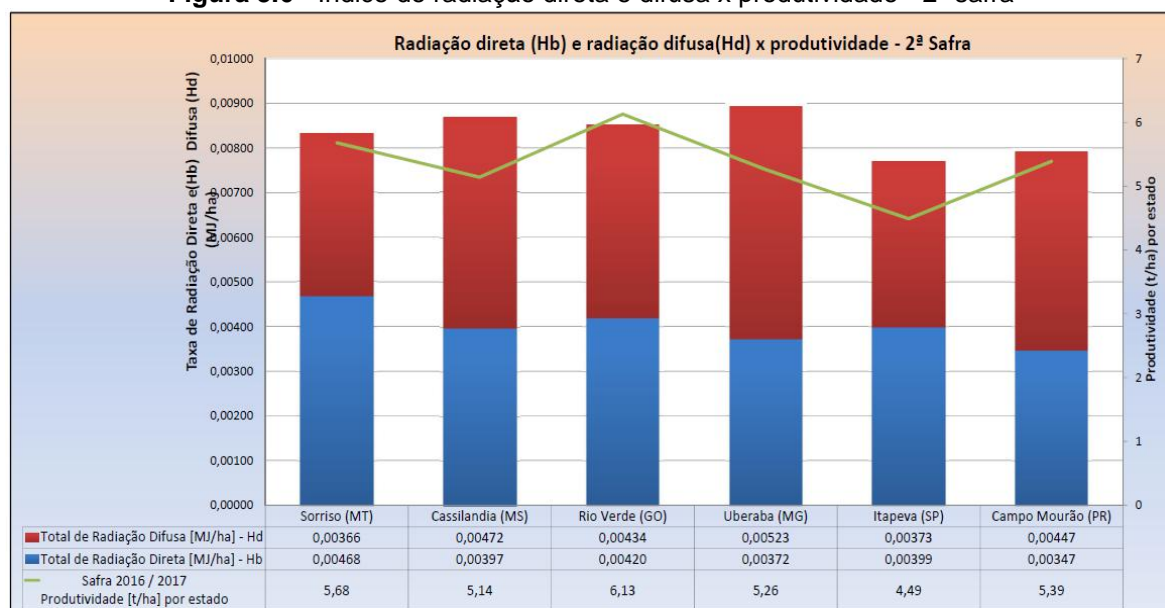
Figura 3.5 - Índice de radiação direta e difusa x produtividade - 1ª safra



Fonte: Próprio autor

No entanto, para a segunda safra (figura 3.6), Minas Gerais passou a ter um índice maior de produtividade de apenas 2,3% em relação ao estado do Mato Grosso do Sul e Cassilândia passou a ter um índice de radiação direta 6,7% menor que Uberaba, porém com um índice de radiação difusa em 10,8% acima de Cassilândia. Ou seja, mesmo com índices muito próximos de radiações direta e difusa, estes resultados não refletiram diretamente a média de produtividade dos seus estados, o mesmo ocorreu com as demais cidades analisadas.

Figura 3.6 - Índice de radiação direta e difusa x produtividade - 2ª safra



Fonte: Próprio autor

Como resultado deste estudo, pôde-se concluir que a radiação solar incidente nas regiões estudadas, supera as necessidades mínimas da fotossíntese necessária para o desenvolvimento da cultura do milho, não sendo o fator mais contundente para que se tenha uma alta produtividade, devendo ser considerados também os fatores dos efeitos do clima (umidade relativa, vento, temperatura máxima e mínima, radiação, e pluviosidade), da qualidade do solo, bem como a disponibilidade hídrica para a cultura do milho.

3.2 Localização e informações da instalação

Abaixo, seguem os dados da Fazenda Flórida, localizada no município de Cassilândia no estado do Mato Grosso do Sul, fonte base deste estudo:

- Latitude: 19° 15' 21" 67. 71 Sul;
- Longitude: 52° 21' 41" 71.64 Oeste;
- Altitude: 470m;
- Área Total: 2.099 ha;
- Abastecimento de Água: Rio Indaiá Grande.

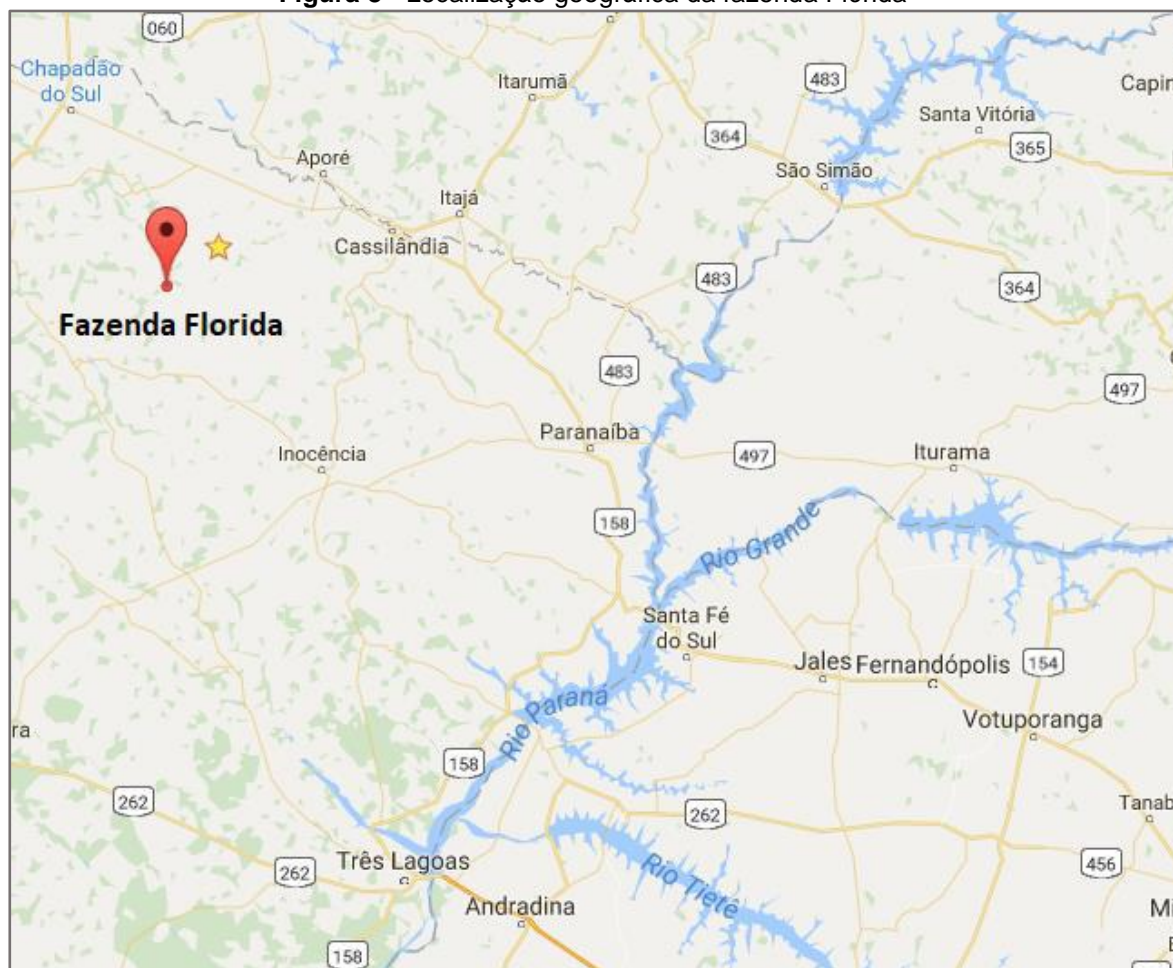
Figura 3.7 - Porteira principal da fazenda Flórida - Cassilândia/MS



Fonte: Próprio autor

A fazenda Flórida fica localizada na zona rural do município de Cassilândia, a 72 km do centro da cidade (figura 3.8).

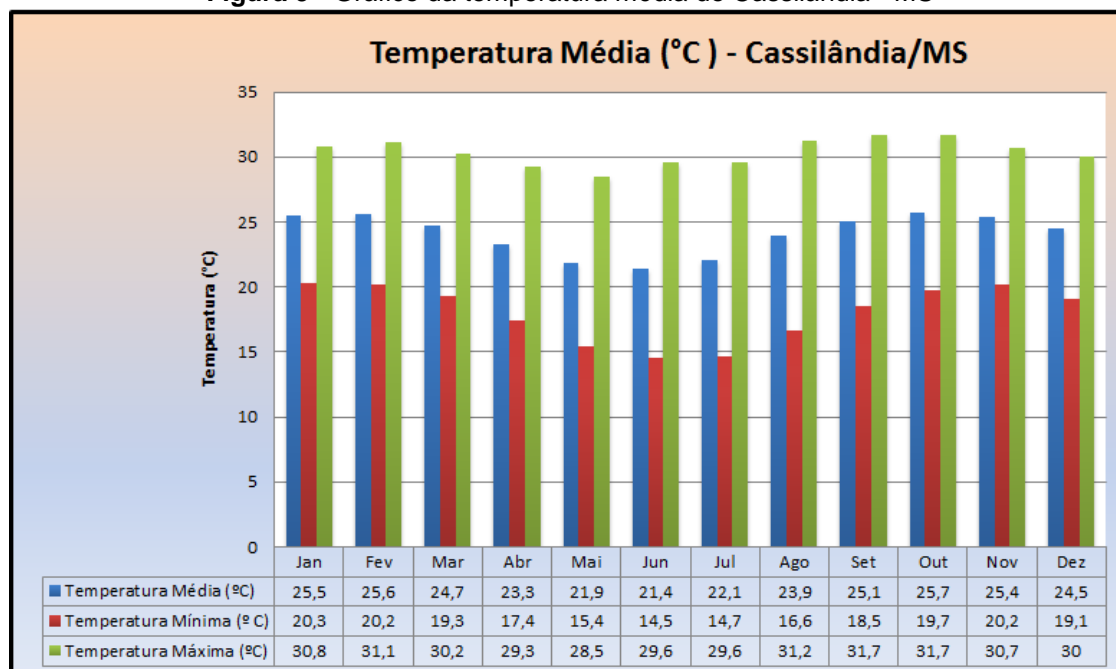
Figura 8 - Localização geográfica da fazenda Flórida



Fonte: Google Maps (2017)

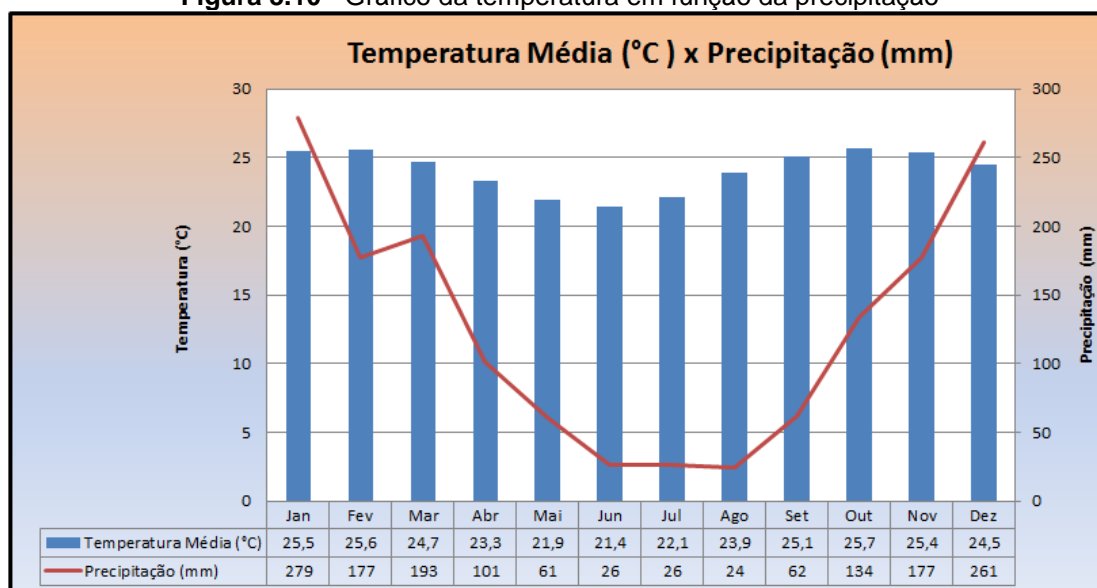
O município de Cassilândia possui um clima tropical, caracterizado com maior volume de chuva no verão e menor no inverno. A pluviosidade média anual é 1.521 mm, sendo o mês de janeiro com a maior pluviosidade com a média de 279 mm e o mês de agosto como o mais seco, com a média de 24 mm (figuras 3.9 e 3.10).

Figura 9 - Gráfico da temperatura média de Cassilândia - MS



Fonte: CLIMATE (2017)

Figura 3.10 - Gráfico da temperatura em função da precipitação



Fonte: CLIMATE (2017)

Para a avaliação de potencial solar, foram utilizados os dados da estação de medição localizada no município de Paranaíba, localizado no Mato Grosso do Sul, que apesar de ser a estação mais próxima, dista 126 km da fazenda Flórida, no município de Cassilândia, no Mato Grosso do Sul.

Os dados solarimétricos e coordenadas geográficas, foram disponibilizados pelo CRESESB na internet e seguem abaixo (tabela 3.8 e figura 3.11).

Tabela 3.8 - Dados solarimétricos e coordenadas geográficas

Latitude: 19,7° S

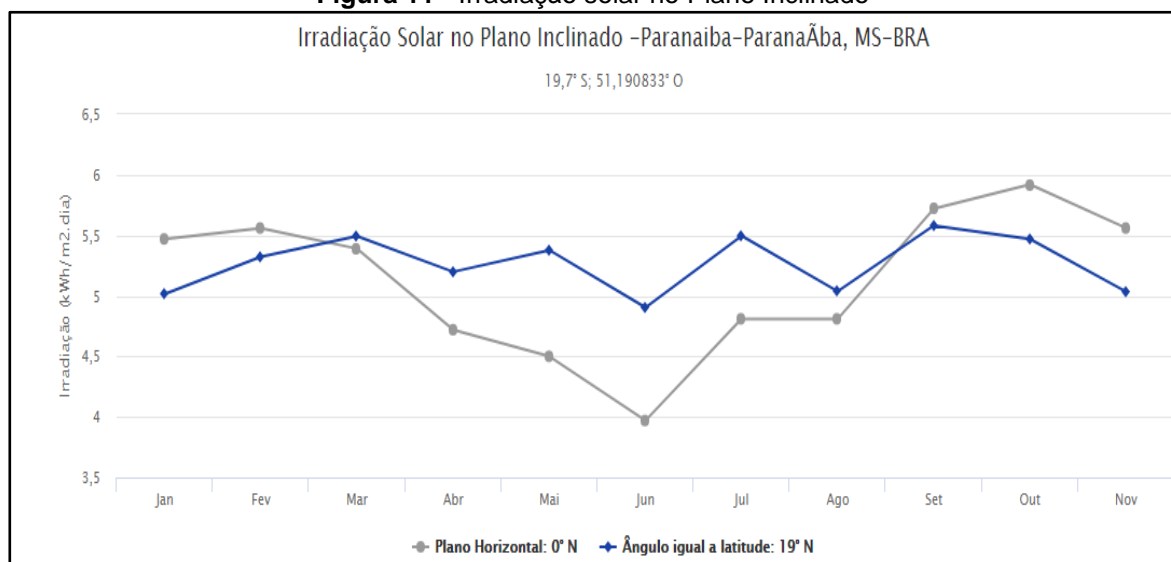
Longitude: 51,190833° O

Distância do ponto de ref. (19,255833° S; 52,381389° O): 132,4 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]													
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Média	Delta
☑	Plano Horizontal	0° N	5,47	5,56	5,39	4,72	4,50	3,97	4,53	4,81	4,81	5,72	5,92	5,56	5,08	1,95
☑	Ângulo igual a latitude	19° N	5,02	5,32	5,49	5,20	5,38	4,90	5,57	5,50	5,04	5,58	5,47	5,03	5,29	,68
☐	Maior média anual	19° N	5,02	5,32	5,49	5,20	5,38	4,90	5,57	5,50	5,04	5,58	5,47	5,03	5,29	,68
☐	Maior mínimo mensal	21° N	4,95	5,27	5,48	5,22	5,44	4,98	5,65	5,54	5,04	5,54	5,40	4,96	5,29	,70

Fonte: CRESESB (2017)

Figura 11 - Irradiação solar no Plano Inclinado



A fazenda Flórida possui uma área plantada de milho de 20 hectares, em forma de integração lavoura x pecuária (grãos e pastagens), tendo uma projeção de ampliação para 216 hectares nos próximos 5 anos, com a instalação de 9 equipamentos de pivô central com cobertura de 24 ha de área irrigada cada um.

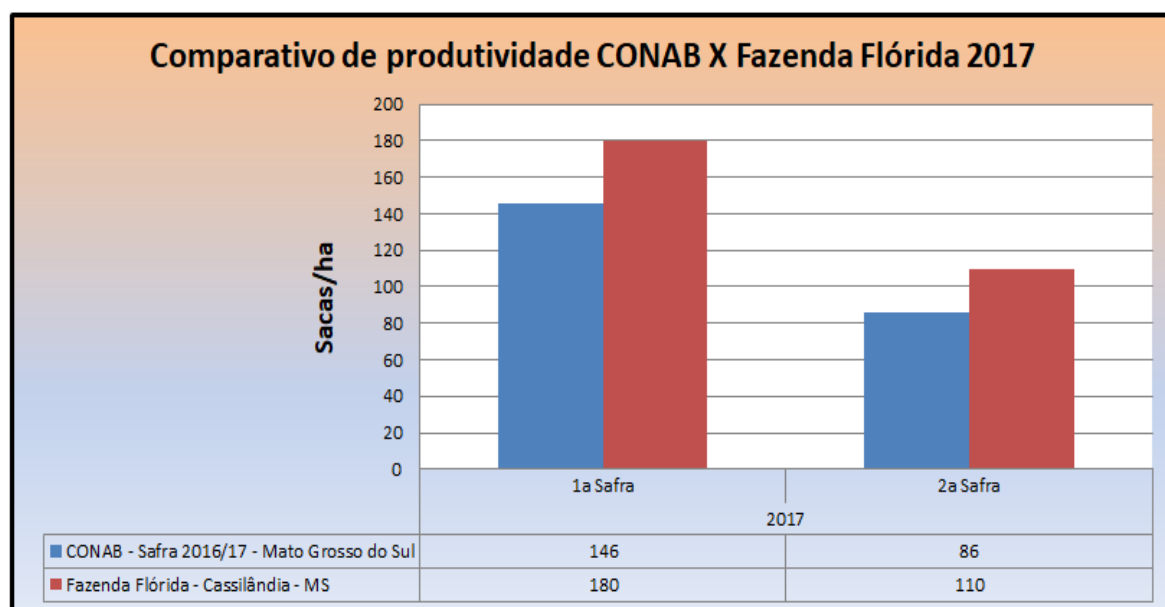
Figura 3.12 - Plantação de milho - fazenda Flórida



Fonte: Domingues (2017)

Neste ano, a produtividade da 1ª safra foi de 180 sacas por hectare com uma produção de 40 toneladas de silagem com matéria seca a 33%. Já para a 2ª safra ou safrinha, a produtividade foi de 100 a 120 sacas, com uma produção de 30 toneladas de silagem por hectare.

Figura 3.13 - Comparativo de produtividade CONAB x Fazenda Flórida 2017 (saca/ha)



Fonte: Próprio autor

A primeira safra iniciou o plantio em outubro de 2016 e foi finalizada com a colheita no mês de fevereiro de 2017. Neste mesmo mês, foi iniciado o plantio para a 2ª safra, com a colheita ocorrendo no mês de junho deste mesmo ano.

Tabela 3.9 - Calendário de plantio e colheita do milho – fazenda Flórida

Calendário de Plantio e Colheita do Milho - Fazenda Flórida

1ª Safra											
22/09 a 21/12			21/12 a 20/03			20/03 a 21/06			21/06 a 22/09		
Primavera			Verão			Outono			Inverno		
Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
P				C							
2ª Safra											
22/09 a 21/12			21/12 a 20/03			20/03 a 21/06			21/06 a 22/09		
Primavera			Verão			Outono			Inverno		
Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set
				P				C			

P	Plantio
C	Colheita

Fonte: Próprio autor

3.2.1 Demanda total de bombeamento de água

Em geral, a cultura de milho demanda cerca de 5 mm de lâmina d'água em média durante o estagio fenológico da planta (inicial, vegetativo, reprodutivo, senescente), possuindo um ciclo de 120 dias citados. Porém, trabalha-se com a projeção de lâmina de irrigação de 8,0 mm/dia. Apesar desta lâmina d'água estar acima da média, trabalha-se com esta para que se possa atender a casos extremos, como por exemplo, escassez de água devido ao clima seco durante alguns dias dos estágios acima.

Assim, definiu-se que a cultura do milho seria irrigada com a lâmina d'água de 8 mm por ha/dia em um ciclo de 21 horas e com isso, seria evitado o horário de ponta de energia (horário das 17:30h às 20:30h) cuja energia é mais cara do que a tarifa verde (20:30h as 6:00 h).

