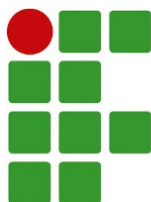


INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE
GOIÁS
CAMPUS ITUMBIARA
COORDENAÇÃO DE ENGENHARIA ELÉTRICA



LUIZ PAULO RODRIGUES DE OLIVEIRA

**ESTUDO, DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE UMA
MICRORREDE APLICADA À IRRIGAÇÃO AGRÍCOLA**

ITUMBIARA-GO
2025



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA
PRÓ-REITORIA DE PESQUISA E PÓS-GRADUAÇÃO
SISTEMA INTEGRADO DE BIBLIOTECAS

TERMO DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAÇÃO NO REPOSITÓRIO DIGITAL DO IFG - ReDi IFG

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610/98, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, a disponibilizar gratuitamente o documento no Repositório Digital (ReDi IFG), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, em formato digital para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IFG.

Identificação da Produção Técnico-Científica

- | | |
|--|---|
| ☐ Tese | ☐ Artigo Científico |
| ☐ Dissertação | ☐ Capítulo de Livro |
| ☐ Monografia – Especialização | ☐ Livro |
| ☒ TCC - Graduação | ☐ Trabalho Apresentado em Evento |
| ☐ Produto Técnico e Educacional - Tipo: _____ | |

Nome Completo do Autor: Luiz Paulo Rodrigues de Oliveira

Matrícula: 20191040070203

Título do Trabalho: ESTUDO, DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE UMA MICRORREDE APLICADA À IRRIGAÇÃO AGRÍCOLA

Autorização - Marque uma das opções

1. (x) Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso aberto);
2. () Autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG somente após a data ____/____/____ (Embargo);
3. () Não autorizo disponibilizar meu trabalho no Repositório Digital do IFG (acesso restrito).

Ao indicar a opção **2 ou 3**, marque a justificativa:

- () O documento está sujeito a registro de patente.
() O documento pode vir a ser publicado como livro, capítulo de livro ou artigo.
() Outra justificativa: _____

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O/A referido/a autor/a declara que:

- i. o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- ii. obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autor/a, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- iii. cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

Itumbiara-GO, 06 / 02 / 2026.
Local Data

Assinatura do Autor e/ou Detentor dos Direitos Autorais

LUIZ PAULO RODRIGUES DE OLIVEIRA

**ESTUDO, DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE UMA
MICRORREDE APLICADA À IRRIGAÇÃO AGRÍCOLA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado como requisito parcial à obtenção do título de bacharel em engenharia elétrica ao departamento de áreas acadêmicas do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Campus Itumbiara.

Orientadora: Profa. Me. Thaissa de Melo Cesar.

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP)

O48e Oliveira, Luiz Paulo Rodrigues de
 Estudo, dimensionamento e simulação de uma microrrede aplicada à irrigação agrícola. / Luiz Paulo Rodrigues de Oliveira. – Itumbiara, 2025.
 172 p. : il.

 Trabalho de conclusão do curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) - Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás, Câmpus Itumbiara, 2026.
 Orientadora: Prof.^a Ms. Thaissa de Melo Cesar.

 1.Sistema fotovoltaico. 2. Irrigação agrícola. 3. Energia solar . I. Título. II. Cesar, Thaissa de Melo. III. Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás.

CDD 621.042

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Biblioteca Maria Gabriela Pacheco Pardey / Câmpus Itumbiara
Bibliotecário: Rosiane Gonçalves de Lima CRB1/1684



INSTITUTO FEDERAL
Goiás

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE GOIÁS
CÂMPUS ITUMBIARA

Termo de Aprovação

Luiz Paulo Rodrigues de Oliveira

ESTUDO, DIMENSIONAMENTO E SIMULAÇÃO DE UMA MICRORREDE APLICADA À IRRIGAÇÃO AGRÍCOLA

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à Coordenação do Curso de Engenharia Elétrica do Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás – Campus Itumbiara, como parte dos requisitos para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado, em 11 de dezembro de 2025, pela banca examinadora constituída pelos seguintes membros:

BANCA EXAMINADORA

Profa. MSc. Thaissa de Melo Cesar - Orientadora

Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.

(Assinado Eletronicamente).

Prof. DSc. Ghunter Paulo Viajante - Membro interno

Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.

(Assinado Eletronicamente).

Prof. DSc. Marcelo Escobar de Oliveira - membro interno

Instituto Federal de Goiás, Campus Itumbiara.