Estas considerações permitiriam avaliar com precisão as necessidades de bombeamento de água para esta fazenda constituiriam um primeiro passo em direção à eficiência energética desta operação. Assim, não se utilizaria uma quantidade de água desnecessária que acarretaria um acréscimo de energia além do ideal, como também não se subestimaria esta quantidade que iria reduzir a quantidade produzida.

A demanda total de bombeamento de água se basearia no parâmetro máximo da maior necessidade de projeção de lâmina d'água que seria aplicada para a cultura do milho, com uma lâmina bruta de 8,0 mm por dia, definida no item anterior, considerando o período reprodutivo.

Desta forma, seria levado em consideração este parâmetro máximo, calculando-se o volume máximo de água a ser aplicado por dia pelo pivô central, que será detalhado mais adiante.

$$V_{max} = A * L_L \quad (3.2)$$

onde,

- V_{max} : vazão máxima de irrigação [m³/dia];
- A : área coberta pelo pivô em 1 volta [m²];
- L_L : lâmina bruta de água em metros por dia [m/dia].

assim, considerando a área do pivô Lindsay 7500P que cobriria uma área de 24 hectares ou 240.000 m²,

$$V_{max} = 240.000 \times 0,008$$

$$\therefore V_{max} = 1920 [m^3/dia]$$

3.3 Bombeamento de água para a irrigação

Após identificar a necessidade de água para a irrigação da cultura do milho e da demanda de bombeamento, o próximo passo deste estudo foi de avaliar os sistemas de bombeamento de água. E escolha se daria entre dois tipos: a bomba alternativa de pistão acionada por uma roda d'água e bomba centrífuga por acionamento elétrico.

O primeiro tipo seria selecionado por apresentar inúmeras vantagens, dentre as quais, seria uma opção de energia limpa e renovável, custo zero com o consumo de energia elétrica e combustível, trabalharia 24 horas por dia de forma autônoma, possuiria baixo índice de manutenção ao mesmo tempo simples, mecanismo robusto e exigiria pouca atenção em sua operação. Como desvantagens, cada conjunto de bomba possui uma capacidade limitada quanto à vazão, se comparada a outros tipos de bombas de acionamento elétrico para o atendimento a grandes demandas de água e seria necessária a operação de um conjunto grande de equipamentos em paralelo. Outro ponto que deve ser

destacado é que devido à baixa pressão na descarga de cada bomba, se faria necessário o bombeamento para um reservatório de água com a altura mínima requerida pelo conjunto de pivô que seria utilizado para a irrigação para que desta forma se tivesse a altura mínima necessária para a manutenção da vazão na lâmina d'água que seria necessária para a cultura do milho a ser irrigada.

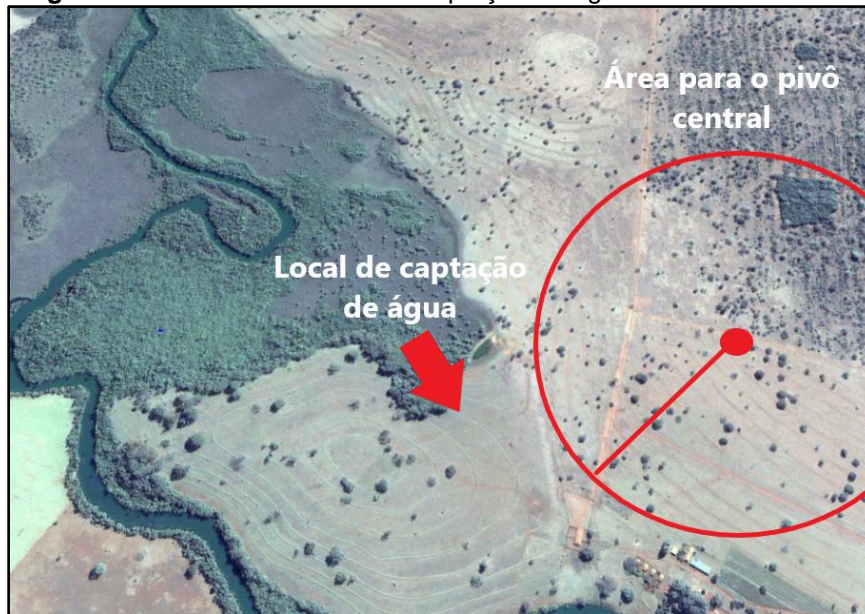
Já para a segunda opção de bombeamento, a escolha seria pela bomba centrífuga de acionamento elétrico. Amplamente utilizada em sistemas de bombeamento de água, se comparada ao sistema de bomba de acionamento alternativo de pistão, possuiria como maiores desvantagens, o fato de operar com energia elétrica, maior custo de manutenção e iria requerer maior acompanhamento durante a sua operação (problemas de aquecimento e lubrificação). Porém, em contrapartida, as vantagens seriam de permitir maior vazão e pressão no recalque, sem a necessidade de instalação de um tanque pulmão, permitiria o bombeamento direto ao sistema de pivô central e manteria a lâmina d'água para irrigação.

Apesar das vantagens e desvantagens de cada sistema de bombeamento citados acima, não existiria impedimento técnico que inviabilizaria a adoção de um ou de outro sistema. Assim, foram dimensionados os sistemas para ambas as soluções e escolhido o sistema que apresentou a maior viabilidade técnica.

3.3.1 Dimensionamento da bomba de roda d'água

O conjunto de bombas de roda d'água seria instalado junto à margem do Rio Indaiá Grande, conforme local indicado na figura 3.14.

Figura 3.14 - Vista do satélite da captação de água da fazenda Flórida



Fonte: Google Maps (2017)

Esta área de captação, apesar de aparecer área de vegetação na foto do satélite, pois data de julho de 2008 pelo aplicativo Google Maps, e atualmente encontra-se inundada, devido à construção da PCH de Areado localizada no município de Inocência no Mato Grosso do Sul e que teve seu início de operação em maio de 2012.

Assim, seria construído um pequeno canal de 30 metros de comprimento, por 1,50 metros de profundidade e 6 metros de largura, com um sistema de comporta manual (figura 3.15).

Figura 3.15 - Entrada do canal de água para a captação

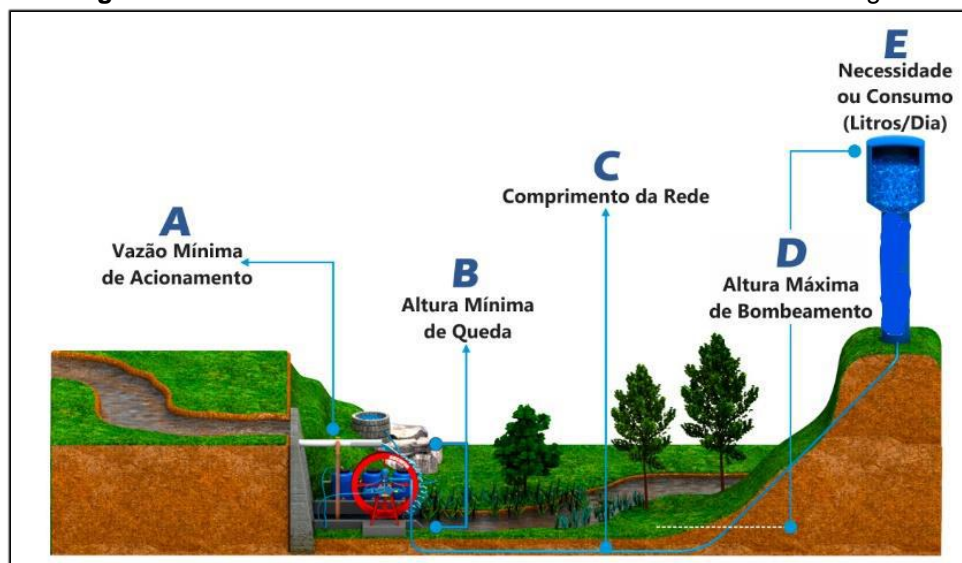


Fonte: ROCHFER (2017)

Este canal seria escavado e coberto com manta plástica que evitaria o seu desmoronamento, chegando à captação das bombas de roda d'água. Posteriormente, seria represada a água ao final deste, de forma a permitir a instalação dos conjuntos de bomba de roda d'água.

Para dimensionar as bombas, foram considerados os seguintes parâmetros (figura 3.16):

Figura 3.16 - Desenho do dimensionamento da bomba de roda d'água



Fonte: ROCHFER (2017)

- A - Vazão Mínima de Acionamento [l/dia]
- B - Altura Mínima de Queda [m]
- C - Comprimento da Rede [m]
- D - Altura Máxima de Bombeamento [m]
- E – Consumo diário [l/dia]

De forma a se obter o parâmetro de vazão para dimensionar a roda d'água, seria utilizado o método do tambor, que é prático e simples para a determinação da vazão em uma determinada calha.

O mesmo se baseia no tempo em que um determinado tambor de uma determinada capacidade leva para encher. Após, deve-se calcular a vazão, dividindo-se a capacidade deste tambor pelo tempo que levou para enchê-lo por completo.

$$V_a = \frac{C_t}{t_e} \quad (3.3)$$

onde,

- V_a : vazão d'água [l/s];
- C_t : capacidade do tambor [l];
- t_e : tempo de enchimento [s].

assim, considerando a capacidade do tambor em 150 litros e o tempo de enchimento em 10 segundos,

$$V_a = \frac{150}{10}$$

$$\therefore V_a = 15 \text{ [l/s]}$$

Teríamos então, a vazão mínima de acionamento da bomba de roda d'água definida em litros por segundo.

Seguindo-se este método, seria instalado um tubo de PVC de 30 [mm] para o escoamento da água e direcionando o seu fluxo de saída para um tambor de 150 litros plástico, estaria este a 1 metro de altura (altura mínima) abaixo da saída do tubo. Como resultado, o tempo que levaria para encher o tambor seria de 10 segundos.

Considerando a vazão de 15 [l/s] como a vazão mínima de acionamento do conjunto de bomba de roda d'água, estaria este conjunto a uma altura de 1 metro de queda e seria necessário bombear a água a uma distância de 100 metros onde estaria localizado o reservatório a uma altura de 10 metros de altura. Desta forma, já os parâmetros necessários para a definição do modelo de bomba de roda d'água que iria atender a necessidade de bombeamento seriam:

- A - Vazão Mínima de Acionamento = 15 [l/s];
- B - Altura Mínima de Queda = 1 [m];
- C - Comprimento da Rede = 100 [m];
- D - Altura Máxima de Bombeamento = 10 [m];
- E – Consumo diário [l/dia] = 1.920.000 [m³/dia].

Baseado nos parâmetros de dimensionamento acima, a bomba escolhida para este estudo foi de pistão modelo MSG-89 (figura 3.17), com os seguintes detalhes técnicos abaixo:

Bomba- MSG-89D

- Vazão Máxima Bombeada: até- 105.000 Litros por dia (24h);
- Altura Máxima de Bombeamento: 140 m;
- Distância Máxima de Bombeamento: 10.000 m;
- Vazão Mínima de Acionamento: 10 l/s;
- Vazão Máxima de Acionamento: 60 l/s;
- Série C.

Figura 3.17- Bomba de pistão- modelo MSG-89D



Fonte: ROCHFER (2017)

Para compor o conjunto com a bomba de pistão modelo MSG-89D, foi escolhida a roda d'água Série C (figura 3.18), com as seguintes especificações:

- Cubo da Roda Série C: aprox. Ø45 mm;
- Diâmetro da Roda: 1,65 m;
- Largura da Roda: 0,47 m;
- Diâmetro Máximo do Tubo de Acionamento: 300 mm;
- Quantidade de Canecas: 32 unidades;
- Quantidade de Raios- 12 - 6 pares;
- Material do Corpo da Roda: aço carbono;
- Material do Cubo da Roda: ferro fundido.

Figura 3.18 – Roda d'água



Fonte: ROCHFER (2017)

Para o suporte de instalação para a roda d'água foi escolhido o modelo série C, compondo o conjunto da bomba/roda modelo MS-89D (figura 3.19).

Figura 3.19 – Suporte para roda d'água



Fonte: ROCHFER (2017)

Como cada conjunto do modelo escolhido possui a capacidade de bombeamento máxima de 105.000 l/dia ou 105 m³, serão necessárias 18 bombas disponibilizadas em paralelo para atender a demanda máxima de água.

$$N_b = \frac{V_{max}}{V_{mb}} \quad (3.4)$$

onde,

- N_b : número de Bombas;
- V_{max} : vazão máxima requerida pelo pivô para máxima lâmina d'água [l/dia];
- V_{mb} : vazão máxima de bombeamento pela roda d'água [l/dia].

assim,

$$Nb = \frac{1.920.000 \text{ l/d}}{105.000 \text{ l/d}}$$

$$\therefore Nb \cong 18,3 \text{ bombas}$$

3.3.2 Dimensionamento da bomba centrífuga com motor elétrico

Para o dimensionamento da bomba centrífuga com motor elétrico, considerou que o motor estará conectado à rede elétrica, transferindo a água de um reservatório e irá bombear a água com a pressão e vazão necessária, alimentando diretamente o pivô central pelo período de 21 horas, onde a vazão máxima de lâmina d'água para irrigação deverá ser considerada em 1920 m³/dia ou 0,0254 m³/dia para o período acima.

$$P_{TF} = V \times A_{MB} \times P_{Ef} \quad (3.5)$$

onde,

- P_{TF} : potência transferida ao fluido [W];
- V : vazão máxima da lâmina d'água para irrigação [m³/s];
- A_{MB} : altura manométrica da bomba [m];
- P_{Ef} : peso específico do fluido - água = 9800 [N/m³].

assim, admitindo-se neste estudo um valor referencial $A_{MB} = 10$ metros temos,

$$P_{TF} = 0,0254 \text{ m}^3/\text{s} \times 10\text{m} \times 9800 \text{ N/m}^3$$

$$\therefore P_{TF} = 2489 \text{ W ou } \approx 2,5 \text{ kW}$$

Potência da bomba

$$P_b = \frac{P_{TF}}{\eta_{Tb}} \quad (3.6)$$

onde,

- P_b : potência da bomba [W];
- P_{TF} : potência Transferida ao Fluido [W];
- η_{Tb} : rendimento Total da Bomba [%].

assim,

$$P_b = \frac{2,5 \text{ Kw}}{0,5}$$

$$\therefore P_b = 5 \text{ kW}$$

Escolha da bomba

Considerando os parâmetros anteriores, a bomba escolhida para este estudo foi a MSA-21R/F21 do fabricante Schneider (figura 3.20), conforme especificações técnicas abaixo:

- MSA-21R/F21/2;
- Monoestágio;
- 7,5 CV – 5,5 kW;
- Vazão = 92,6 m³/h.

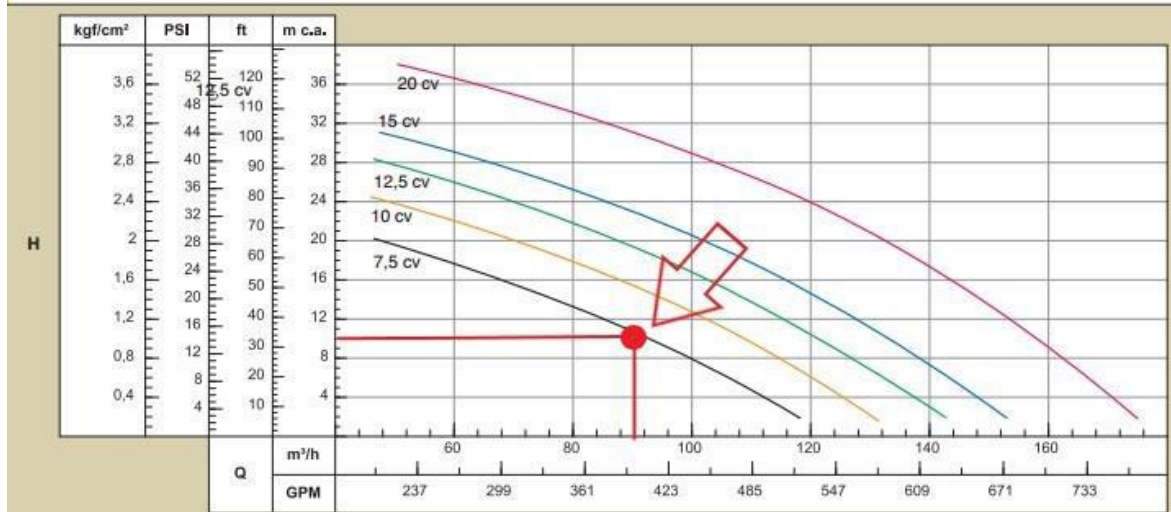
Figura 3.20 - Moto bomba MSA-21R/F21



Fonte: Schneider (2017)

Tabela 3.10 - Curva característica da bomba

	MODELO	MSA-21 R/F 2 1/2	87658	sch NAC				
	MODEL			60 Hz II polos/poles				
Sucção / Succión / Suction	3"	Potência / Potencia / Power [kW(cv)]	5,5 (7,5)	7,5 (10)	9,2 (12,5)	11 (15)	15 (20)	
Recalque / Descarga / Discharge	2 1/2"	Rotor / Impulsor / Impeller [mm]	125	130	135	140	150	



Fonte: Schneider (2017)

Energia elétrica consumida pelo motor da bomba

$$E_M = P_b \times \frac{T_{op}}{dia} \quad (3.7)$$

onde,

- E_M : energia elétrica consumida pelo motor da bomba [kWh];
- P_b : potência da bomba [kW];
- T_{op} : tempo de Operação Diária [h/dia].

assim,

$$E_M = 5 \text{ kW} \times \frac{21 \text{ horas}}{dia}$$

$$\therefore E_M = 105 \frac{kWh}{dia}$$

Escolha do motor elétrico

Para o conjunto de bomba acima, foi escolhido o motor trifásico WEG para uso industrial (figura 21).

Figura 3.21 – Motor trifásico



Fonte: WEG (2017)

Características Técnicas:

- Fabricante: WEG;
- Modelo: W22-IR2;
- Potência: 5,5 kW;
- Frequência: 60 Hz;
- Quantidade de polos: 2;
- Rotação nominal: 3495 rpm;
- Escorregamento: 2,92 %;
- Tensão nominal: 220/380 V;
- Corrente nominal: 10,9 A;
- Corrente de partida: 90,1 A.

3.3.3 Decisão na escolha do tipo de bomba

As considerações anteriores mostram que o espaço necessário para a instalação de uma bomba centrífuga é sobremaneira menor do que aquele necessário para instalação de 18 bombas de roda água. A ordem de grandeza do preço de uma bomba roda da água é de R\$ 24.500,00 e extremamente superior ao de uma bomba centrífuga. Sem qualquer outro cálculo recomenda-se para a alimentação do pivô de irrigação a bomba centrífuga movida com motor elétrico.

3.4 Dimensionamento básico do pivô central

Para o dimensionamento básico do pivô central, foi considerada a lâmina líquida de irrigação (LL), que é a lâmina de água que representa o consumo real de água pela cultura, essa deverá ser adicionada ao solo para suprir a demanda das plantas num determinado espaço de tempo, o qual pode ser definido pelo turno de irrigação. Essa demanda já foi definida no item 3.3 como sendo 8,0 mm de lâmina d'água por dia para a cultura de milho.

3.5 Especificação do gerador solar fotovoltaico

A especificação do gerador solar fotovoltaico teve como objetivo suprir 100% de toda a demanda elétrica de consumo proveniente do motor da bomba de alimentação do pivô central, bem como dos 5 moto-redutores dos vãos deste pivô. O sistema estaria conectado à rede elétrica da distribuidora de energia para a fazenda Flórida, no município de Cassilândia (MS) e foi especificado para operar por 21 horas diárias, 7 dias por semana, levando em consideração a lâmina bruta de água de 8 mm diária para a irrigação da cultura do milho.

3.5.1 Determinação do consumo anual de energia elétrica

Para a determinação do consumo anual de energia elétrica, foi considerado o motor elétrico da bomba de irrigação para o pivô elétrico e os cinco motores elétricos dos moto-redutores dos vãos deste equipamento, operando em um ciclo de 21 horas diárias. Apesar disso, o ciclo do motor elétrico apenas da bomba centrífuga foi estipulado em 12,5 horas, pois nas outras 8,5 horas, seria utilizada a tarifa de energia de irrigação ¹que ocorre no horário entre 21:30h e 6:00h do dia seguinte e que permite uma redução de 67% em relação à tarifa rural, portanto muito baixa pois é subsidiada pelo governo, não compensando assim, a utilização de outra fonte de energia, senão a da rede da distribuidora nesse período.

Consumo dos motores elétricos

- Motor Elétrico da Bomba Centrífuga = 5,5 HP ou 4,10 [kWh]

¹ Definido pelos artigos 107 e 108 da Resolução Normativa n° 414 da ANEEL.

- Motor elétrico moto redutor dos vãos do pivô central = $\frac{3}{4}$ [HP] ou 0,559 [kWh].

Consumo elétrico por ciclo diário

- 1 motor elétrico bomba centrífuga = 4,10 [kWh] x 12,5 [h/dia] = 51,25 [kWh/dia]
- 5 motores elétricos moto redutores do vão do pivô central = 5 motores x 0,559 [kW] x 21 [h/d] = 58,69 [kWh/dia]

$$C_{TAee} = (C_{MB} + C_{MM}) \times 273 \quad (3.9)$$

onde,

- C_{TAee} : consumo anual de energia elétrica [kWh/dia];
- C_{MB} : consumo diário de energia elétrica motor da bomba centrífuga [kWh/dia];
- C_{MM} : consumo diário de energia elétrica dos motores dos motos redutores do pivô central [kWh/dia].

considerando que a safra anual possui 273 dias, assim,

$$C_{TAee} = (51,25 + 86,1) \times 273$$

$$\therefore C_{TAee} = 37.496,55 \text{ [kWh/ano]} \text{ ou } 37,5 \text{ [MWh/ano]} \text{ ou } 137,35 \text{ [kWh/dia]}$$

3.5.2 Estimativa do número de painéis através do método HSP

Para se estimar o número de painéis fotovoltaicos para o gerador, foi utilizado o método de horas de sol pleno (HSP), considerando a média diária anual de irradiação solar [kWh/m²] incidente para o município de Cassilândia fornecida pelo CRESESB (tabela 3.8).

$$HSP = \frac{H_T}{1} \left[\frac{\frac{kWh}{m^2 dia}}{\frac{kWh}{m^2 h}} \right] \quad (3.10)$$

onde,

- HSP : horas de sol pleno, média diária anual [h];
- H_T : energia solar incidente no plano do painel FV média diária anual considerando $\beta=19^\circ N$ [kWh/m²dia];

assim,

$$HSP = \frac{5,29}{1} \left[\frac{\frac{kWh}{m^2 dia}}{\frac{kWh}{m^2 h}} \right]$$

$$\therefore HSP = 5,29 [h]$$

3.5.3 Escolha do painel fotovoltaico

O painel fotovoltaico (figura 3.22) escolhido para realizar este estudo e desenvolver o dimensionamento do sistema conectado a rede elétrica foi o painel modelo CS6U-315P da empresa Canadian Solar, cujas especificações técnicas e detalhes se encontram no anexo 6.1.3.

Figura 3.22 - Painel Fotovoltaico CS6U-315P - Canadian Solar



Fonte: CANADIAN SOLAR (2017)

3.5.4 Cálculos de operação da célula, do painel e do gerador FV

Cálculo da temperatura de operação da célula do PV

A temperatura de operação do painel fotovoltaico calculada considerou como um dos parâmetros, a temperatura média anual máxima da do município de Cassilândia (MS) e que se encontra descrita na figura 3.11. De acordo com as condições padronizadas de teste (STC) para este painel, a temperatura de operação deve ficar entre -40 °C e 85 °C.

$$T_c = T_{a\ max} + \frac{G_T}{800} \times [T_{NOC} - 20] \times 0,9 \quad (3.11)$$

onde,

- T_c : temperatura da célula [°C];
- $T_{a\ max}$: temperatura ambiente média anual máxima [W/m²];
- G_T : radiação solar média no plano de célula [°C];
- T_{NOC} : temperatura nominal de operação da célula [°C].

assim,

$$T_c = 30,4 + \frac{1000}{800} \times [45 - 20] \times 0,9$$

$$\therefore T_c = 58,5 \text{ °C} < 85 \text{ °C (máxima temperatura de operação)}.$$

Cálculo da máxima potência do painel fotovoltaico

O cálculo de máxima potência do painel fotovoltaico teve a finalidade de levantar a potência máxima que o painel escolhido para o estudo iria fornecer. Para isso, foram levadas em consideração as condições padronizadas de teste (STC). Este valor corresponde ao valor da potência no ponto de máxima potência da curva I – V e P – V (figura 2.9).

$$P_{MP} = P_{OMP} \frac{G_T}{G_{ref}} \left[1 + \gamma_{mp} (T_c - T_{cref}) \right] \quad (3.12)$$

onde,

- P_{MP} : máxima potência do painel fotovoltaico [W];
- P_{OMP} : potência nominal do painel fotovoltaico [W];
- G_T : radiação solar média no plano da célula [W/m²];
- G_{ref} : radiação solar nas condições STC [W/m²];
- γ_{mp} : coeficiente de temperatura para a potência máxima [°C];
- T_C : temperatura da célula [°C];
- T_{cref} : temperatura da célula nas condições STC [°C].

assim,

$$P_{MP} = 315 \times \left(\frac{1000}{1000} \right) \times [1 - 0,0041 \times (58,5 - 20)]$$

$$P_{MP} = 315 \times 0,842$$

$$\therefore P_{MP} = 265,27 \text{ W}$$

Calculo da energia diária fornecida pelo gerador fotovoltaico

Foi calculada a energia diária média anual que seria fornecida pelo gerador fotovoltaico, levando-se em consideração os parâmetros da necessidade diária de produção de energia para alimentar os equipamentos de irrigação conectados ao sistema de pivô central (bomba + moto-redutores), bem como o parâmetro de rendimento do inversor, conforme segue.

$$E_{GFV} = \frac{E_{rede}}{\eta_{inv}} \quad (3.13)$$

onde,

- E_{GFV} : energia diária média anual fornecida pelo gerador fotovoltaico [Wh/dia];
- E_{rede} : energia média diária anual a ser injetada na rede [kWh/dia];
- η_{inv} : rendimento do inversor [%];

assim,

$$E_{GFV} = \frac{137,35}{0,983}$$

$$\therefore E_{GFV} = 139,72 \text{ [kWh/dia]}$$

Calculo da estimativa do número de painéis fotovoltaicos

Levando-se em consideração a quantidade de energia produzida pelo gerador fotovoltaico diariamente, a potência máxima do painel já calculada, o número de horas de sol pleno também já definido, pôde-se então calcular o número total de painéis fotovoltaicos necessários para produzir 100% da quantidade de energia que seria consumida diariamente.

$$E_{GFV} = \eta_{SPMP} P_{MP} (HSP) n (TD) \quad (3.14)$$

onde,

- E_{GFV} : energia diária média anual fornecida pelo gerador fotovoltaico [Wh/dia];
- η_{SPMP} : constante 0.99;
- P_{MP} : potência máxima do painel fotovoltaico [W];
- HSP : horas de sol pleno, média diária anual [h];
- TD : adimensional taxa de desempenho do gerador, recomendado no Brasil 0,7 a 0,8;
- n : número de painéis fotovoltaicos.

assim,

$$139,72 \cdot 10^3 = 0,99 \times 265,27 \times 5,29 \times N \times 0,75$$

$$n = \frac{139,72 \cdot 10^3}{1041,93}$$

$$\therefore n=134 \text{ painéis}$$

3.5.5 Escolha do inversor

O inversor escolhido para realizar este estudo e desenvolver o dimensionamento do sistema conectado a rede elétrica foi o modelo SUN2000-17 do fabricante Huawei (figura 3.20), com uma potência nominal de 19.1 kW e cujas especificações técnicas e detalhes se encontram no Anexo 6.1.2.

Figura 3.23 - Inversor modelo SUN2000-17



Fonte: Huawei (2017)

3.5.6 Potência nominal do gerador fotovoltaico

Levando em consideração a potência nominal informada pelo fabricante para o painel fotovoltaico da folha de dados técnicos e o número necessário de painéis para produzir a quantidade requerida de energia diária requerida, foi possível calcular a potência nominal do gerador fotovoltaico, conforme segue.

$$P_{GFV}^0 = P_{MP}^0 \times N \quad (3.15)$$

onde,

- P_{GFV}^0 : potência nominal do gerador fotovoltaico [W];
- P_{MP}^0 : máxima potência nominal do painel fotovoltaico [Wp];
- N : Número de painéis fotovoltaicos.

assim,

$$P_{GFV}^0 = 315 \times 134$$

$$\therefore P_{GFV}^0 = 42.210 \text{ Wp}$$

3.5.7 Cálculo do fator de dimensionamento do inversor

O fator de dimensionamento do inversor (FDI) representa a razão entre a potência nominal do inversor e a potencia nominal do gerador fotovoltaico. O percentual resultante indica a capacidade do inversor ou o pico do gerador fotovoltaico. Em seu estudo, Zilles et el. (2012) recomenda que o FDI deve ser o valor mínimo de 0,6 e valor máximo de 0,9. Já os fabricantes de inversores recomendam o valor mínimo de 0,8 e valor máximo de 1,2.

$$FDI = \frac{P_{INV}^0}{P_{GFV}^0} \quad (3.16)$$

onde,

- FDI : fator de dimensionamento do inversor;
- P_{INV}^0 : potência nominal do inversor [W];
- P_{GFV}^0 : potência nominal do gerador fotovoltaico [W].

assim,

$$FDI = \frac{(19.100 \times 2)}{42.210}$$

$$\therefore FDI = 0,90$$

3.5.8 Cálculos para a conexão dos painéis fotovoltaicos com o inversor

Temperatura máxima do painel fotovoltaico

Para o cálculo da temperatura máxima da célula fotovoltaica (T_{Cmax}), foi considerada a temperatura nominal de operação do painel fotovoltaico, descrita pelo fabricante em sua folha de dados e a temperatura máxima de 31,7 °C prevista para ocorrer no mês de outubro.

$$T_{Cmax} = T_{Cmax} + \frac{G_T}{800} [T_{NOC} - 20] \times 0,9 \quad (3.17)$$

onde,

- T_{Cmax} : temperatura máxima da célula [°C];
- T_{max} : temperatura média anual máxima da localidade [°C];
- G_T : radiação solar média no plano da célula fotovoltaica [W/m²];
- T_{NOC} : temperatura nominal de operação da célula [°C].

assim,

$$T_{Cmax} = 31,7 + \frac{1000}{800} [45 - 20] \times 0,9$$

$$\therefore T_{Cmax} = 59,8 \text{ °C}$$

Temperatura mínima do painel fotovoltaico

Para o cálculo da temperatura mínima da célula fotovoltaica (T_{Cmin}), foi considerada a temperatura nominal de operação do painel fotovoltaico, descrita pelo fabricante em sua folha de dados e a temperatura mínima de 14,5 °C prevista para ocorrer no mês de junho.

$$T_{Cmin} = T_{min} + \frac{G_T}{800} [T_{NOC} - 20] \times 0,9 \quad (3.18)$$

onde,

- T_{Cmin} : temperatura mínima da célula [°C];
- T_{max} : temperatura média anual mínima da localidade [°C];
- G_T : radiação solar média no plano da célula fotovoltaica [W/m²];
- T_{NOC} : temperatura nominal da célula [°C].

assim, considerando $G_T = 0$ temos,

$$T_{Cmin} = 14,5 + 0$$

$$\therefore T_{Cmin} = 14,5 \text{ °C}$$

Tensão mínima de circuito aberto do painel fotovoltaico

O cálculo da tensão mínima de circuito aberto (V_{OCmin}) teve o objetivo de levantar a tensão mínima que seria produzida pelo painel fotovoltaico em seus terminais, quando este não estivesse conectado a nenhuma carga, levando em consideração, os parâmetros elétricos e térmicos informados pelo fabricante na folha de dados do equipamento.

$$V_{OCmin} = V_{OC}^0 (1 + \gamma_{OC} (T_{cmax} - T_C^0)) \quad (3.19)$$

onde,

- V_{OCmin} : tensão mínima de circuito aberto do PV [V];
- V_{OC}^0 : tensão nominal de circuito aberto do PV [V];
- γ_{OC} : coeficiente de temperatura de I_{OC} do PV [$^{\circ}C$];
- T_{cmax} : temperatura máxima da célula do PV [$^{\circ}C$];
- T_C^0 : temperatura nominal da célula do PV [$^{\circ}C$].

assim,

$$V_{OCmin} = 45,1 \times (1 - 0,0031 \times (59,8 - 20)) = 45,1 \times 0,87662$$

$$\therefore V_{OCmin} = 39,53 \text{ V}$$

Tensão máxima de circuito aberto do painel fotovoltaico

O cálculo da tensão máxima de circuito aberto (V_{OCmax}) teve o objetivo de levantar a tensão máxima que seria produzida pelo painel fotovoltaico em seus terminais, quando este não estivesse conectado a nenhuma carga, levando em consideração, os parâmetros elétricos e térmicos informados pelo fabricante na folha de dados do equipamento.

$$V_{OCmax} = V_{OC} \times (1 + \gamma_{OC} (T_{cmin} - T_C^0)) \quad (3.20)$$

onde,

- V_{OCmax} : tensão máxima de circuito aberto máxima do PV [V];
- V_{OC}^0 : tensão nominal de circuito aberto do PV [V];
- γ_{OC} : coeficiente de temperatura de I_{OC} do PV [°C];
- T_{cmin} : temperatura mínima da célula do PV [°C];
- T_C^0 : temperatura nominal da célula do PV [°C].

assim,

$$V_{OCmax} = 45,1 \times (1 - 0,0031 \times (14,5 - 20)) = 45,1 \times 1,01705$$

$$\therefore V_{OCmax} = 45,86 \text{ V}$$

Tensão no ponto de máxima potência do painel fotovoltaico

A tensão de máxima potência (V_{mp}) é o valor da tensão nos terminais dos painéis fotovoltaicos quando este estivesse fornecendo a sua potência máxima, levando-se em consideração as condições dos parâmetros elétricos e térmicos informados pelo fabricante na folha de dados do equipamento. Desta forma, considerando as curvas I-V e P-V, esta seria a tensão de máxima potência deste painel.

$$V_{mp} = V_{mp}^0 (1 - \gamma_{Pmax} (T_{cmax} - T_C^0)) \quad (3.21)$$

onde,

- V_{mp} : tensão no Ponto de máxima potência do PV [V];
- V_{mp}^0 : índice nominal de tensão de circuito aberto do PV [V];
- γ_{Pmax} : coeficiente de temperatura de I_{Pmax} do PV [°C];
- T_{cmax} : temperatura máxima da célula do PV [°C];
- T_C^0 : Temperatura nominal da célula do PV [°C]

assim,

$$V_{mp} = 36,6 \times (1 - 0,0041 \times (59,8 - 20)) = 36,6 \times 0,83682$$

$$\therefore V_{mp} = 30,62 \text{ V}$$

Corrente de máxima potência do painel fotovoltaico

De forma análoga a tensão, a corrente de máxima potência (I_{mp}) é o valor da corrente nos terminais dos painéis fotovoltaicos quando este estivesse fornecendo a sua potência máxima, levando-se em consideração as condições dos parâmetros elétricos e térmicos informados pelo fabricante na folha de dados do equipamento. Desta forma, considerando as curvas I-V e P-V, esta seria a corrente de máxima potência deste painel.

$$I_{mp} = \frac{P_{mp}}{V_{mp}} \quad (3.22)$$

onde,

- I_{mp} : corrente de máxima potência do PV [A];
- P_{mp} : ponto de máxima potência do PV [V];
- V_{mp} : ponto de máxima tensão do PV [V].

assim,

$$I_{mp} = \frac{265,27}{30,62}$$

$$\therefore I_{mp} = 8,66 \text{ A}$$

Corrente de curto circuito do painel fotovoltaico

A corrente de curto circuito (I_{SC}) do módulo fotovoltaico calculada procurou levantar qual seria a corrente elétrica em que o painel fotovoltaico escolhido para este estudo fornecesse em seus terminais quando estes estivessem curto-

circuitados, levando-se em consideração as condições dos parâmetros elétricos e térmicos informados pelo fabricante na folha de dados do equipamento.

$$I_{SC} = I_{SC}^0 (1 + \gamma_{SC} (T_{Cmax} - T_C^0)) \quad (3.23)$$

onde,

- I_{SC} : corrente de curto circuito [A];
- I_{SC}^0 : corrente de curto circuito do PV [A];
- γ_{Pmax} : coeficiente de temperatura de I_{SC} do PV [°C];
- T_{Cmax} : temperatura da célula do PV [°C];
- T_C^0 : temperatura nominal da célula do PV [°C]

assim,

$$I_{SC} = 9,18 \times (1 + 0,00053 \times (59,8 - 20)) = 9,18 \times 1,021$$

$$\therefore I_{SC} = 9,37 \text{ A}$$

3.5.9 Condição de operação dos painéis fotovoltaicos

A condição de operação dos painéis fotovoltaicos foi definida considerando-se que para o inversor Huawei SUN2000-17KTL, a tensão de operação do MPPT encontra-se na faixa de 200 V a 950 V, bem como as tensões calculadas de circuito aberto mínima (V_{OCmin}) e máxima (V_{OCmax}), conforme segue.

Número mínimo de painéis fotovoltaicos conectados em série

O número mínimo de painéis conectados em série calculado, levou em consideração a tensão mínima de operação do MPPT do inversor ($MPPT_{vmin}$) selecionado e a mínima tensão de circuito aberto (V_{OCmin}) calculada anteriormente.

$$MPPT_{vmin} < N_{série_{min}} \times V_{OCmin} \quad (3.24)$$

onde,

- $N_{série_{min}}$: número mínimo de painéis fotovoltaicos conectados em série [painéis PV];
- $MPPT_{v_{min}}$: mínima tensão no MPPT [V];
- V_{OCmin} : mínima tensão de circuito aberto [V].

assim,

$$200 < N_{série_{min}} < 39,53$$

$$\therefore N_{série_{min}} = 5,05 \text{ ou } 5,0 \text{ PV}$$

Número máximo de painéis fotovoltaicos conectados em série

O número máximo de painéis conectados em série calculado, levou em consideração a tensão máxima de operação do MPPT do inversor ($MPPT_{v_{max}}$) selecionado e a máxima tensão de circuito aberto (V_{OCmax}) calculada anteriormente.

$$MPPT_{v_{max}} < N_{série_{max}} \times V_{OCmax} \quad (3.25)$$

onde,

- $N_{série_{max}}$: número máximo de painéis fotovoltaicos conectados em série [painéis PV];
- $MPPT_{v_{max}}$: máxima tensão no MPPT [V];
- V_{OCmax} : máxima tensão de circuito aberto [V].

assim,

$$950 < N_{série_{max}} < 45,86$$

$$\therefore N_{série_{max}} = 20,71 \text{ ou } 20 \text{ PV}$$

Número máximo dos strings conectados em paralelo

Considerando o a corrente de curto circuito (I_{SC}) calculada anteriormente e o número máximo de painéis fotovoltaicos conectados em série, foi calculado o número máximo de strings ($N_{série_{max}}$) que poderiam ser conectados em paralelo para cada string do inversor. Para o inversor selecionado, especificamente, poderia estão disponíveis 3 MMPT e 2 strings para cada um.

$$N_{max_{string}} \times I_{SC} < N_{série_{max}} \quad (3.26)$$

onde,

- $N_{max_{string}}$: número máximo de strings conectados em paralelo;
- I_{SC} : corrente de curto circuito [A];
- $N_{série_{max}}$: número máximo de painéis fotovoltaicos conectados em série [painéis PV];

assim,

$$N_{max_{string}} \times 9,37 < 20$$

$$\therefore N_{max_{string}} = 2$$

Configuração dos strings

A configuração de conexão dos painéis fotovoltaicos obedeceu as condições impostas pelos parâmetros calculados anteriormente, bem como pelo número disponível de MPPT no inversor selecionado, conforme segue abaixo.

Inversor 1

- Total de painéis fotovoltaicos: 66 painéis;
- Total de strings por MPPT: 3 strings;
- Numero de painéis fotovoltaicos conectados em série: mínimo de 5 e máximo de 20 painéis ($5 < N_{série} < 20$);
- Número máximo de strings em paralelo para cada MPPT: 2 strings.

Inversor 2

- Total de painéis fotovoltaicos: 64 painéis;
- Total de strings por MPPT: 3 strings;
- Numero de painéis fotovoltaicos conectados em série: mínimo de 5 e máximo de 20 painéis ($5 < N_{\text{série}} < 20$);
- Número máximo de strings em paralelo para cada MPPT: 2 strings.

Proposta de conexão de painéis FV por string e inversor

Considerando as condições anteriores, limitando o número de painéis fotovoltaicos em série e número máximo de strings em paralelo, bem como respeitando as especificações técnicas do inversor disponíveis na sua folha técnica (Anexo 6.2), foram definidos os arranjos das conexões por inversor, de forma a atender a demanda de produção requerida de energia.

Total Inversor 1

- Total de 66 painéis fotovoltaicos;
- Potência = 17.507,82 [Wp];
- FDI Operacional = 1,09;
- $I_{mp\ total} = 51,96\text{ A}$.

STRING A- 2 conjuntos // de 11 PV em série (total de 22 PV); P = 5.835,94 [Wp]

STRING B- 2 conjuntos // de 11 PV em série (total de 22 PV); P = 5.835,94 [Wp]

STRING C- 2 conjuntos // de 11 PV em série (total de 22 PV); P = 5.835,94 [Wp]

Total Inversor 2

- Total de 68 painéis fotovoltaicos;
- Potência = 18.038,36 [Wp];
- FDI Operacional = 1,06;
- $I_{mp\ total} = 51,96\text{ A}$.