(Assinado Eletronicamente).

Itumbiara – GO

2026

Documento assinado eletronicamente por:

- **Marcelo Escobar de Oliveira**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 04/02/2026 20:17:41.
- **Ghunter Paulo Viajante**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 04/02/2026 19:07:54.
- **Thaissa de Melo Cesar**, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 04/02/2026 18:35:07.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 04/02/2026. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifg.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 742397

Código de Autenticação: 7897f7a841



Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Goiás
Avenida Furnas, nº 55, 55, Bairro Village Imperial, ITUMBIARA / GO, CEP 75524-010
(64) 2103-5612 (ramal: 5612)

RESUMO

Este trabalho apresenta o estudo, o dimensionamento e a simulação de uma microrrede fotovoltaica aplicada à irrigação agrícola, com ênfase na integração entre geração solar, inversores de frequência com controle vetorial e estratégias de gerenciamento de energia. A motivação da pesquisa está associada à necessidade de suprir a carência energética em áreas rurais afastadas do Sistema Interligado Nacional (SIN), propondo uma alternativa tecnicamente viável, sustentável e economicamente competitiva à expansão convencional das redes elétricas. A metodologia adotada compreende a determinação da demanda hídrica e energética das propriedades analisadas, o dimensionamento hidráulico e elétrico dos sistemas de irrigação e a modelagem computacional do conjunto em ambiente *PSIM* e *PV*SOL*. A microrrede proposta é composta por uma usina fotovoltaica com *oversize* calculado, banco de baterias, motogerador a diesel e inversores de frequência WEG CFW900 com função *Pump Genius*, operando sob controle PID e lógica de priorização de fontes orientada por custo. Os resultados obtidos indicam a viabilidade técnica e econômica da solução, evidenciando elevada confiabilidade operacional e *payback* inferior a sete anos. A estratégia de gerenciamento energético mostrou-se eficaz ao priorizar o uso da geração fotovoltaica e do armazenamento em baterias, reduzindo significativamente a necessidade de acionamento do motogerador a diesel e a dependência da rede elétrica convencional. Conclui-se que a microrrede proposta é capaz de garantir a continuidade da irrigação mesmo em cenários de restrição energética, contribuindo para a redução do consumo de combustíveis fósseis, a mitigação de perdas associadas à estiagem e o aumento da autonomia energética em propriedades rurais localizadas em regiões de alta irradiância solar, como o estado de Goiás.

Palavras-chave: microrrede; energia fotovoltaica; irrigação; controle vetorial; gerenciamento de energia; sistemas híbridos.

ABSTRACT

This study presents the analysis, sizing, and simulation of a photovoltaic microgrid applied to agricultural irrigation, with emphasis on the integration of solar power generation, variable frequency drives with vector control, and energy management strategies. The motivation for this research arises from the need to supply energy demand in rural areas located far from the Brazilian National Interconnected System (SIN), proposing a technically feasible, sustainable, and economically competitive alternative to the conventional expansion of electrical distribution networks. The adopted methodology includes the determination of the hydraulic and energy demand of the studied properties, the hydraulic and electrical sizing of the irrigation systems, and the computational modeling of the system using *PSIM* and *PV*SOL* software environments. The proposed microgrid consists of a photovoltaic power plant with calculated *oversizing*, a battery energy storage system, a diesel generator, and WEG CFW900 variable frequency drives equipped with the Pump Genius function, operating under PID control and a cost-oriented energy source prioritization logic. The results demonstrate the technical and economic feasibility of the proposed solution, indicating high operational reliability and a *payback* period of less than seven years. The energy management strategy proved effective by prioritizing photovoltaic generation and battery storage, significantly reducing the need for diesel generator operation and decreasing dependence on the conventional power grid. It is concluded that the proposed microgrid is capable of ensuring irrigation continuity even under energy supply constraints, contributing to the reduction of fossil fuel consumption, mitigation of drought-related losses, and increased energy autonomy in rural properties located in regions with high solar irradiance, such as the state of Goiás.