STRING D- 2 conjuntos // de 12 PV em série (total de 24 PV); $P = 6.366,48$ [Wp]

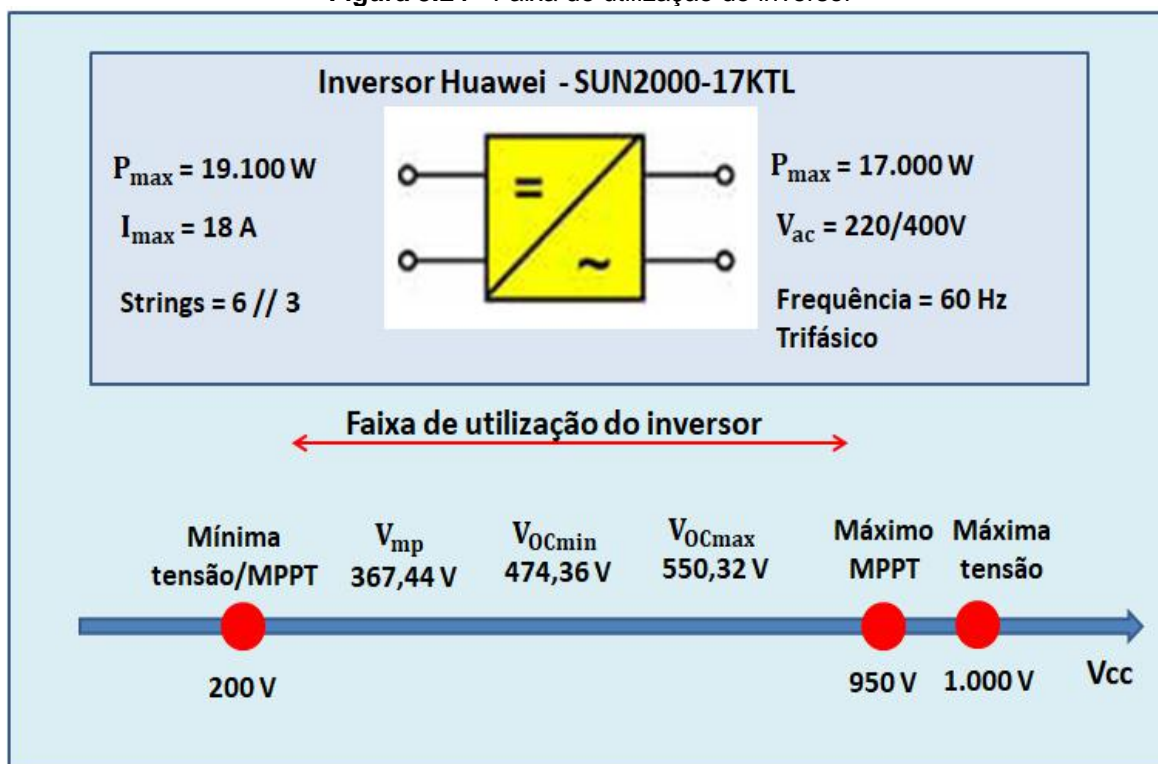
STRING E- 2 conjuntos // de 11 PV em série (total de 22 PV); $P = 5.835,94$ [Wp]

STRING F- 2 conjuntos // de 11 PV em série (total de 22 PV); $P = 5.835,94$ [Wp]

Total (Inversor 1 + Inversor 2)

- Total de 134 painéis fotovoltaicos;
- Potência Total = $35.546,18$ [Wp];
- FDI Operacional = 1,07;
- $I_{mp\ total} = 51,96$.

Figura 3.24 - Faixa de utilização do inversor

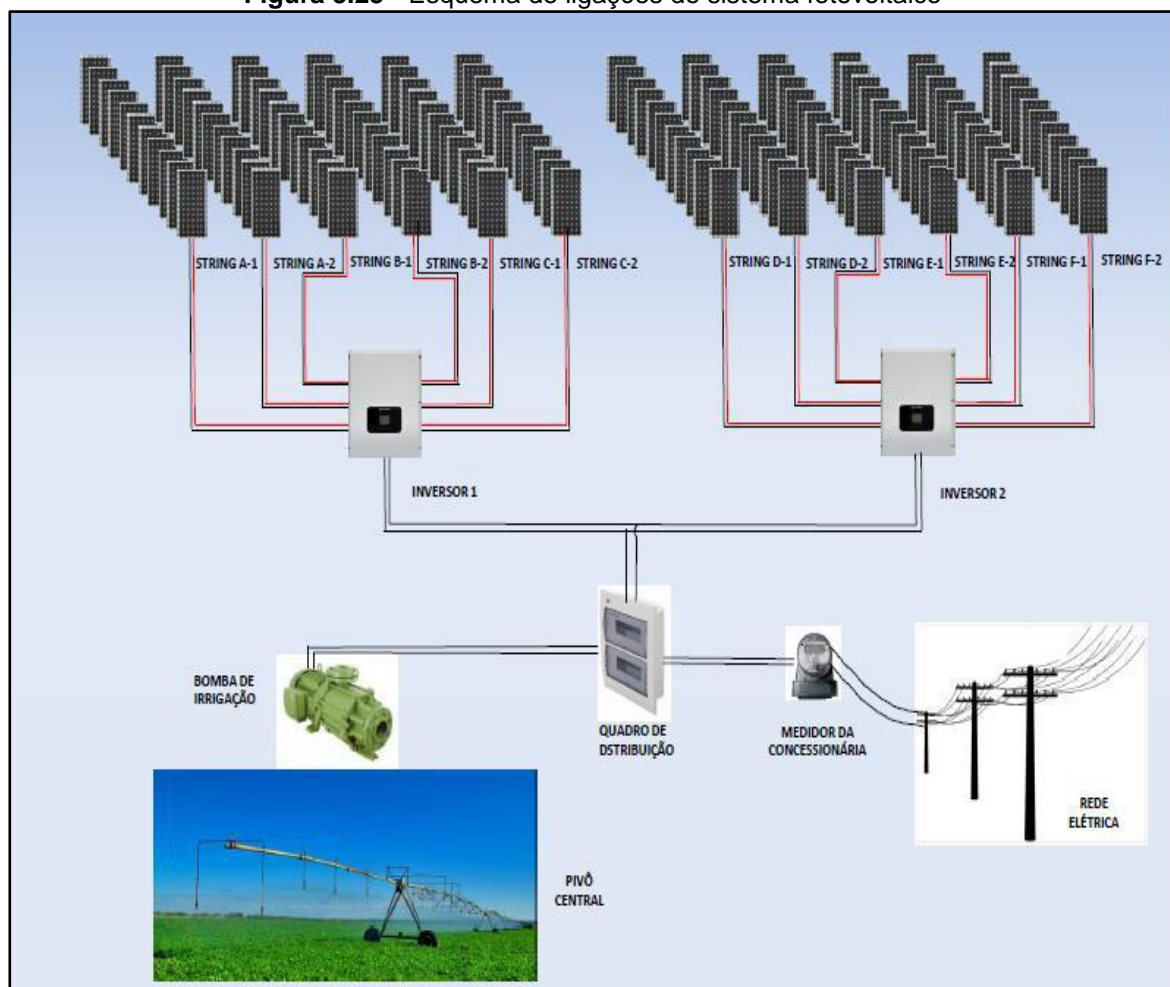


Fonte: Próprio autor

3.5.9.1 Esquema de conexão painéis FV e inversor

A figura 3.25 mostra o esquema de ligações elétricas do sistema fotovoltaico proposto.

Figura 3.25 - Esquema de ligações do sistema fotovoltaico



Fonte: Próprio autor

3.6 Análise de viabilidade econômico-financeira

Para a análise econômico-financeira do sistema de geração fotovoltaica, foram executados os cálculos de Payback Simples, VPL e TIR. Para esses cálculos, foram consideradas as seguintes premissas:

- Investimento inicial com capital próprio no valor de R\$ 297.414,50 (tabela 3-12).
- Valor da tarifa de energia elétrica em R\$ 0,34[kWh/mês] (tarifa do mês de junho de 2017), sendo- Classe rural, grupo B2, ligação trifásica e tipo convencional;

- Período de 25 anos para a análise de viabilidade do sistema, levando-se em consideração a vida útil dos painéis geradores fotovoltaicos;
- Taxa de inflação para a correção da tarifa de energia elétrica [kWh] ao ano, considerando-se os 3 cenários abaixo:
 - Cenário Otimista: taxa média de inflação de 10%;
 - Cenário Realista: taxa média de inflação de 7% ao ano;
 - Cenário Pessimista: taxa média de inflação de 5%.

Observação: o percentual das taxas de inflação para a correção da tarifa de energia elétrica ao ano leva em consideração como sendo mais ou menos otimista sempre sob o ponto de vista do investidor e não do consumidor final. Isso porque, com uma taxa de inflação maior para a correção da energia elétrica, fará com que o investimento na implantação do sistema de energia solar fotovoltaica possa ser amortizado em menor espaço de tempo. Porém, é claro que se analisarmos sob o ponto de vista para o consumidor final, teremos o oposto, ou seja, quanto maior a taxa de inflação, pior será o cenário.

- Taxa de disponibilidade anual de energia elétrica de 1200 [kWh] ao ano, considerando-se 100 [kWh] mínimo ao mês para ligação trifásica, de acordo com a Resolução Normativa Nº 414 da ANEEL;
- Custo de substituição dos 2 inversores no 13º ano de operação do sistema, considerando-se este como o tempo médio de vida útil deste tipo de equipamento.
- Perda de 0,65% de eficiência ao ano na produção de energia pelos painéis fotovoltaicos, totalizando 15% ao final dos 25 anos de vida útil, conforme datasheet dos equipamentos.

3.6.1 Custos da instalação do sistema solar fotovoltaico

Os equipamentos de geração solar fotovoltaica foram cotados através de fornecedores em seus sites na internet. Para os valores dos serviços, estes foram estimados nos valores médios praticados no mercado conforme composição de custos estimada por FRANCO (2017), bem como todos eles calculados sobre a

potência do gerador de 40,95 [kWp] a ser instalada. Assim, para a estrutura metálica o valor foi de R\$ 0,60 [Wp], para a montagem e instalação dos painéis de solo o valor foi de R\$ 0,87 [Wp] e para a mão de obra de instalação e engenharia, o valor foi de R\$ 0,44 [Wp].

A tabela 3.8 traz o resumo do orçamento considerando estes valores e dos equipamentos necessários para a implantação do projeto de energia solar fotovoltaica.

Tabela 3.11- Investimento para implantação do projeto fotovoltaico

Itens	Quantidade	Custo Unitário [R\$]	Total [R\$]	Custo [%]
Paineis fotovoltaicos	134	1.067	143.000	48,1%
Inversores	2	26.500	53.000	17,8%
Estrutura de solo		-	24.570	8,3%
Cabos e materiais		-	17.200	5,8%
Mão de obra e instalação		-	35.626,50	12,0%
Engenharia		-	18.018	6,1%
Frete		-	6.000	2,0%
Total			297.414,50	100,0%

Fonte: Próprio autor

3.6.2 Análise do payback simples do projeto

Para este estudo, foi feita a análise de viabilidade financeira através do método do Payback Simples, que leva em conta o tempo de retorno do capital investido. O montante do Fluxo de Caixa foi calculado levando em consideração três cenários ao longo dos 25 anos de vida útil dos painéis fotovoltaicos, onde quanto maior for o percentual de aumento da tarifa de energia elétrica neste período, mais rápido seria o retorno do investimento do projeto. Assim, levando-se em consideração o ponto de vista do investidor, considerou-se o cenário pessimista com uma taxa de inflação de 5% ao ano, o mais provável com uma taxa de inflação de 7% ao ano e o otimista, com uma taxa de inflação de 10% ao ano.

Desta forma, foram obtidos como resultados (tabela 3-12) de payback, para os três cenários acima:

- Cenário pessimista (5% a.a. inflação): um período de 15 anos e 6 meses;

- Cenário mais provável (7% a.a. inflação): um período de 14 anos e 1 meses;
- Cenário otimista (10% a.a. inflação): um período de 11 anos e 3 meses.

Tabela 3.12 - Análise financeira pelo payback simples

Simulações		2017	2018	2042
		Implantação	1º ano	25º ano
Média de consumo de E.E. anual pelo cliente cliente [KWh/ano]		0,65%	50.132,75	50.132,75
Produção Energia FV -perda de eficiência de 0,65% a.a. [kWh/ano]			50.132,75	42.869,70
Tarifa kWh Energisa atual/projetado [R\$/KWh]				
Pessimista [R\$/KWh]	5,0%	0,34	0,36	1,17
Mais provável [R\$/KWh]	7,0%		0,37	1,87
Otimista[R\$/KWh]	10,0%		0,38	3,73
Taxa de Disponibilidade de Energia Elétrica Anual para Instalação Trifásica - 1200 kWh/ano [R\$/kWh]				
Pessimista [R\$/KWh]	5,0%	1200	434,02	1.399,76
Mais provável [R\$/KWh]	7,0%		442,29	2.243,44
Otimista[R\$/KWh]	10,0%		454,69	4.478,55
Redução conta energia (R\$) / ano				
Redução da conta anual [R\$/ano]	5,0%		17.698,14	48.606,20
Redução conta acumulada [R\$ acumulado:25 anos]			17.698,14	767.537,91
Redução da conta anual [R\$/ano]	7,0%		18.035,25	77.902,90
Redução conta acumulada [R\$ acumulado:25 anos]			18.035,25	1.030.343,28
Redução da conta anual [R\$/ano]	10,0%		18.540,91	155.516,44
Redução conta acumulada [R\$ acumulado:25 anos]			18.540,91	1.633.849,56
Despesas Extraordinária				
Despesas extraordinárias [R\$/ano]			0,00	0,00
Fluxos de Caixa para inflação em 5%, 7% e 10% a.a.				
Invest. Inicial / Fluxo Caixa Pessimista [R\$/ano]	5,0%	-297.414,50	17.698,14	48.606,20
Invest. Inicial / Fluxo de caixa Mais provável [R\$/ano]	7,0%	-297.414,50	18.035,25	77.902,90
Invest. Inicial / Fluxo de Caixa Otimista [R\$/ano]	10,0%	-297.414,50	18.540,91	155.516,44
Investimento Inicial - Capital próprio [R\$]		297.414,50		
Payback Simples				
Fluxo de Caixa Acumulado com Inflação Energia Elétrica 5% a.a. [R\$/ano]		-297.414,50	-279.716,36	417.123,41
Payback Simples- Inflação de 5% a.a. [%]		15,6anos		
Fluxo de Caixa Acumulado com Inflação Energia Elétrica 7% a.a. [R\$/ano]		-297.414,50	-279.379,25	679.928,78
Payback Simples- Inflação de 7% a.a. [%]		14,1 anos		
Fluxo de Caixa Acumulado com Inflação Energia Elétrica 10% a.a. [R\$/ano]		-312.071,00	-278.873,59	1.283.435,06
Payback Simples- Inflação de 10% a.a. [%]		11,3 anos		

Fonte: Próprio autor

3.6.3 Análise do VPL do projeto

Para a análise financeira de viabilidade pelo método do Valor Presente Líquido, foram utilizados os custos em Reais e orçados com equipamentos, estrutura, cabos, mão de obra, engenharia e frete (tabela 3.11) no período de 25 anos, que é o tempo médio de vida dos painéis fotovoltaicos. Como Fluxo de Caixa, foi utilizada a redução na conta de energia elétrica em Reais anual, no mesmo período acima, obtido através da instalação do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica e sistema de compensação de energia. Neste cálculo, levando-se em consideração o ponto de vista do investidor, foram utilizados os

três cenários de correção anual da energia elétrica, com taxas de inflação em 5% (pessimista), em 7% (mais provável) e 10% (otimista), bem como foi incluído o custo de R\$53.000,00 no 13º ano referente à troca dos dois inversores. Para a economia anual com energia elétrica, foi considerada a taxa mínima de disponibilidade de 1.200 [kWh/ano], considerando 100 [kWh/mês] e a perda de 0,65% ao ano de eficiência dos painéis fotovoltaicos. Para estes cálculos, foi utilizada a equação 2.16 e os resultados referentes ao 1º e 15º anos se encontram listados na tabela 3.13.

Como Taxas de Desconto, foram utilizados três cenários abaixo:

- O pessimista, com uma taxa de 12% ao ano;
- O mais provável, com uma taxa de 8% ao ano;
- O otimista, com uma taxa de 4% ao ano.

Tabela 3.13 - Análise financeira pelo VPL

Simulações		2017	2018	2042
		Implantação	1º ano	25º ano
Média de consumo de E.E. anual pelo cliente cliente [KWh/ano]		0,65%	50.132,75	50.132,75
Produção Energia FV -perda de eficiência de 0,65% a.a. [kWh/ano]			50.132,75	42.869,70
Tarifa kWh Energisa atual/projetado [R\$/KWh]				
Pessimista [R\$/KWh]	5,0%	0,34	0,36	1,17
Mais provável [R\$/KWh]	7,0%		0,37	1,87
Otimista[R\$/KWh]	10,0%		0,38	3,73
Taxa de Disponibilidade de Energia Elétrica Anual para Instalação Trifásica - 1200 kWh/ano [R\$/kWh]				
Pessimista [R\$/KWh]	5,0%	1200	434,02	1.399,76
Mais provável [R\$/KWh]	7,0%		442,29	2.243,44
Otimista[R\$/KWh]	10,0%		454,69	4.478,55
Redução conta energia (R\$) / ano				
Redução da conta anual [R\$/ano]	5,0%		17.698,14	48.608,20
Redução conta acumulada [R\$ acumulado:25 anos]			17.698,14	767.537,91
Redução da conta anual [R\$/ano]	7,0%		18.035,25	77.902,90
Redução conta acumulada [R\$ acumulado:25 anos]			18.035,25	1.030.343,28
Redução da conta anual [R\$/ano]	10,0%		18.540,91	155.516,44
Redução conta acumulada [R\$ acumulado:25 anos]			18.540,91	1.633.849,56
Despesas Extraordinária				
Despesas extraordinárias [R\$/ano]			0,00	0,00
Fluxos de Caixa para inflação em 5%, 7% e 10% a.a.				
Invest. Inicial / Fluxo Caixa Pessimista [R\$/ano]	5,0%	-297.414,50	17.698,14	48.608,20
Invest. Inicial / Fluxo de caixa Mais provável [R\$/ano]	7,0%	-297.414,50	18.035,25	77.902,90
Invest. Inicial / Fluxo de Caixa Otimista [R\$/ano]	10,0%	-297.414,50	18.540,91	155.516,44
Investimento Inicial - Capital próprio [R\$]		297.414,50		
Análise do VPL				
Avaliação Cenários - Taxas de Desconto em 4%, 8% e 12%				
Taxa de Desconto: cenário pessimista		12%		
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 5% [R\$]	-R\$ 118.448,52	-312.071,00	-281.612,59	-118.448,52
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 7% [R\$]	-R\$ 79.152,89	-312.071,00	-281.311,60	-79.152,89
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 10% [R\$]	R\$ 3.016,15	-312.071,00	-280.860,11	3.016,15
Taxa de Desconto - Cenário mais provável		8%	-	
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 5% [R\$]	-R\$ 38.672,52	-312.071,00	-281.027,33	-38.672,52
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 7% [R\$]	R\$ 29.976,47	-312.071,00	-280.715,19	29.976,47
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 10% [R\$]	R\$ 178.480,03	-312.071,00	-280.246,99	178.480,03
Taxa de Desconto: Cenário otimista		4%	-	
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 5% [R\$]	R\$ 111.241,76	-312.071,00	-280.397,05	111.241,76
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 7% [R\$]	R\$ 240.516,23	-312.071,00	-280.072,91	240.516,23
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 10% [R\$]	R\$ 529.156,44	-312.071,00	-279.586,70	529.156,44

Fonte: Próprio autor

Como resultado da análise do VPL para os cenários acima, foram obtidos os seguintes resultados:

- Cenário pessimista (Taxa de Desconto de 12% a.a.): o maior valor do VPL foi de R\$ 3.016,15 para o cenário de 10% de inflação ao ano para a energia elétrica;
- Cenário mais provável (Taxa de Desconto de 8%): o maior valor do VPL foi de R\$ 178.480,03 para o cenário de 10% de inflação ao ano para a energia elétrica;
- Cenário Otimista (Taxa de Desconto de 4%): o maior valor do VPL foi de R\$ 529.156,44 para o cenário de 10% de inflação ao ano para a energia elétrica;

Portanto, podemos concluir que, em termos de análise financeira pelo VPL, o projeto torna-se mais viável quanto maior for projetada a inflação para o reajuste da energia elétrica, com a menor taxa de desconto. Nesse caso, o cenário mais viável é o otimista.

3.6.4 Análise da TIR para o projeto

Para a análise financeira de viabilidade pelo método da Taxa Interna de Retorno (TIR), foram utilizados os mesmos Fluxos de Caixa em Reais utilizados na análise do VPL acima, no período de 25 anos, considerando o tempo médio de vida dos painéis fotovoltaicos sem considerar a taxa de desconto. Neste cálculo, levando-se em consideração o ponto de vista do investidor, foram utilizados os três cenários de correção anual da energia elétrica, com taxas de inflação em 5% (pessimista), em 7% (mais provável) e 10% (otimista).

Para os cálculos, foi utilizada a equação 2.17 e os resultados referentes ao 1º e 15º anos se encontram listados na tabela 3.14.

Seguem abaixo os resultados obtidos através da análise da TIR:

- Cenário pessimista (5% a.a. inflação): a TIR calculada foi de 6,69%;
- Cenário mais provável (7% a.a. inflação): a TIR calculada foi de 8,87%;
- Cenário otimista (10% a.a. inflação): a TIR calculada foi de 12,1%.

Tabela 3.14 - Análise financeira pela TIR

Simulações		2017	2018	2042
		Implantação	1º ano	25º ano
Média de consumo de E.E. anual pelo cliente cliente [KWh/ano]		0,65%	50.132,75	50.132,75
Produção Energia FV -perda de eficiência de 0,65% a.a. [kWh/ano]			50.132,75	42.869,70
Tarifa kWh Energisa atual/projetado [R\$/KWh]				
Pessimista [R\$/KWh]	5,0%	0,34	0,36	1,17
Mais provável [R\$/KWh]	7,0%		0,37	1,87
Otimista[R\$/KWh]	10,0%		0,38	3,73
Taxa de Disponibilidade de Energia Elétrica Anual para Instalação Trifásica - 1200 kWh/ano [R\$/kWh]				
Pessimista [R\$/KWh]	5,0%	1200	434,02	1.399,76
Mais provável [R\$/KWh]	7,0%		442,29	2.243,44
Otimista[R\$/KWh]	10,0%		454,69	4.478,55
Redução conta energia (R\$) / ano				
Redução da conta anual [R\$/ano]	5,0%		17.698,14	48.606,20
Redução conta acumulada [R\$ acumulado:25 anos]			17.698,14	767.537,91
Redução da conta anual [R\$/ano]	7,0%		18.035,25	77.902,90
Redução conta acumulada [R\$ acumulado:25 anos]			18.035,25	1.030.343,28
Redução da conta anual [R\$/ano]	10,0%		18.540,91	155.516,44
Redução conta acumulada [R\$ acumulado:25 anos]			18.540,91	1.633.849,56
Despesas Extraordinária				
Despesas extraordinárias [R\$/ano]			0,00	0,00
Fluxos de Caixa para inflação em 5%, 7% e 10% a.a.				
Invest. Inicial / Fluxo Caixa Pessimista [R\$/ano]	5,0%	-297.414,50	17.698,14	48.606,20
Invest. Inicial / Fluxo de caixa Mais provável [R\$/ano]	7,0%	-297.414,50	18.035,25	77.902,90
Invest. Inicial / Fluxo de Caixa Otimista [R\$/ano]	10,0%	-297.414,50	18.540,91	155.516,44
Investimento Inicial - Capital próprio [R\$]		297.414,50		
Análise da TIR				
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 5%	6,69%		-94,05%	6,69%
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 7%	8,87%		-93,94%	8,87%
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 10%	12,10%		-93,77%	12,10%

Fonte: Próprio autor

Portanto, para a análise financeira de viabilidade pela TIR, podemos concluir que analisando os fluxos de caixa. Quanto maior for projetada a inflação para o reajuste da tarifa da energia elétrica [kW/h], melhor será a viabilidade do projeto.

3.7 Balanço de energia elétrica e térmica na safra anual do milho

O objetivo deste estudo foi levantar a quantidade de energia elétrica e térmica que seriam gastas nos processos de irrigação e secagem dos grãos de milho para uma safra anual, considerando a primeira e a segunda safra.

Posteriormente foram levantados os custos específicos de energia elétrica e térmica que seriam gastas na safra anual do milho para a fazenda Flórida, localizada no município de Cassilândia, no Mato Grosso do Sul.

Para o processo de secagem, foram utilizados como referência, os dados do secador torre de coluna do fabricante Kepler Weber.

3.7.1 Quantidade de milho colhido por safra

Atualmente, existe na propriedade rural, uma área de milho plantada de somente 20 ha. Porém, com a expansão das atividades de criação de bovinos de corte, se faz necessário também expandir a plantação de milho, dando continuidade à integração agricultura-pecuária. Para isso, seriam adquiridos ao longo dos próximos anos, nove pivôs para irrigação para uma área de 24 ha cada um, totalizando uma área irrigada de 216 ha, um crescimento previsto de 10,8 vezes o volume de produção atual. A quantidade de milho a ser colhido nas futuras safras após a instalação destes pivôs foi estimada e baseada nos atuais números de produção de milho obtidos na última safra anual, considerando a primeira e segunda safra (tabela 3.15).

Tabela 3.15 - Quantidade futura de milho estimada por safra

Quantidade de milho total estimado por safra [ton]	
1ª Safra	432
2ª Safra	324
Total Anual	756

Fonte: Próprio autor

3.7.2 Estabelecimento do ciclo de secagem do milho

Para o ciclo de secagem do milho, serão consideradas 20 horas por dia de utilização do secador e de 3 dias de duração para cada safra, totalizando assim 120 horas de trabalho, considerando a primeira e a segunda safra anual.

$$C_{sm} = (T_s \times D_s) \times \eta \quad (3.27)$$

onde,

- C_{sm} : Ciclo de secagem anual do milho [h];
- T_s : Tempo diário de secagem do milho [h];
- D_s : Duração da secagem do milho [h];
- η : Número de ciclos por safra anual do milho.

assim,

$$C_{sm} = (20 \times 3) \times 2$$

$$\therefore C_{sm} = 120 \text{ h}$$

A capacidade do secador escolhido, foi definido através da quantidade total do milho a ser colhido na safra anual e pelo tempo do ciclo anual de secagem.

$$C_s = \frac{T_{sm}}{C_{sm}} \quad (3.28)$$

onde,

- C_s : capacidade do secador [t/h]
- T_{sm} : quantidade total de milho colhido na safra anual [t];
- C_{sm} : ciclo de secagem anual do milho [h].

assim,

$$C_s = \frac{756}{120}$$

$$\therefore C_{s=6,3} \left[\frac{t}{h} \right]$$

Considerando os dados técnicos específicos dos secadores torre disponibilizados pelo fabricante Kepler Weber (tabela 3.16), a escolha pelo modelo do secador foi pelo o de menor capacidade de secagem modelo KW 8 (figura 3.26), conforme especificações abaixo:

- Capacidade máxima de secagem para o milho: 6,5 t/h;
- Capacidade estática: 16 m³;
- Temperatura de secagem: 110 °C;
- Vazão de ar quente: 18.000 m³;
- Vazão de ar: 27.000 m³;
- Consumo de energia: 470.000 kcal/h;
- Consumo de lenha: 170 kg/h;

- Consumo de casca de arroz: 15 kg/h;
- Ventilador Potência: 15 cv;
- Descarga: 2 cv;
- Compressor: ½ cv.

Tabela 3.16 - Dados técnicos dos secadores Kepler Weber

		KW 8	KW 15	KW 25	KW 40	KW 65
Capacidade de secagem (t/h)	Soja	8	15	25	40	65
	Milho	6,5	12	20	32	52
	Arroz	2,5	5	8	13	21
Capacidade estática (m3)		16	40	53	76	119
Temperatura de secagem (°C)	Soja/milho	100 / 110				
	Arroz	60 / 70				
Vazão de ar quente (m3/h)		18.000	33.000	57.000	90.000	145.000
Vazão total de ar (m3/h)		27.000	56.000	85.000	135.000	220.000
Consumo de energia (kcal/h)	Soja/milho	470.000	850.000	1.500.000	2.300.000	3.800.000
	Arroz	390.000	720.000	1.250.000	2.000.000	3.200.000
Consumo de lenha (kg/h)	Soja/milho	170	310	540	820	1360
	Arroz	140	260	450	720	1150
Consumo de casca de arroz (kg/h)		120	220	380	610	970
Ventilador	Potência (cv)	15	20	30	50	100
Rosca de descarga (TRUA)		200	315	315	315	400
Descarga (cv)		2	4	4	4	7,5
Compressor (cv)		1/2	1/2	1/2	1/2	1
Peso total (t)		3,5	8,9	12,5	18,3	28,8

Fonte: Kepler Weber

Figura 3.26 - Secador modelo KW 8



Fonte: Kepler Weber

Este secador, apesar de ser o de menor capacidade de secagem de grãos disponível pelo fabricante, terá uma baixa taxa de utilização para esta propriedade

rural. Porém, de forma a maximizar a sua utilização, o proprietário desta fazenda irá ofertar a venda de serviços de secagem de grãos (milho, soja e arroz) para propriedades vizinhas e próximas que ainda não possuem este tipo de equipamento.

3.7.3 Quantidade de lenha para queima

A quantidade de lenha que seria queimada para o ciclo anual de secagem, considerando a primeira e segunda safra, seria calculada baseada no número de horas de operação do secador, multiplicada pelo consumo nominal de lenha por hora, especificado pelo fabricante.

$$Q_{lc} = C_{sm} \times C_{ls} \quad (3.29)$$

onde,

- Q_{lc} : Quantidade de lenha consumida no secador no ciclo anual da safra [Kg];
- C_{sm} : Ciclo de secagem anual do milho [h];
- C_{ls} : Consumo nominal de lenha no secador [kg/h].

assim,

$$Q_{lc} = 120 \times 170$$

$$\therefore Q_{lc} = 20.400 \text{ Kg ou } 20,4 \text{ t}$$

3.7.4 Consumo de energia pelo secador

O consumo de energia pelo secador seria calculado pelo seu consumo nominal de energia por hora e pelo seu ciclo de secagem anual.

$$E_s = E_l \times C_{sm} \quad (3.30)$$

onde,

- E_s : consumo de energia pelo secador [kcal];
- E_l : consumo de energia da lenha [kcal/h];
- C_{sm} : ciclo de secagem anual do milho [h].

assim,

$$E_s = 470.000 \times 120$$

$$\therefore E_s = 56.400.000 \text{ [kcal]}$$

convertendo para Joule,

$$E_s = 56.400.000 \text{ [kcal]} \times 4,1868 \text{ [kJ/kcal]}$$

$$\therefore E_s = 236.135.520.000 \text{ [kJ]} \text{ ou } 236.135.520 \text{ [MJ]}$$

3.7.5 Energia anual gasta na safra do milho

Neste item serão comparados os gastos em com a energia elétrica e térmica para a safra anual do milho. Para isso, será considerada a quantidade total de energia elétrica utilizada os nove pivôs centrais, utilizando como referência o valor já calculado para um pivô central, bem como será calculada a energia térmica que será gasta na queima da lenha para a secagem do milho no secador.

Consumo anual de energia elétrica [MWh/ano]

$$MWh_e = C_{TA\text{ ee}} \times \eta \quad (3.31)$$

onde,

- MWh_e : consumo de energia elétrica na safra anual de milho [MWh/safra]_e
- $C_{TS\text{ ee}}$: consumo total anual de energia elétrica irrigação [kWh/safra];
- η : quantidade de pivôs centrais.

considerando que a safra de milho tem 273 dias, sendo assim,

$$MWh_e = 37.496,55 \times 9$$

$$\therefore MWh_e = 337,5 \text{ [MWh/ano]}$$

Consumo anual de energia térmica [MWh/ano]

$$MWh_t = E_s \times \eta \quad (3.32)$$

onde,

- MWh_t : consumo de energia térmica na safra anual do milho [$MWh/safra$]_t
- E_s : consumo de energia pelo secador [Mj];
- η : constante de conversão para MWh.

assim,

$$MWh_t = E_s \times \eta$$

$$MWh_t = 236.135.520 \times 277,7 \times 10^{-6}$$

$$\therefore MWh_t = 65.574 \text{ [MWh/ano]}_t$$

Figura 3.27 - Energia gasta anualmente nas safras do milho



Fonte: Próprio autor

3.7.6 Custo anual da energia gasta na safra do milho

Neste item procurou-se comparar os custos de energia elétrica e térmica que seria consumida por ano na safra do milho.

Energia elétrica

$$C_{ea} = C_{em} \times MWh_e \quad (3.33)$$

onde,

- C_{ea} : custo de energia elétrica na safra anual do milho [R\$/safra];
- C_{em} : custo mensal de energia elétrica em 0,34 [R\$/kWh];
- MWh_e : consumo anual de energia elétrica [kWh/safra].

assim,

$$C_{ea} = 0,34 \times 337.468,95$$

$$\therefore C_{ea} = 114.739,44 \text{ [R$/kWh]}$$

Energia térmica

- Fator de conversão de tonelada para m³ para o pinus com casca = 1,06 m³
². Assim, o total de lenha por ano é = 20,4 t x 1,06 m³ = 21,62 m³ / ano.

$$C_{Tsm} = C_m \times Q_{lc} \quad (3.34)$$

onde,

- C_{Tsm} : custo total da secagem do milho [R\$];
- C_m : custo do metro cúbico de toras de pinus com casca = R\$100,00 ³ [R\$].
- Q_{lc} : quantidade de lenha consumida por ano [m³].

assim,

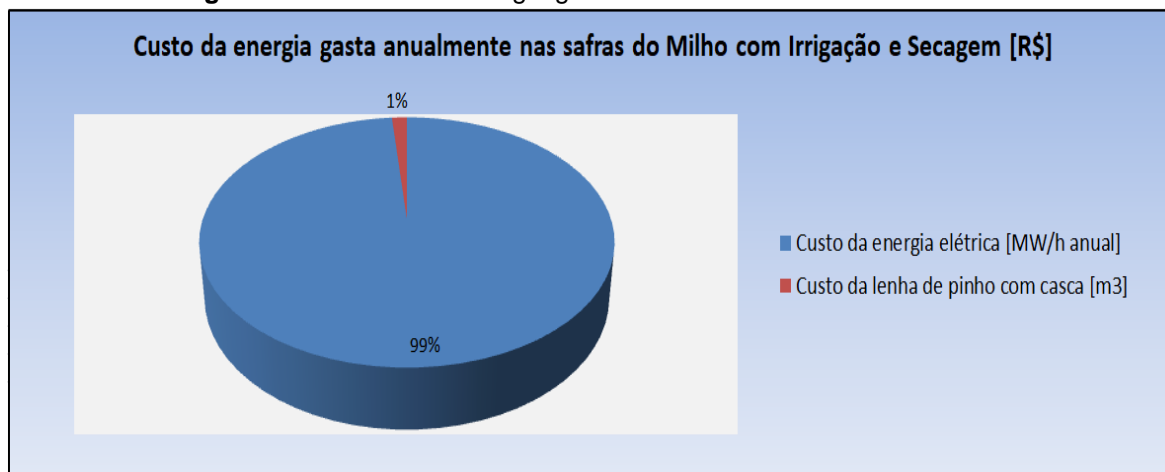
$$C_{Tsm} = 100 \times 21,62$$

$$\therefore C_{Tsm} = \text{R\$ } 2.162,00$$

² Referência sobre a conversão da tonelada do pinus com casca para metros cúbicos - <http://www.ambienteduran.eng.br/conversao-de-unidades-estereo-metro-cubico-e-tonelada-de-madeira-por-especie>

³ Valor pesquisado no site www.mfrural.com.br

Figura 3.28 - Custo de energia gasta anualmente nas safras do milho



Fonte: Próprio Próprio autor

3.7.7 Custos específicos de energia na produção do milho

Neste item podemos avaliar os custos específicos da energia elétrica e da energia térmica que seriam consumidas na produção anual do milho.

Energia Elétrica

$$C_{ee} = \frac{C_{ea}}{T_{sm}} \quad (3.35)$$

onde,

- C_{ee} : custo específico da energia elétrica na produção de milho [R\$/kWh/t];
- C_{ea} : custo de energia elétrica anual [R\$/kWh];
- T_{sm} : quantidade total de milho colhido na safra anual [t];

assim,

$$C_{ee} = \frac{114.739,44}{756}$$

$$\therefore C_{ee} = 151,77 \text{ [R$/kWh/t]}$$

Energia Térmica

$$C_{et} = \frac{C_{Tsm}}{T_{sm}} \quad (3.36)$$

onde,

- C_{et} : custo específico da energia térmica na produção de milho [R\$/kWh/t];
- C_{Tsm} : custo total da secagem do milho [R\$];
- T_{sm} : quantidade total de milho colhido na safra anual [t];

assim,

$$C_{et} = \frac{2.162,00}{756}$$

$$\therefore C_{et} = 2,86 \text{ [R$/kWh/t]}$$

3.7.8 Custo específico de energia sobre a receita na venda do milho

Neste item podemos avaliar os custos específicos da energia elétrica e da energia térmica sobre a receita na venda do milho para a safra anual.

Premissas:

- Cotação da venda da saca de milho⁴ = R\$ 26,36 [60kg];
- Fator de conversão 1 t (1000Kg) = 16,67 sacas;
- Valor de venda da tonelada do milho = 16,67 sacas x R\$ 26,36 = R\$ 439,42;
- Receita anual da venda da safra anual do milho (1ª e 2ª safras) = 756 t X R\$ 439,42 = R\$ 332.201,52.

Energia Elétrica

$$C_{ee} = \frac{C_{ea}}{Ra_{vm}} \quad (3.37)$$

onde,

- C_{ee} : custo específico da energia elétrica na receita do milho [%];
- C_{ea} : custo de energia elétrica anual [R\$/kWh];

⁴ Indicador da cotação do milho ESALQ/BM&F Bovespa – consulta feita em dia 29 jun. 2017 - <http://www.cepea.esalq.usp.br/br/indicador/milho.aspx>

- Ra_{vm} : receita anual da venda da safra anual do milho [R\$].

assim,

$$C_{ee} = \frac{114.739,44}{332.201,52}$$

$$\therefore C_{ee} = 0,34 \text{ ou } 34\%$$

Energia Térmica

$$C_{et} = \frac{C_{Tsm}}{Ra_{vm}}$$

onde,

- C_{et} : custo específico da energia térmica na receita do milho [%];
- C_{Tsm} : custo total da secagem do milho [R\$];
- Ra_{vm} : receita anual da venda da safra anual do milho [R\$].

assim,

$$C_{et} = \frac{2.162,00}{332.201,52}$$

$$\therefore C_{et} = 0,006 \text{ ou } 0,65 \%$$

4. CONCLUSÃO

Este estudo teve a finalidade de fazer um levantamento da energia utilizada na cultura do milho, bem como o impacto da radiação solar em relação à produtividade desta cultura entre as principais regiões produtoras de milho do Brasil.

Inicialmente, através das análises de produtividade fornecidas pelo governo brasileiro pelos boletins da CONAB para as principais regiões produtoras de milho, representadas pelas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste, bem como os municípios selecionados para cada uma destas regiões, relacionando-os aos índices de radiação solar direta e radiação solar difusa, embora estes se apresentem altos para os períodos da primeira e segunda safra, os mesmos não são fatores determinantes e conclusivos para que haja uma relação direta com altos índices de produtividade na cultura do milho, sendo que a radiação solar é fator determinante para que se tenha um bom crescimento da planta, porém, outros fatores como a qualidade do solo, fatores do clima, índices pluviométricos e a disponibilidade hídrica para a cultura, também devem ser considerados para efeitos de um estudo mais abrangente.

Posteriormente, este estudo fez a análise de energia necessária à produção de milho em uma fazenda localizada no município de Cassilândia em Mato Grosso do Sul, com uma previsão de aumento na produção do milho, subindo dos atuais 20 ha de plantação para 216 ha. Devido esta expansão, se fez necessário o estudo de alternativas de bombeamento de água para o sistema de irrigação, de forma a atender o volume diário de 1920 m³ de água, através do sistema de irrigação por pivô central de área irrigada de 24 ha.

Desta forma, a proposta inicial deste trabalho como solução de economia no consumo de energia elétrica e eficiência energética, foi o bombeamento d'água através da utilização de uma bomba a pistão acionada através de uma roda.

Apesar de este equipamento ser mostrar tecnicamente viável, não se mostrou a solução mais indicada para grandes volumes, recomendando-se esta solução para os casos onde houver necessidade de volumes menores de água, como por exemplo, cochos de animais nas fazendas e sistema de irrigação por aspersão.

No caso específico deste estudo, o sistema de pivô central necessitaria de grandes volumes diários de água. Para isso, seriam necessárias 18 bombas operando em paralelo, além da execução de uma obra civil grande de forma a se construir um canal de adução, uma barragem para a instalação das bombas, além da instalação de um reservatório de água elevado para armazenar a água e ao mesmo tempo prover à pressão necessária a operação do pivô central. Devido a estes fatores, levando-se em consideração o custo elevado de um conjunto de bomba versus a capacidade diária de bombeamento, optou-se por utilizar um conjunto de bomba centrífuga por acionamento elétrico, que possui maior eficiência.

O estudo considerou então o bombeamento de água para a irrigação para o sistema de pivô central através de uma bomba centrífuga com uma vazão de 92,6 m³/h e 9,0 metros de altura manométrica, utilizando um motor elétrico de potencia de 5,5 kW.

Foi realizado um pré-dimensionamento técnico de um sistema de energia solar fotovoltaica, composto por 134 painéis, gerando 42,21 kWp de potência nominal, conectados a 2 inversores de 19,1 kW de potência nominal. Este sistema estaria conectado a rede elétrica e iria fornecer energia para o acionamento do motor da bomba centrífuga de irrigação para o sistema de pivô central e para os 5 moto-redutores dos vãos deste equipamento, operando 21 horas por dia, sete dias por semana. Para estes equipamentos, calculou-se a demanda de energia de 50,13 [MWh/ano].37,35

Dimensionado o sistema, o seu custo de implantação foi estimado em R\$ 297.414,50. Para se analisar se este projeto teria viabilidade econômico-financeira, foram executados os métodos de Payback Simples, VPL e TIR. Como requisitos, foi considerada a tarifa rural de R\$ 0,34 [kWh] fornecida pela distribuidora Energisa (trifásica), para o período de 25 anos, levando-se em consideração a vida útil dos painéis fotovoltaicos, a taxa de disponibilidade mensal trifásica, a perda de eficiência de 0,65% ao ano para os painéis fotovoltaicos e a substituição de dois inversores no 13º ano do projeto. Para estes cálculos, foram projetados cenários de inflação com respeito à amortização do sistema considerados otimista, mais provável e pessimista, sendo de 10%, 7% e 5% respectivamente. O menor período que o projeto se pagou ocorreu no cenário otimista, com um período de 11 anos e 3 meses e uma inflação projetada para a

energia elétrica de 10% [a.a.], diminuindo o tempo de amortização do sistema. Já para os métodos de VPL e TIR, ambos também tiveram como o cenário mais positivo a inflação projetada para a energia elétrica de 10% [a.a.] e uma taxa de desconto de 4% [a.a.], com valores de R\$ 529.156,44 e 12,1% respectivamente, mostrando a viabilidade do projeto. Conclui-se que quanto maior for o percentual de inflação considerado para o aumento da taxa de energia elétrica e menor for à taxa média de desconto oferecida no mercado, maior será a viabilidade financeira do projeto. Deve-se ainda considerar que o período de 8 horas e 30 minutos diários onde os equipamentos elétricos utilizados exclusivamente na irrigação, no caso em questão a bomba de irrigação, são beneficiados pela tarifa verde, que é subsidiada e 67% menor que a tarifa rural, sendo esta 42% menor que a tarifa residencial urbana. Ou seja, financeiramente é inviável a adoção de um sistema de geração de energia solar fotovoltaica para os equipamentos de irrigação. Até mesmo para a tarifa rural, dependendo dos cenários futuros de reajustes desta tarifa de energia elétrica, bem como pelas taxas de juros praticadas pelo mercado, podem inviabilizar financeiramente um projeto. Caso a política do governo seja alterada futuramente com a elevação destas tarifas, retirando subsídios ou mesmo diminuindo a diferença entre a tarifa rural e urbana, existirá uma viabilidade financeira maior para se investir em energia solar fotovoltaica.

Porém, existem casos, onde diversas propriedades rurais mesmo tendo as suas sedes conectadas às redes elétricas, não conseguem expandir às suas redes de forma a atender outras áreas dentro de suas propriedades, pois o custo de execução estipulado pelas distribuidoras é extremamente alto e muitas vezes, dependendo das regiões, as redes não possuem condições técnicas para ampliação na demanda. Outra possibilidade de incentivo aos projetos de energia solar fotovoltaica seria a possibilidade de o governo permitir a venda do excedente de energia elétrica produzida para as concessionárias e não somente o sistema de compensação via créditos na conta de energia. Como espaço não é problema nas propriedades rurais seria também uma forma do produtor rural ter uma fonte de receita extra e assim poder investir mais em sua propriedade com a redução nos custos de energia elétrica.

Como parte final deste trabalho, foram levantadas as quantidades de energias elétricas e térmicas gastas nos processos de irrigação da cultura do

milho e secagem dos grãos para a safra anual, assim como os seus custos, considerando a primeira e segunda safra.

Para isso, foram estimadas as quantidades futuras de toneladas de grãos de milho que seriam colhidas anualmente, totalizando 756 toneladas, considerando o aumento de produção já citado neste texto anteriormente, através da instalação de 9 pivôs centrais. Foi então estabelecido o ciclo de secagem do milho em 120 horas que para a quantidade total de grãos acima, foi determinada a capacidade do secador de grãos em 6,3 toneladas/hora. Desta forma, utilizando como referência os dados dos secadores de coluna do fabricante Kepler Weber, pode-se escolher o de modelo KW 8, que atenderia as especificações de capacidade de secagem.

Para este secador, a quantidade de lenha que seria queimada para o ciclo anual de secagem, foi calculada em 20,4 toneladas. Também foi calculado o consumo de energia pelo secador, correspondente a 236.135.520 [MJ]. Foi então calculado o consumo anual de energia, correspondendo a energia térmica gasta para o processo de secagem em 65.574 [MWh/ano] e a energia elétrica gasta no processo de irrigação em 451,19 [MWh/ano]. Com isso, o percentual da energia térmica corresponde a 99% de toda a energia gasta na safra anual da cultura do milho e somente 1% de energia elétrica.

Após, foram calculados os custos com a energia elétrica para irrigação e a térmica para a secagem e comparados os mesmos. Foram obtidos os valores de R\$ 153.406,21 [kWh/ano] para a energia elétrica, considerando a tarifa de R\$ 0,34 [kW/h/mês] e para a térmica o custo foi de R\$ 2.162,00 [kWh/ano]. Neste caso, os percentuais entre os custos de energia corresponderiam a 99% para a energia elétrica e somente 1% para a energia térmica. Também foram levantados os custos específicos de cada energia na produção de milho e os mesmos apontaram que se gastaria R\$ 202,92 [kWh/t] de energia elétrica e R\$ 2,86 [kWh/t] de energia térmica para cada tonelada de milho a ser produzido na fazenda.

Finalmente também foram calculados os custos específicos da energia elétrica e da energia térmica sobre a receita bruta a ser obtida na venda da safra anual do milho. Com isso, o custo da energia elétrica para a irrigação representaria um custo de 46% e o custo com a energia térmica representaria um custo de apenas 0,65%.

Desta forma, pode-se concluir que a energia térmica gasta no processo de secagem dos grãos de milho representa o maior gasto em energia na safra do milho, porém, em contrapartida, representa o menor custo. Já a energia elétrica, é inversamente proporcional à térmica, possuindo um gasto ínfimo se comparado à térmica na safra anual, porém representando 46% de custo na receita bruta total obtida com a venda da safra anual de milho. Assim, vale a pena investir em um secador de milho, onde o produtor rural poderá acelerar a secagem dos grãos, permitindo a silagem dos mesmos, bem como armazená-los de maneira adequada e assim, não somente utiliza-los com boa qualidade durante o ano na mistura da ração ao gado, mas como aguardar por uma melhor cotação no mercado para que possa realizar a venda dos grãos.

Embora muito se tenha comentado a respeito da utilização de energia solar para aquecimento de ar em secadores, este estudo mostrou que a secagem do milho é economicamente viável através do uso de lenha.

5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALBUQUERQUE, Paulo Emílio Pereira de. **Milho e Sorgo**. EMBRAPA; Empresa Brasileira de Pesquisas Agropecuárias. 8ª ed., 2012. Disponível em: << http://www.cnpms.embrapa.br/publicacoes/milho_8_ed/economia.htm>>. Acesso em: 27 fev. 2017.

AGRITEMPO. Sistema de Monitoramento Agrometeorológico. Disponível em:<< <http://www.agritempo.gov.br/agritempo/index.jsp>>>. Acesso em: 3 abr. 2017.

APROSOJA, Associação dos Produtores de Soja e Milho do Estado de Mato Grosso. **A história do milho**. Disponível em: << <http://www.aprosoja.com.br/soja-e-milho/a-historia-do-milho>>>. Acesso em: 8 jan.2017.

BARROS, Pedro Paulo da Silva. **Sistemas alternativos de irrigação para agricultura familiar**, 2007. Faculdades Integradas da Terra de Brasília, Recanto das Emas, DF.

BERGAMASCHI, Homero; MATZENAUER, Ronaldo. **O milho e o clima**. Porto Alegre- Emater/RS-Ascar, 2014. 84 p. il.

CANADIAN SOLAR. **Folha de dados do painel solar Maxpower (1500 V) CS6U- 315**. Disponível em: <<https://www.canadiansolar.com/fileadmin/user_upload/downloads/datasheets/v5.5/Canadian_Solar-Datasheet-MaxPower-CS6U-P-1500V-v5.52en.pdf>>. Acesso em: 8 mai. 2017.

CHIGUERU, Tiba. **Atlas Solarimétrico do Brasil**, UFRE (2000).

CONAB, Companhia Nacional de Abastecimento. **Observatório Agrícola, Acompanhamento da Safra Brasileira grãos, Levantamentos de outubro**

de 2016 a maio de 2017. Disponível em: <<
<http://www.conab.gov.br/conteudos.php?a=1253>>>. Acesso em: 9 jan. 2017.

CRESESB, Centro de Referencia para Energia Solar e Eólica Sérgio Brito. **Potencial Solar – SunData**. Disponível em: <<
<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata> >>. Acesso em: 4 jan. 2017.

DEAGRO, Departamento do Agronegócio da Federação das Industrias do Estado de São Paulo. **Safrá Mundial do Milho - Boletim de julho de 2017** - << <http://www.fiesp.com.br/indices-pesquisas-e-publicacoes/safrá-mundial-de-milho-2/>. >>. Acesso em: 30 jul. 2017.

DOMINGUES, Rogério Fernandes. (Fotógrafo). 2017. *Plantação de milho na Fazenda Flórida*. (fotografia).

DUFFIE, John A.; BECKMAN, William A. **Solar Engineering on Thermal Processes**. Editora John Wiley & Sons, 4ª ed. 2013.

EMBRAPA – Empresa Brasileira de Pesquisas Agropecuárias - **Viabilidade e Manejo da Irrigação da Cultura do Milho**. 2006. – Disponível em: <<http://www.cnpms.embrapa.br/publicacoes/milho_7_ed/colsecagem.htm>>. Acesso em: 7 jan. 2017.

FRANCO, Vinicius Ayrão. XVI Encontro Nacional de Instalações Elétricas (ENIE): Custos e Acompanhamento de Mão de Obra. – Disponível em: <<http://viniciusayrao.com.br/xvi-enie-custos-e-acompanhamento-de-mao-de-obra-vinicius-ayrao/>>>. Acesso em: 8 abr. 2017.

HUAWEY. Inversor SUN 2000-17. Disponível em:<< <http://www-file.huawei.com/-/media/CORPORATE/PDF/FusionSolar/SUN2000%208KTL28KTL%20datasheet20160131.pdf>>>. Acesso em: 8 mai.2017.

IMEA – Instituto Mato-Grossense de Economia Agropecuária. **Entendendo o mercado do milho.** 2015. Disponível em: << http://www.imea.com.br/upload/pdf/arquivos/Paper_jornalistas_Milho_AO.pdf. >>. Acesso em: 8 mar. 2017.

KUNTZ, R. P. **Produtividade do milho em função do arranjo e da população de plantas no sistema de plantio direto na palha.** 2005, 115p. Dissertação (Mestrado) - Universidade Estadual de Ponta Grossa. Ponta Grossa, 2005.

KUNZ, Jefferson Horn; BERGONCI, João Ito; BERGAMASCHI Homero; DALMAGO, Genei Antonio; HECLER, Bruna Maria Machado; COMIRAN, Flavia. **Uso da radiação solar pelo milho sob diferentes preparos do solo, espaçamento e disponibilidade hídrica. Pesquisa agropecuária brasileira.** Brasília, v.42, n.11, p.1511-1520, nov. 2007. Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre.

LIMA, Luiz Antônio. **Pivô Central.** Universidade Federal de Lavras. Disponível em: << http://www.lalima.com.br/lalima/arquivos/pivo_central.pdf>>. Acesso em: 20 abr. 2017.

LINDSAY, Sistemas de irrigação. **Pivô central modelo 7500p.** Disponível em: << <http://www.lindsaybrazil.com/7500p>>>. Acesso em: 3 abr. 2017.

MAEDA, Leonardo Kenji. **Análise de Sistemas Alternativos de bombeamento, condução de água e irrigação: estudo de caso a horta municipal de São Carlos,** 2010. Universidade de São Paulo, São Carlos.

PACHECO, Cláudio Roberto de Freitas. **Apostilas da Disciplina ERG006 – Energia Solar I do curso de Especialização em Energias Renováveis, Geração Distribuída e Eficiência Energética,** 2016. Universidade de São Paulo, São Paulo.

PACHECO, Cláudio Roberto de Freitas; JUNIOR, Antônio Sergio Reynol; MATSUI, J. Kátia Nicolau. – **Apostilas de bombas da Disciplina PQI-2302 – Operações Unitárias da Indústria** Química da Escola Politécnica da USP, 2007.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. CEPEL – CRESESB, 3ª ed, 2014.

RÊGO, Ricardo Bordeau; PAULO, Goret Pereira; SPRITZER Ilda Maria de Paiva Almeida; ZOTES, Luiz Pérez. **Viabilidade econômico-financeira de projetos**. Editora FGV, 1ª ed., 2006.

ROCHFER, Indústrias Mecânicas. Bombas de Roda d'água. Disponível em: << <http://www.rochfer.com.br/index.php/informacoes-tecnicas/diferenciais-rochfer/bombas-a-roda-d-agua>>>. Acesso em: 2 abr. 2017.

SCHNEIDER MOTOBOMBAS. **Bomba centrífuga monoestágio Modelo MSA-21**. Disponível em:<<http://www.schneider.ind.br/media/205194/tabela-de-selecao_082017-web.pdf>>: Acesso em: 24 abr. 2017.

SENNINGER, Irrigation. **LEPA & Close Spacing – Is There A Difference?**. Disponível em: <<<http://www.senninger.com/lepa-close-spacing-is-there-a-difference/>>>. Acesso em: 1 set. 2017.

STEWART, D.W.; COSTA, C.; DWYER, L.M.; SMITH, D.L.; HAMILTON, R.I.; MA, B.L. **Canopy structure, light interception and photosynthesis in maize**. Agronomy Journal, v.95, p.1465-1474, 2003.

SOLCENTRAL. **Módulos Fotovoltaicos**. Disponível em: <<<http://www.solcentral.com.br/produtos/>>>. Acesso em: 13 mar. 2017.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia Solar Fotovoltaica- conceitos e aplicações**- Editora Érica. 2ª ed, 2015.

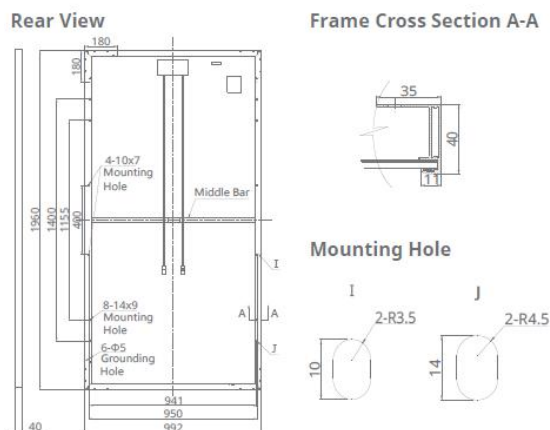
WEG. **Dados técnicos do motor W22 IR2.** Disponível em: <http://ecatalog.weg.net/TEC_CAT/tech_motor_dat_web.asp>. Acesso em: 24 abr. 2017.

ZILLES, Roberto; MACEDO, Wilson Negrão; GALHARDO, Marcos André Barros; OLIVEIRA, Sérgio Henrique. **Sistemas Fotovoltaicos Conectados a Rede Elétrica.** Editora Oficina dos Textos. 1ª ed. 2012.

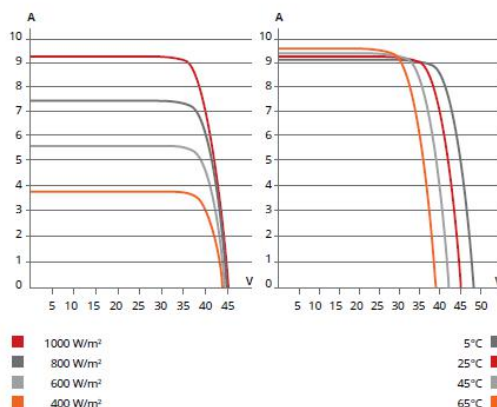
6. ANEXO

6.1 Especificações Técnicas do Pannel Fotovoltaico

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6U-320P / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	315 W	320 W	325 W	330 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	36.6 V	36.8 V	37.0 V	37.2 V
Opt. Operating Current (Imp)	8.61 A	8.69 A	8.78 A	8.88 A
Open Circuit Voltage (Voc)	45.1 V	45.3 V	45.5 V	45.6 V
Short Circuit Current (Isc)	9.18 A	9.26 A	9.34 A	9.45 A
Module Efficiency	16.20%	16.46%	16.72%	16.97%
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.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Poly-crystalline, 6 inch
Cell Arrangement	72 (6×12)
Dimensions	1960×992×40 mm (77.2×39.1×1.57 in)
Weight	22.4 kg (49.4 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame Material	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP67, 3 diodes
Cable	4 mm² (IEC) or 4 mm² & 12 AWG 1000V (UL), 1160 mm (45.7 in)
Connector	T4 series or PV2 series
Per Pallet	26 pieces, 635 kg (1400 lbs)
Per container (40' HQ)	624 pieces

ELECTRICAL DATA | NOCT*

CS6U	315P	320P	325P	330P
Nominal Max. Power (Pmax)	228 W	232 W	236 W	239 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	33.4 V	33.6 V	33.7 V	33.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	6.84 A	6.91 A	6.98 A	7.05 A
Open Circuit Voltage (Voc)	41.5 V	41.6 V	41.8 V	41.9 V
Short Circuit Current (Isc)	7.44 A	7.50 A	7.57 A	7.66 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.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.41 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.31 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.053 % / °C
Nominal Operating Cell Temperature	45±2 °C

PERFORMANCE AT LOW IRRADIANCE

Outstanding performance at low irradiance, with an average relative efficiency of 96.0 % from irradiances, between 1000 W/m² and 200 W/m² (AM 1.5, 25°C).

6.2 Especificações do Inversor

String Inverter (SUN2000-17/20KTL)



Technical Specifications	SUN2000-17KTL	SUN2000-20KTL
Efficiency		
Max. Efficiency	98.6%	98.6%
European Efficiency	98.3%	98.3%
Input		
Max. DC Usable Power	19,100 W	22,500 W
Max. Input Voltage	1,000 V	1,000 V
Max. Current per MPPT	18 A	18 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	25 A	25 A
Min. Operating Voltage / Start Input Voltage	200 V / 250 V	200 V / 250 V
Full Power MPPT Voltage Range	400 V ~ 800 V	480 V ~ 800 V
MPPT Operating Voltage Range	200 V ~ 950 V	200 V ~ 950 V
Rated Input Voltage	620 V	620 V
Max. Number of Inputs	6	6
Number of MPP Trackers	3	3
Rated AC Active Power	17,000 W	20,000 W
Max. AC Apparent Power	18,700 VA	22,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	18,700 W	22,000 W
Rated Output Voltage	220V / 380V, 230V / 400V, 3W+N+PE	220V / 380V, 230V / 400V, 3W+N+PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Max. Output Current	28.4 A	33.4 A
Adjustable Power Factor	0.8 LG ... 0.8 LD	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%	< 3%
Protection		
Input-side Disconnection Device	Yes	Yes
Anti-Islanding Protection	Yes	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes	Yes
DC Overcurrent Protection	Fuseless	Fuseless
DC Reverse-Polarity Protection	Yes	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes	Yes
DC Surge Arrester	Type II	Type II
AC Surge Arrester	Type II	Type II
Insulation Monitoring	Yes	Yes
Residual Current Detection	Yes	Yes
Communication		
Display	Graphic LCD	Graphic LCD
RS485	Yes	Yes
USB	Yes	Yes
Dimensions (W×H×D)	520 x 610 x 255 mm (20.5 x 24.0 x 10.0 inch)	520 x 610 x 255 mm (20.5 x 24.0 x 10.0 inch)
Weight	48 kg (105 lb.)	48 kg (105 lb.)
Operation Temperature Range	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)	-25 °C ~ 60 °C (-13°F ~ 140°F)
Cooling	Natural Convection	Natural Convection
Max. Operating Altitude Without Derating	3,000 m (9,842 ft.)	3,000 m (9,842 ft.)
Relative Humidity	0~100%	0~100%
DC Connector	Amphenol H4	Amphenol H4
AC Connector	Amphenol C16/3	Amphenol C16/3
Protection Rating	IP65	IP65
Internal Consumption at Night	< 1 W	< 1 W
Topology	Transformerless	Transformerless
Noise Emission (Typical)	<29 dB	<29 dB
Standards Compliance		
Safety / EMC	EN/IEC 61000-6-1, EN/IEC 61000-6-2, EN/IEC 61000-6-3, EN/IEC 61000-6-4, EN/IEC 62109-1, EN/IEC 62109-2	
Grid Code	IEC 61727, IEC 62116, NB/T 32004-2013, VDE-AR-N-4105, VDE 0126-1-1, BDEW, G59/3, UTE C 15-712-1, CEI 0-16, CEI 0-21, C10/11, EN 50438-Ireland, EN 50438-Turkey, AS 4777, PEA (Only 20KTL), MEA (Only 20KTL), NRS 097-2-1	

6.3 Especificações Técnicas da Bomba Centrífuga Monoestágio



Bombas Centrífugas Monoestágio Série MSA-21



Bombas para líquidos com sólidos em suspensão, conforme tamanho especificado na tabela.

Aplicações Gerais

- Bombeamento de efluentes não fibrosos
- Drenagem de águas servidas e pluviais
- Irrigação
- Fontes e cascatas
- Cabines de pintura
- Indústrias

Detalhes Técnicos do Produto Padrão

- Bocais com rosca BSP
- Caracol da bomba de ferro fundido GG-20
- Intermediário de ferro fundido GG-15
- Rotor semiaberto de ferro fundido nodular
- Selo mecânico constituído de aço inox AISI-304, buna N, grafite e cerâmica
- Motor elétrico IP-55, 2 Polos, 60 Hz
- Modelo R: bocais roscados
- Modelo F: bocais flangeados conforme Norma DIN 1092 1

Opções

- Selo mecânico: EPDM, Viton®, EPDM carbeto de silício, Viton® carbeto de silício, outros sob consulta
- Motor elétrico: IPW-55, à prova de explosão
- Mancalizada
- Somente a bomba, sem flanges de sucção e recalque



Importante

- Para bombeamento de água com material abrasivo, consulte a Fábrica para especificação dos materiais.
- Para bombeamento de água acima de 70°C, utilize selo mecânico de Viton®.

Modelo	Potência (cv)	Mono-fásico	Trifásico	Ø Sucção (pol)	Ø Recalque (pol)	Pressão máxima sem vazão (m c.a.)	Altura máxima de sucção (m c.a.)	Ø Máximo dos sólidos (mm)	Ø Rotor (mm)	CARACTERÍSTICAS HIDRÁULICAS																	
										Altura Manométrica Total (m c.a.)																	
										2	4	6	8	10	12	14	16	18	20	22	24	26	28	30	34	38	42
										Vazão em m³/h válida para sucção de 0 m c.a.																	
MSA-21 R 1 1/4	4	x	x	1 1/2	1 1/4	27	8	6	120	*	*	*	*	35,1	33,0	30,8	28,5	25,9	22,9	19,4	14,9						
	5	x	x	1 1/2	1 1/4	32	8	6	130	*	*	*	*	*	*	37,4	35,6	33,7	31,6	29,3	26,6	23,5	19,8				
	7,5	x	x	1 1/2	1 1/4	38	8	6	140	*	*	*	*	*	*	*	*	38,8	37,0	35,0	32,9	30,5	27,9	21,2			
	10	x	x	1 1/2	1 1/4	44	8	6	150	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	*	39,7	38,0	36,1	31,7	26,1	17,9	
MSA-21 R 1 1/2	4	x	x	2	1 1/2	24	8	8	115	52,7	50,0	47,2	44,3	41,1	37,6	33,9	29,7	25,0									
	5	x	x	2	1 1/2	26	8	8	120	57,6	55,2	52,7	50,0	47,2	44,3	41,1	37,6	33,9	29,7	25,0							
	7,5	x	x	2	1 1/2	31	8	8	130	64,9	63,0	61,0	58,9	56,7	54,3	51,8	49,2	46,3	42,9	39,2	35,1	30,3	24,6				
	10	x	x	2	1 1/2	37	8	8	140	72,6	71,0	69,3	67,6	65,8	63,8	61,8	59,8	57,2	54,6	51,6	48,4	45,0	41,3	37,1	26,8		
MSA-21 R/F 2	12,5	x	x	2	1 1/2	44	8	8	150	81,2	79,8	78,3	76,7	75,1	73,4	71,7	69,8	67,8	65,6	63,3	60,6	57,8	54,7	51,5	44,3	35,4	
	7,5	x	x	2 1/2	2	29	8	10	128	86,8	83,6	80,3	76,8	73,1	69,1	64,8	59,8	54,6	48,9	42,5	36,4						
	10	x	x	2 1/2	2	34	8	10	137	97,0	94,1	91,1	88,0	84,7	81,3	77,7	73,9	69,8	65,1	60,1	54,8	48,9	42,4	35,0			
	12,5	x	x	2 1/2	2	38	8	10	142	104	102	99,1	96,4	93,4	90,4	87,2	83,8	80,1	76,1	71,9	67,4	62,6	57,3	51,5	37,0		
MSA-21 R/F 2 1/2	15	x	x	2 1/2	2	42	8	10	147	112	110	107	105	102	99,2	96,2	93,1	89,7	86,2	82,4	78,4	74,1	69,5	64			
	7,5	x	x	3	2 1/2	26	8	12	125	118	112	106	99,6	92,6	85,0	76,6	67,7	58,1	47,5								
	10	x	x	3	2 1/2	30	8	12	130	130	125	120	115	109	102	95,4	87,7	79,2	70,1	60,0	48,6						
	12,5	x	x	3	2 1/2	33	8	12	135	142	137	132	127	121	115	109	103	95,4	87,4	79,0	69,6	59,7	48,3				
	15	x	x	3	2 1/2	36	8	12	140	153	148	143	138	133	128	122	116	109	102	94,0	85,4	76,1	65,8	54,2			
	20	x	x	3	2 1/2	43	8	12	150	175	171	167	162	158	153	149	144	138	132	126	120	112	104	90,6	75,1	59,4	

Obs.: – Dados hidráulicos conforme ISO 9906 anexo "A", com motor de linha e frequência indicados. Para condições diferentes consulte a Fábrica.
 – Não utilize a bomba na faixa com asteriscos (*).
 – Para obter a altura manométrica total em m c.a., não deixe de considerar as perdas de carga por atrito da instalação.
 – Obrigatório o aterramento do motor elétrico, conforme previsto na norma NBR 5410 ou norma equivalente do país onde o produto será instalado.

6.4 Bomba de Roda d'água

MSG 89D - RODA D'ÁGUA: 1,65 X 0,47 M



A MSG-89D é o maior modelo de Bomba fabricada pela Rochfer, é indicada para irrigação e abastecimento de grandes rebanhos bovinos.

INFORMAÇÕES DO CONJUNTO

Série	C
Modelo da Bomba	MSG-89D
Modelo da Roda D'Água	1,65 x 0,47 m
Quantidade de Cursos	3
Vazão Máxima Bombeada	Até: 105.000 Litros por dia (24h).
Altura Máxima de Bombeamento	120 m
Vazão Mínima de Acionamento	10 L/s.
Vazão Máxima de Acionamento	60 L/s.
Tubulação Mínima de Entrada	1.1/2"
Tubulação Mínima de Recalque	1.1/2"

Indicada para a necessidade de grandes volumes de água, a MSG-89 bombeia água para rebanhos de gado e grandes irrigações.

Aplicações



- Grandes irrigações;
- Piscicultura;
- Confinamentos;
- Pulverização;
- Criações.

7. APENDICE

Tabela 7.1- Análise de viabilidade financeira - 1º ano ao 14º ano

Simulação		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Medida de consumo de E. E. anual pelo cliente (kWh/ano)		50.132,75	50.132,75	50.132,75	50.132,75	50.132,75	50.132,75	50.132,75	50.132,75	50.132,75	50.132,75	50.132,75	50.132,75	50.132,75	50.132,75	50.132,75
Produção Energia PV - perda de eficiência de 0,65% a.a. (kWh/ano)		50.132,75	49.806,69	49.483,14	49.161,50	48.841,95	48.524,48	48.209,07	47.895,71	47.584,39	47.275,09	46.967,80	46.662,51	46.359,21	46.057,87	45.757,57
Tanta kWh Energia atual/projeção (R\$/kWh)																
Pessimista (R\$/kWh)	5,0%	0,36	0,38	0,40	0,42	0,44	0,46	0,48	0,51	0,53	0,56	0,59	0,62	0,65	0,68	0,68
Mais provável (R\$/kWh)	7,0%	0,37	0,39	0,42	0,45	0,48	0,52	0,55	0,59	0,63	0,68	0,73	0,78	0,83	0,89	0,93
Otimista (R\$/kWh)	10,0%	0,38	0,42	0,46	0,50	0,55	0,61	0,67	0,74	0,81	0,89	0,98	1,08	1,19	1,31	1,31
Taxa de Disponibilidade de Energia Elétrica Anual para Instalação Trifásica - 1200 kWh/ano (R\$/kWh)																
Pessimista (R\$/kWh)	5,0%	434,02	455,72	478,51	502,43	527,55	553,93	581,63	610,71	641,24	673,31	706,97	742,32	779,44	818,41	818,41
Mais provável (R\$/kWh)	7,0%	442,29	473,25	506,37	541,82	579,75	620,33	663,75	710,22	759,93	813,13	870,04	930,95	996,11	1.055,84	1.055,84
Otimista (R\$/kWh)	10,0%	454,69	500,16	550,17	605,19	665,71	732,28	805,51	886,06	974,66	1.072,13	1.179,34	1.297,28	1.427,00	1.569,70	1.569,70
Redução conta energia (R\$/ano)																
Redução da conta anual (R\$/ano)	5,0%	17.698,14	18.459,30	19.253,17	20.081,16	20.944,73	21.845,42	22.784,82	23.764,59	24.786,45	25.857,23	26.983,80	28.123,14	29.332,29	30.593,39	30.593,39
Redução conta acumulada (R\$ acumulado 25 anos)		17.698,14	36.157,44	55.410,61	75.491,77	96.436,50	118.281,93	141.066,74	164.831,33	189.617,78	215.470,00	242.333,61	270.556,95	299.889,24	330.482,63	330.482,63
Redução da conta anual (R\$/ano)	7,0%	18.035,25	19.169,21	20.374,44	21.655,42	23.016,92	24.463,99	26.002,01	27.636,69	29.374,10	31.220,71	33.183,36	35.269,36	37.486,44	39.842,84	39.842,84
Redução conta acumulada (R\$ acumulado 25 anos)		18.035,25	37.204,46	57.578,90	79.234,32	102.251,24	126.715,23	152.717,24	180.353,93	209.728,04	240.948,75	274.132,11	309.401,47	346.887,91	386.730,75	386.730,75
Redução da conta anual (R\$/ano)	10,0%	18.540,91	20.259,19	22.136,67	24.188,13	26.429,67	28.878,91	31.555,08	34.479,21	37.674,27	41.165,35	44.979,89	49.147,84	53.701,94	58.677,97	58.677,97
Redução conta acumulada (R\$ acumulado 25 anos)		18.540,91	38.800,10	60.936,77	85.124,90	111.554,58	140.433,48	171.988,56	206.467,77	244.142,03	285.307,39	330.287,28	379.435,12	433.137,06	491.815,03	491.815,03
Despesa extraordinária (R\$/ano)																
Fluxo de Caixa para Instalação em 5%, 7% e 10% a.a.		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Fluxo de Caixa para Instalação em 5%, 7% e 10% a.a.																
Invest. Inicial / Fluxo Caixa Pessimista (R\$/ano)	5,0%	-297.414,50	17.698,14	18.459,30	19.253,17	20.081,16	20.944,73	21.845,42	22.784,82	23.764,59	24.786,45	25.857,23	26.983,80	28.123,14	-23.867,71	30.593,39
Invest. Inicial / Fluxo de Caixa Mais Provável (R\$/ano)	7,0%	-297.414,50	18.035,25	19.169,21	20.374,44	21.655,42	23.016,92	24.463,99	26.002,01	27.636,69	29.374,10	31.220,71	33.183,36	35.269,36	-18.513,56	39.842,84
Invest. Inicial / Fluxo de Caixa Otimista (R\$/ano)	10,0%	-297.414,50	18.540,91	20.259,19	22.136,67	24.188,13	26.429,67	28.878,91	31.555,08	34.479,21	37.674,27	41.165,35	44.979,89	49.147,84	701,94	58.677,97
Investimento Inicial - Capital próprio (R\$)																
Fluxo de Caixa Acumulado com Inflação Energia Elétrica 5% a.a. (R\$/ano)		-297.414,50	-279.716,36	-261.257,06	-242.003,89	-221.922,73	-200.978,00	-179.132,57	-156.347,76	-132.593,17	-107.796,72	-81.944,50	-54.980,69	-26.857,55	-50.525,26	-19.931,87
Payback Simples - Inflação de 5% a.a. (%)	15.8anos															
Fluxo de Caixa Acumulado com Inflação Energia Elétrica 7% a.a. (R\$/ano)		-297.414,50	-279.379,25	-260.210,04	-239.835,60	-216.180,18	-185.163,26	-170.699,27	-144.697,26	-117.060,57	-87.686,46	-56.465,75	-23.282,39	11.986,97	-3.526,59	36.316,25
Payback Simples - Inflação de 7% a.a. (%)	14,1 anos															
Fluxo de Caixa Acumulado com Inflação Energia Elétrica 10% a.a. (R\$/ano)		-312.071,00	-278.873,59	-258.614,40	-236.477,73	-212.289,60	-185.659,92	-156.961,02	-125.425,94	-90.946,73	-53.272,47	-12.107,11	32.872,78	82.020,62	82.722,56	141.400,53
Payback Simples - Inflação de 10% a.a. (%)	11,3 anos															
Análise do VPL e da TIR																
Avaliação Cenários - Taxas de Desconto em 4%, 6% e 12%																
Taxa de Desconto - cenário pessimista																
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 5% (R\$)	12%	-312.071,00	-281.619,59	-266.896,95	-253.192,92	-240.430,98	-228.545,38	-217.478,81	-207.172,11	-197.574,00	-188.635,75	-180.312,03	-172.560,58	-165.342,07	-170.766,10	-164.506,06
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 5% (R\$)	6,89%		-94,05%	-71,93%	-52,42%	-38,29%	-26,18%	-20,81%	-15,30%	-11,09%	-7,80%	-5,18%	-3,06%	-1,33%	-7,35%	-0,94%
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 7% (R\$)	8,87%	-312.071,00	-281.311,60	-266.030,02	-251.527,90	-237.765,49	-224.705,07	-212.310,85	-200.548,86	-189.386,86	-178.794,27	-168.742,03	-159.202,61	-150.149,84	-153.705,15	-145.552,32
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 7% (R\$)	8,87%		-93,94%	-71,40%	-51,51%	-37,11%	-26,61%	-19,30%	-13,69%	-9,39%	-6,04%	-3,37%	-1,22%	0,55%	-12,73%	1,52%
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 10% (R\$)	12,10%	-312.071,00	-280.660,11	-264.709,62	-248.963,17	-233.581,17	-218.584,27	-203.963,31	-189.679,40	-175.753,63	-162.168,11	-148.913,97	-135.963,32	-123.368,30	-123.207,43	-111.200,75
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 10% (R\$)	8%		-93,77%	-70,60%	-50,15%	-35,34%	-24,76%	-17,04%	-11,27%	-6,85%	-3,41%	-0,66%	1,55%	3,37%	-5,48%	4,95%
Taxa de Desconto - cenário mais provável																
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 5% (R\$)	6,89%	-312.071,00	-281.027,33	-265.201,46	-249.917,67	-235.157,42	-220.902,79	-207.136,45	-193.841,74	-181.002,48	-168.603,08	-156.628,50	-145.064,18	-133.596,10	-142.598,67	-132.182,81
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 5% (R\$)	6,89%		-94,05%	-71,93%	-52,42%	-38,29%	-26,18%	-20,81%	-15,30%	-11,09%	-7,80%	-5,18%	-3,06%	-1,33%	-7,35%	-0,94%
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 7% (R\$)	8,87%	-312.071,00	-280.715,19	-264.280,69	-248.106,60	-232.189,42	-216.524,49	-201.108,02	-186.936,10	-171.004,86	-156.310,49	-141.849,26	-127.617,49	-113.611,54	-119.315,84	-105.750,91
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 7% (R\$)	8,87%		-93,94%	-71,40%	-51,51%	-37,11%	-26,61%	-19,30%	-13,69%	-9,39%	-6,04%	-3,37%	-1,22%	0,55%	-6,63%	1,52%
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 10% (R\$)	12,10%	-312.071,00	-280.245,99	-262.673,00	-245.305,20	-227.525,20	-209.538,61	-191.340,00	-172.927,91	-154.299,87	-135.453,36	-116.385,83	-97.094,73	-77.577,44	-57.319,34	-37.341,78
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 10% (R\$)	4%		-93,77%	-70,60%	-50,15%	-35,34%	-24,76%	-17,04%	-11,27%	-6,85%	-3,41%	-0,66%	1,55%	3,37%	-5,48%	4,95%
Taxa de Desconto - cenário otimista																
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 5% (R\$)	6,89%	-312.071,00	-280.307,05	-263.330,39	-246.214,40	-229.048,94	-211.833,89	-194.569,14	-177.254,55	-159.890,00	-142.475,37	-125.010,53	-107.485,36	-89.929,73	-104.143,94	-86.477,02
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 5% (R\$)	6,89%		-94,05%	-71,93%	-52,42%	-38,29%	-26,18%	-20,81%	-15,30%	-11,09%	-7,80%	-5,18%	-3,06%	-1,33%	-7,35%	-0,94%
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 7% (R\$)	8,87%	-312.071,00	-280.072,91	-262.349,90	-244.237,10	-225.725,95	-206.807,72	-187.473,47	-167.714,08	-147.520,23	-126.882,37	-105.790,78	-84.236,50	-62.206,36	-47.523,40	-28.515,15
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 7% (R\$)	8,87%		-93,94%	-71,40%	-51,51%	-37,11%	-26,61%	-19,30%	-13,69%	-9,39%	-6,04%	-3,37%	-1,22%	0,55%	-6,63%	1,52%
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 10% (R\$)		-312.071,00	-279.556,70	-260.553,94	-241.176,52	-220.500,40	-198.777,14	-175.953,72	-151.974,46	-126.760,84	-100.311,40	-72.501,56	-43.263,48	-12.585,88	-12.164,31	21.720,75

Tabela 7.2- Análise de viabilidade financeira - 15º ano ao 25º ano

Simulação		2017	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042
Implantação													
Medida de consumo de E.E. anual pelo cliente cliente [kWh/ano]													
Produção Energia FV - perda de eficiência de 0,65% a.a. [kWh/ano]		0,65%											
Tarifa kWh Energia atual/projetado [R\$/kWh]													
Pessimista [R\$/kWh]	5,0%		0,72	0,75	0,79	0,83	0,87	0,91	0,96	1,01	1,06	1,11	1,17
Mais provável [R\$/kWh]	7,0%		0,95	1,02	1,09	1,16	1,25	1,33	1,43	1,53	1,63	1,75	1,87
Otimista [R\$/kWh]	10,0%		1,44	1,58	1,74	1,92	2,11	2,32	2,55	2,80	3,08	3,39	3,73
Taxa de Disponibilidade de Energia Elétrica Anual para Instalação Trifásica - 1200 kWh/ano [R\$/kWh]													
Pessimista [R\$/kWh]	5,0%		853,33	902,30	947,41	994,78	1.044,52	1.096,75	1.151,58	1.209,16	1.269,62	1.333,10	1.399,76
Mais provável [R\$/kWh]	7,0%		1.140,45	1.220,28	1.305,70	1.397,10	1.494,90	1.599,54	1.711,51	1.831,32	1.959,51	2.096,67	2.243,44
Otimista [R\$/kWh]	10,0%		1.725,67	1.899,34	2.093,28	2.308,20	2.538,02	2.780,63	3.058,91	3.364,80	3.701,28	4.071,41	4.478,55
Redução da conta anual [R\$/ano]													
Redução da conta acumulada [R\$ acumulado 25 anos]	5,0%		31.908,68	33.280,47	34.711,19	36.203,38	37.759,68	39.382,82	41.075,69	42.841,27	44.682,69	46.603,20	48.606,20
Redução da conta anual [R\$/ano]	7,0%		362.391,31	395.671,78	430.382,97	466.586,36	504.346,03	543.728,82	584.804,54	627.645,62	672.328,51	718.931,71	767.537,91
Redução da conta acumulada [R\$ acumulado 25 anos]	10,0%		429.078,08	474.009,18	521.925,55	572.770,73	626.811,73	684.249,99	745.296,99	810.181,48	879.143,88	952.440,38	1.030.343,28
Redução da conta anual [R\$/ano]			64.114,99	70.055,72	76.546,82	83.639,25	91.388,72	99.856,09	109.107,84	119.216,64	130.261,84	142.330,19	155.516,44
Redução da conta acumulada [R\$ acumulado 25 anos]			555.930,02	625.985,74	702.532,56	786.171,81	877.560,53	977.416,62	1.086.524,46	1.205.741,09	1.336.002,94	1.478.333,13	1.633.849,56
Despesas extraordinárias [R\$/ano]													
Fluxos de Caixa para Inflação em 5%, 7% e 10% a.a.													
Invest. Inicial / Fluxo Caixa Pessimista [R\$/ano]	5,0%	-297.414,50	11.976,81	45.257,28	79.968,47	116.171,86	153.931,53	193.314,35	234.390,04	277.231,32	321.914,01	368.517,21	417.123,41
Invest. Inicial / Fluxo de Caixa Mais provável [R\$/ano]	7,0%	-297.414,50	15,6	123.672,76	171.511,05	222.356,23	276.397,23	333.834,85	394.882,49	459.766,98	528.729,38	602.025,88	679.528,78
Invest. Inicial / Fluxo de Caixa Otimista [R\$/ano]	10,0%	-297.414,50	64.114,99	70.055,72	76.546,82	83.639,25	91.388,72	99.856,09	109.107,84	119.216,64	130.261,84	142.330,19	155.516,44
Investimento Inicial - Capital próprio [R\$]													
Fluxo de Caixa Acumulado com Inflação Energia Elétrica 5% a.a. [R\$/ano]		-297.414,50											
Payback Simples- Inflação de 5% a.a. [%]													
Fluxo de Caixa Acumulado com Inflação Energia Elétrica 7% a.a. [R\$/ano]		-297.414,50											
Payback Simples- Inflação de 7% a.a. [%]													
Fluxo de Caixa Acumulado com Inflação Energia Elétrica 10% a.a. [R\$/ano]		-312.071,00											
Payback Simples- Inflação de 10% a.a. [%]													
Análise do VPL e da TIR													
Avaliação Cenários - Taxas de Desconto em 4%, 8% e 12%													
Taxa de Desconto: cenário pessimista													
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 5% [R\$]	12%	-312.071,00	-158.676,49	-153.247,72	-148.192,23	-143.484,36	-139.100,20	-135.017,51	-131.215,56	-127.675,05	-124.378,01	-121.307,69	-118.448,52
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 5% [%]	6,89%		0,49%	1,65%	2,61%	3,41%	4,09%	4,68%	5,19%	5,64%	6,03%	6,38%	6,69%
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 7% [R\$]	-R\$ 79.152,89	-312.071,00	-137.815,82	-130.473,85	-123.505,47	-116.854,58	-110.620,06	-104.665,68	-99.015,14	-93.652,92	-88.564,33	-83.735,40	-79.152,89
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 7% [%]	8,87%		2,86%	3,96%	4,88%	5,66%	6,32%	6,90%	7,40%	7,84%	8,23%	8,57%	8,87%
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 10% [R\$]	R\$ 3.016,15	-312.071,00	-99.497,18	-88.059,58	-76.910,97	-66.034,55	-55.423,70	-45.071,95	-34.972,97	-25.120,61	-15.508,85	-6.131,84	3.016,15
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 10% [%]	12,10%		6,22%	7,27%	8,16%	8,92%	9,57%	10,14%	10,63%	11,07%	11,45%	11,79%	12,10%
Taxa de Desconto - Cenário mais provável													
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 5% [R\$]	-R\$ 38.672,52	-312.071,00	-122.123,86	-112.409,61	-103.028,25	-93.968,39	-85.219,02	-76.769,50	-68.609,58	-60.729,34	-53.119,19	-45.769,90	-38.672,52
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 5% [%]	6,89%		0,49%	1,65%	2,61%	3,41%	4,09%	4,68%	5,19%	5,64%	6,03%	6,38%	6,69%
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 7% [R\$]	R\$ 29.376,47	-312.071,00	-92.401,26	-79.253,51	-66.334,31	-53.610,35	-41.088,40	-28.765,26	-16.637,80	-4.702,91	7.042,44	18.601,25	29.376,47
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 7% [%]	8,87%		2,86%	3,96%	4,88%	5,66%	6,32%	6,90%	7,40%	7,84%	8,23%	8,57%	8,87%
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 10% [R\$]	R\$ 178.480,03	-312.071,00	-37.130,06	-16.681,45	4.006,76	24.937,40	45.113,27	67.537,22	89.212,12	111.140,89	133.326,47	155.771,85	178.480,03
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 10% [%]	12,10%		6,22%	7,27%	8,16%	8,92%	9,57%	10,14%	10,63%	11,07%	11,45%	11,79%	12,10%
Taxa de Desconto: Cenário otimista													
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 5% [R\$]	4%	-312.071,00	-68.759,27	-50.990,55	-33.170,75	-15.299,74	2.622,60	20.596,41	38.621,80	56.698,90	74.827,85	93.008,76	111.241,76
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 5% [%]	6,89%		0,49%	1,65%	2,61%	3,41%	4,09%	4,68%	5,19%	5,64%	6,03%	6,38%	6,69%
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 7% [R\$]	R\$ 240.516,23	-312.071,00	-25.001,19	-970,42	23.586,48	48.687,10	74.337,25	100.551,02	127.340,78	154.719,14	182.699,00	211.293,54	240.516,23
Taxa Interna de Retorno - Inflação E.E. de 7% [%]	8,87%		2,86%	3,96%	4,88%	5,66%	6,32%	6,90%	7,40%	7,84%	8,23%	8,57%	8,87%
Valor Presente Líquido - Inflação E.E. de 10% [R\$]	R\$ 529.156,44	-312.071,00	57.321,53	94.724,85	134.021,94	175.308,62	218.685,59	264.258,60	312.138,79	362.442,89	415.293,55	470.819,61	529.156,44

Tabela 7.3 - Irradiação Direta e Difusa - mês de janeiro

Tabela 7.4 - Irradiação direta e difusa - mês de fevereiro

Tabela 7.5 - Irradiação direta e difusa - mês de março

UF /Região	Latitude -	Longitude	JANEIRO															
			n	δ °	B	E	Corhora	HS h	ω °	ωs °	θ _z	Ho (J/m ²)	Ho (MJ/m ²)	H (MJ/m ²)	Kt	Hd/H	Hd	Hb
	12° 32' 43" S	55° 42' 41" W	21	-23,01	-59,34	-11,21	-3,02	8,98	-45,26	95,42	44,16	39745356,32	39,75	16,99	0,43	0,73	12,39	4,61
	19° 06' 48" S	51° 44' 03" W	21	-23,01	-59,34	-11,21	-2,31	9,69	-34,69	98,46	32,53	41454174,56	41,45	19,69	0,48	0,65	12,77	6,92
	17° 47' 53" S	50° 55' 41" W	21	-23,01	-59,34	-11,21	-2,33	9,67	-35,00	97,84	33,14	41147211,07	41,15	21,10	0,51	0,58	12,21	8,89
	19° 44' 54" S	47° 55' 55" W	21	-23,01	-59,34	-11,21	-2,00	10,00	-30,05	98,77	28,13	41596004,73	41,60	20,48	0,49	0,62	12,63	7,85
	23° 58' 56" S	48° 52' 32" W	21	-23,01	-59,34	-11,21	-1,79	10,21	-26,82	100,89	24,58	42435312,72	42,44	19,19	0,45	0,69	13,21	5,98
	24° 02' 44" S	52° 22' 59" W	21	-23,01	-59,34	-11,21	-1,85	10,15	-27,76	102,52	25,42	42927255,68	42,93	20,02	0,47	0,66	13,29	6,73
	27° 24' 06" S	51° 13' 30" W	21	-23,01	-59,34	-11,21	-1,76	10,24	-26,40	102,72	24,24	42978187,29	42,98	20,20	0,47	0,66	13,28	6,92
	28° 15' 46" S	52° 24' 24" W	21	-23,01	-59,34	-11,21	-1,77	10,23	-26,54	103,20	24,44	43095985,03	43,10	20,59	0,48	0,64	13,25	7,34

FEVEREIRO														
n	δ °	B °	E	Corhor a	HS h	ω °	ωs °	θ _z	Ho (MJ/m ²)	H (MJ/m ²)	Kt	Hd/H	Hd	Hb
82	0,40	0,99	-7,21	-2,95	9,05	-44,26	89,91	45,77	36,42	17,21	0,47	0,65	11,24	5,97
82	0,40	0,99	-7,21	-2,25	9,75	-33,69	89,86	38,39	35,20	20,02	0,57	0,47	9,42	10,60
82	0,40	0,99	-7,21	-2,27	9,73	-34,01	89,87	38,08	35,48	18,50	0,52	0,56	10,40	8,11
82	0,40	0,99	-7,21	-1,94	10,06	-29,06	89,86	34,88	35,06	20,41	0,58	0,44	9,07	11,34
82	0,40	0,99	-7,21	-1,72	10,28	-25,82	89,82	34,96	34,00	18,79	0,55	0,50	9,42	9,37
82	0,40	0,99	-7,21	-1,78	10,22	-26,76	89,79	37,62	33,12	20,02	0,60	0,40	8,06	11,96
82	0,40	0,99	-7,21	-1,69	10,31	-25,40	89,79	36,99	33,01	21,38	0,65	0,33	7,00	14,39
82	0,40	0,99	-7,21	-1,70	10,30	-25,54	89,78	37,69	32,75	20,59	0,63	0,36	7,39	13,21

MARÇO														
n	δ °	B	E	Corhor a	HS h	ω °	ωs °	θ _z	Ho (MJ/m ²)	H (MJ/m ²)	Kt	Hd/H	Hd	Hb
80	-0,40	-0,99	-7,84	-2,96	9,04	-44,42	90,09	45,67	36,64	16,99	0,46	0,67	11,36	5,63
80	-0,40	-0,99	-7,84	-2,26	9,74	-33,85	90,14	38,09	35,51	19,40	0,55	0,51	9,97	9,44
80	-0,40	-0,99	-7,84	-2,28	9,72	-34,16	90,13	37,82	35,78	19,19	0,54	0,53	10,23	8,96
80	-0,40	-0,99	-7,84	-1,95	10,05	-29,21	90,14	34,53	35,38	19,80	0,56	0,49	9,66	10,14
80	-0,40	-0,99	-7,84	-1,73	10,27	-25,98	90,18	34,49	34,38	17,89	0,52	0,56	10,09	7,80
80	-0,40	-0,99	-7,84	-1,79	10,21	-26,92	90,21	37,12	33,54	18,61	0,55	0,50	9,25	9,36
80	-0,40	-0,99	-7,84	-1,70	10,30	-25,56	90,21	36,47	33,43	17,78	0,53	0,54	9,63	8,15
80	-0,40	-0,99	-7,84	-1,71	10,29	-25,70	90,22	37,16	33,18	17,71	0,53	0,54	9,53	8,18

Tabela 7.6- Irradiação Direta e Difusa - mês de abril

Tabela 7.7- Irradiação Direta e Difusa - mês de maio

Tabela 7.8 - Irradiação Direta e Difusa - mês de junho

ABRIL														
n	δ °	B	E	Corhor a	HS h	ω °	ωs °	θz	Ho (MJ/m ²)	H (MJ/m ²)	Kt	Hd/H	Hd	Hb
111	11,58	29,67	1,21	-2,81	9,19	-42,15	87,39	48,29	32,70	15,70	0,48	0,64	10,04	5,66
111	11,58	29,67	1,21	-2,11	9,89	-31,59	85,93	43,71	30,34	16,99	0,56	0,49	8,27	8,72
111	11,58	29,67	1,21	-2,13	9,87	-31,90	86,23	43,07	30,84	16,70	0,54	0,52	8,74	7,97
111	11,58	29,67	1,21	-1,80	10,20	-26,95	85,78	41,06	30,09	17,60	0,59	0,44	7,73	9,88
111	11,58	29,67	1,21	-1,58	10,42	-23,72	84,77	42,45	28,35	15,59	0,55	0,51	7,90	7,69
111	11,58	29,67	1,21	-1,64	10,36	-24,65	84,00	45,43	26,99	15,30	0,57	0,47	7,25	8,05
111	11,58	29,67	1,21	-1,55	10,45	-23,30	83,90	45,05	26,83	15,01	0,56	0,49	7,33	7,68
111	11,58	29,67	1,21	-1,56	10,44	-23,44	83,68	45,84	26,44	14,80	0,56	0,49	7,22	7,58

JUNHO														
n	δ °	B	E	Corhor a	HS h	ω °	ωs °	θz	Ho (MJ/m ²)	H (MJ/m ²)	Kt	Hd/H	Hd	Hb
172	23,45	90,00	-1,50	-2,86	9,14	-42,83	84,46	55,23	27,49	16,81	0,61	0,39	6,54	10,27
172	23,45	90,00	-1,50	-2,15	9,85	-32,26	81,35	52,94	24,17	14,29	0,59	0,43	6,10	8,19
172	23,45	90,00	-1,50	-2,17	9,83	-32,58	82,00	52,09	24,86	15,19	0,61	0,39	5,92	9,27
172	23,45	90,00	-1,50	-1,84	10,16	-27,63	81,04	50,91	23,84	15,08	0,63	0,35	5,31	9,77
172	23,45	90,00	-1,50	-1,63	10,37	-24,39	78,87	53,01	21,57	11,30	0,52	0,56	6,30	5,01
172	23,45	90,00	-1,50	-1,69	10,31	-25,33	77,21	56,11	19,88	11,99	0,60	0,41	4,86	7,13
172	23,45	90,00	-1,50	-1,60	10,40	-23,97	77,01	55,87	19,69	10,12	0,51	0,58	5,83	4,29
172	23,45	90,00	-1,50	-1,61	10,39	-24,11	76,51	56,69	19,20	9,50	0,49	0,61	5,82	3,69

JUNHO														
n	δ °	B	E	Corhor a	HS h	ω °	ωs °	θz	Ho (MJ/m ²)	H (MJ/m ²)	Kt	Hd/H	Hd	Hb
172	23,45	90,00	-1,50	-2,86	9,14	-42,83	84,46	55,23	27,49	16,81	0,61	0,39	6,54	10,27
172	23,45	90,00	-1,50	-2,15	9,85	-32,26	81,35	52,94	24,17	14,29	0,59	0,43	6,10	8,19
172	23,45	90,00	-1,50	-2,17	9,83	-32,58	82,00	52,09	24,86	15,19	0,61	0,39	5,92	9,27
172	23,45	90,00	-1,50	-1,84	10,16	-27,63	81,04	50,91	23,84	15,08	0,63	0,35	5,31	9,77
172	23,45	90,00	-1,50	-1,63	10,37	-24,39	78,87	53,01	21,57	11,30	0,52	0,56	6,30	5,01
172	23,45	90,00	-1,50	-1,69	10,31	-25,33	77,21	56,11	19,88	11,99	0,60	0,41	4,86	7,13
172	23,45	90,00	-1,50	-1,60	10,40	-23,97	77,01	55,87	19,69	10,12	0,51	0,58	5,83	4,29
172	23,45	90,00	-1,50	-1,61	10,39	-24,11	76,51	56,69	19,20	9,50	0,49	0,61	5,82	3,69

Tabela 7.9 - Irradiação Direta e Difusa - mês de julho

Tabela 7.10 - Irradiação Direta e Difusa - mês de agosto

Tabela 7.11- Irradiação Direta e Difusa - mês de setembro

JULHO														
n	δ °	B	E	Corhor a	HS h	ω °	ω_s °	θ_z	Ho (MJ/m ²)	H (MJ/m ²)	Kt	Hd/H	Hd	Hb
202	20,44	119,67	-6,07	-2,93	9,07	-43,97	85,24	54,38	28,78	18,90	0,66	0,31	5,92	12,98
202	20,44	119,67	-6,07	-2,23	9,77	-33,40	82,58	51,33	25,69	16,31	0,63	0,35	5,68	10,62
202	20,44	119,67	-6,07	-2,25	9,75	-33,72	83,13	50,55	26,33	17,89	0,68	0,28	5,03	12,87
202	20,44	119,67	-6,07	-1,92	10,08	-28,77	82,31	49,08	25,38	16,88	0,67	0,30	5,07	11,81
202	20,44	119,67	-6,07	-1,70	10,30	-25,53	80,46	50,91	23,23	13,61	0,59	0,44	5,95	7,66
202	20,44	119,67	-6,07	-1,76	10,24	-26,47	79,03	53,97	21,62	13,10	0,61	0,40	5,23	7,87
202	20,44	119,67	-6,07	-1,67	10,33	-25,11	78,86	53,66	21,43	10,91	0,51	0,59	6,39	4,52
202	20,44	119,67	-6,07	-1,68	10,32	-25,25	78,44	54,47	20,96	11,09	0,53	0,55	6,07	5,02

AGOSTO														
n	δ °	B	E	Corhor a	HS h	ω °	ω_s °	θ_z	Ho (MJ/m ²)	H (MJ/m ²)	Kt	Hd/H	Hd	Hb
233	11,75	150,33	-2,69	-2,88	9,12	-43,13	87,35	49,21	32,30	18,40	0,57	0,47	8,62	9,78
233	11,75	150,33	-2,69	-2,17	9,83	-32,56	85,86	44,52	29,95	17,32	0,58	0,45	7,83	9,49
233	11,75	150,33	-2,69	-2,19	9,81	-32,87	86,17	43,89	30,45	18,68	0,61	0,39	7,21	11,48
233	11,75	150,33	-2,69	-1,86	10,14	-27,92	85,72	41,81	29,70	18,68	0,63	0,36	6,69	11,99
233	11,75	150,33	-2,69	-1,65	10,35	-24,69	84,69	43,12	27,97	14,51	0,52	0,57	8,23	6,28
233	11,75	150,33	-2,69	-1,71	10,29	-25,63	83,90	46,09	26,62	14,00	0,53	0,55	7,74	6,26
233	11,75	150,33	-2,69	-1,62	10,38	-24,27	83,81	45,68	26,46	13,21	0,50	0,60	7,98	5,23
233	11,75	150,33	-2,69	-1,63	10,37	-24,41	83,58	46,47	26,07	12,60	0,48	0,63	7,98	4,62

SETEMBRO														
n	δ °	B	E	Corhor a	HS h	ω °	ω_s °	θ_z	Ho (MJ/m ²)	H (MJ/m ²)	Kt	Hd/H	Hd	Hb
264	-0,20	180,99	7,90	-2,70	9,30	-40,48	90,04	41,99	36,16	17,39	0,48	0,64	11,09	6,29
264	-0,20	180,99	7,90	-1,99	10,01	-29,91	90,07	34,90	35,03	17,32	0,49	0,61	10,62	6,70
264	-0,20	180,99	7,90	-2,02	9,98	-30,23	90,06	34,54	35,29	17,10	0,48	0,63	10,80	6,30
264	-0,20	180,99	7,90	-1,69	10,31	-25,28	90,07	31,54	34,90	18,50	0,53	0,54	10,08	8,42
264	-0,20	180,99	7,90	-1,47	10,53	-22,04	90,09	31,97	33,89	15,70	0,46	0,67	10,51	5,19
264	-0,20	180,99	7,90	-1,53	10,47	-22,98	90,10	34,76	33,05	15,70	0,47	0,65	10,18	5,51
264	-0,20	180,99	7,90	-1,44	10,56	-21,62	90,10	34,21	32,95	15,80	0,48	0,64	10,12	5,69
264	-0,20	180,99	7,90	-1,45	10,55	-21,76	90,11	34,95	32,69	15,30	0,47	0,66	10,11	5,19

Tabela 7.12 - Irradiação Direta e Difusa - mês de outubro

Tabela 7.13 - Irradiação Direta e Difusa - mês de novembro

Tabela 7.14 - Irradiação Direta e Difusa - mês de dezembro

OUTUBRO												
n	δ °	B	E	Corhor a	HS h	ω °	ω_s °	θ_z	Ho (MJ/m ²)	H (MJ/m ²)	Kt	Hd/H
294	-11,75	210,66	15,90	-2,57	9,43	-38,48	92,65	37,59	38,62	18,00	0,47	0,66
294	-11,75	210,66	15,90	-1,86	10,14	-27,91	94,14	27,85	38,85	20,59	0,53	0,55
294	-11,75	210,66	15,90	-1,88	10,12	-28,23	93,83	27,92	38,84	19,19	0,49	0,61
294	-11,75	210,66	15,90	-1,55	10,45	-23,28	94,28	23,75	38,85	20,59	0,53	0,55
294	-11,75	210,66	15,90	-1,34	10,66	-20,04	95,31	22,61	38,71	19,30	0,50	0,61
294	-11,75	210,66	15,90	-1,40	10,60	-20,98	96,10	24,93	38,49	19,30	0,50	0,60
294	-11,75	210,66	15,90	-1,31	10,69	-19,62	96,19	24,15	38,45	19,51	0,51	0,59
294	-11,75	210,66	15,90	-1,32	10,68	-19,76	96,42	24,77	38,37	19,40	0,51	0,59

NOVEMBRO												
n	δ °	B	E	Corhor a	HS h	ω °	ω_s °	θ_z	Ho (MJ/m ²)	H (MJ/m ²)	Kt	Hd/H
325	-20,44	241,32	13,24	-2,61	9,39	-39,14	94,76	38,26	39,58	16,99	0,43	0,73
325	-20,44	241,32	13,24	-1,91	10,09	-28,58	97,42	26,89	40,94	21,31	0,52	0,56
325	-20,44	241,32	13,24	-1,93	10,07	-28,89	96,87	27,39	40,70	18,29	0,45	0,69
325	-20,44	241,32	13,24	-1,60	10,40	-23,94	97,69	22,47	41,05	21,71	0,53	0,55
325	-20,44	241,32	13,24	-1,38	10,62	-20,71	99,54	19,48	41,65	20,70	0,50	0,61
325	-20,44	241,32	13,24	-1,44	10,56	-21,64	100,97	20,85	41,97	21,89	0,52	0,56
325	-20,44	241,32	13,24	-1,35	10,65	-20,29	101,14	19,78	42,00	22,00	0,52	0,56
325	-20,44	241,32	13,24	-1,36	10,64	-20,43	101,56	20,15	42,07	22,10	0,53	0,55

DEZEMBRO												
n	δ °	B	E	Corhor a	HS h	ω °	ω_s °	θ_z	Ho (MJ/m ²)	H (MJ/m ²)	Kt	Hd/H
355	-23,45	270,99	1,03	-2,81	9,19	-42,20	95,54	41,42	39,79	17,10	0,43	0,73
355	-23,45	270,99	1,03	-2,11	9,89	-31,63	98,65	29,73	41,56	20,02	0,48	0,64
355	-23,45	270,99	1,03	-2,13	9,87	-31,94	98,00	30,36	41,25	18,61	0,45	0,69
355	-23,45	270,99	1,03	-1,80	10,20	-26,99	98,96	25,33	41,71	19,58	0,47	0,66
355	-23,45	270,99	1,03	-1,58	10,42	-23,76	101,13	21,73	42,59	20,02	0,47	0,66
355	-23,45	270,99	1,03	-1,65	10,35	-24,70	102,79	22,59	43,12	21,20	0,49	0,62
355	-23,45	270,99	1,03	-1,56	10,44	-23,34	102,99	21,41	43,17	22,79	0,53	0,55
355	-23,45	270,99	1,03	-1,57	10,43	-23,48	103,49	21,63	43,30	23,80	0,55	0,51