Keywords: microgrid; photovoltaic energy; irrigation; vector control; energy management; hybrid systems

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Categorias de Microrrede.....	17
Figura 2 - Estrutura Básica de uma célula fotovoltaica de silício.....	20
Figura 3 - Curva Característica I-V e curva de potência P-V.....	21
Figura 4 - Interferências na cura IxV.....	22
Figura 5 - Inversor de frequência	24
Figura 6 - Inversor de Frequência WEG CFW900.....	27
Figura 7 - Controle da partida com enchimento da tubulação	28
Figura 8 - Controlador PID do Pump Genius	29
Figura 9 - Proteção de Bomba Seca.....	29
Figura 10 - Software SuperDriveG2.....	30
Figura 11 – Curva de Operação do motor de indução com controle escalar	31
Figura 12 - Corrente direta e de Quadratura.....	33
Figura 13 - Fluxograma de energia e comunicação.....	36
Figura 14 - Kc ao longo de ciclo de uma cultura anual	41
Figura 15 - Ponto de Trabalho e curvas características	44
Figura 16 - Parábolas de isoeeficiência	45
Figura 17 - Aspersor LEPA Shroud Bubble sobre milho no Kansas, EUA.....	46
Figura 18 - Fazenda Bebedouro	49
Figura 19 - Fazenda Ressaca	50
Figura 20 – Temperatura mínima, máxima e instantânea (°C).....	53
Figura 21 – Umidade relativa mínima, máxima e instantânea (°C).....	53
Figura 22 - Radiação solar global (kJ/m ²)	54
Figura 23 - Coleta do solo e divisão dos setores de cultivo na fazenda Bebedouro	55
Figura 24 – Distribuição das linhas principais e secundárias na Fazenda Ressaca.....	56
Figura 25 – Curva de retenção de água do solo da Fazenda Ressaca	57
Figura 26 – Coeficiente de cultura dos grãos da Fazenda Ressaca.....	58
Figura 27 - Coeficiente de cultura das hortaliças da Fazenda Bebedouro.....	59
Figura 28 – Valores diários da evapotranspiração de referência(ET _o) em mm/dia.....	60
Figura 29 - Evapotranspiração da cultura (ET _c) na Fazenda Ressaca em mm/dia.....	61
Figura 30 - Evapotranspiração da cultura (ET _c) na Fazenda Bebedouro em mm/dia	61
Figura 31 - Média diária em função das horas do fator astronômico.	66
Figura 32 – Bomba DWM – QE 2.5 300 – Bebedouro	77
Figura 33 – Bomba Schneider – VME-457600 – Ressaca 1	77
Figura 34 – Bomba Schneider – VME-457600 – Ressaca 2	78
Figura 35 – Bomba WDM – QE 2.5 400 – Ressaca 3	78
Figura 36 – Bomba WDM – HE 1.5 F125 – Ressaca 4.....	79
Figura 37 – MPS0150-480S	82
Figura 38 - Fluxograma do controle.....	95
Figura 39 - Simulação do Módulo Fotovoltaico no PSIM.....	97
Figura 40 - Parâmetros do Pannel Fotovoltaico - Ressaca (TSUN TS605S8E-132GANT).....	98
Figura 41 - Simulação boost multipernas	99
Figura 42 - Controle da malha de corrente I _o	99
Figura 43 - Controle da malha de tensão V _o	100
Figura 44 - Controle MPPT com estratégia PeO.....	101
Figura 45 - Simulação do DAB acoplado ao barramento CC.....	102
Figura 46 - Controle do DAB por defasamento.....	103
Figura 47 - Parâmetros da DAB (dual active Bridge) do inversor de tensão (Megarevo).....	104
Figura 48 - Acoplamento da rede CA com o barramento CC.....	104
Figura 49 – Controle do conversor CA-CC da rede	105
Figura 50 - Simulação conversor trifásico da carga	107
Figura 51 - Controle do conversor trifásico da carga com o barramento CC	107
Figura 52 - Coleta das Correntes do MIT	109
Figura 53 - Coleta da Velocidade e Tensão do Link CC do MIT.....	110
Figura 54 - Relação das variáveis agrônômicas com o eixo do motor	111
Figura 55 - Malha de Controle do MIT (FOC).....	112
Figura 56 - Malha de cálculo do escorregamento.....	112
Figura 57 - Simulação circuito de força	113
Figura 58 - Janela de parametrização MIT.....	114

Figura 59 - Esquemático da simulação no PV*SOL	117
Figura 60 - Parâmetros de configuração da rede elétrica.....	117
Figura 61 - Parâmetros de simulação	118
Figura 62 - Parâmetros de Tolerância.....	119
Figura 63 - Parametrização do consumo	120
Figura 64 - Parametrização dos Módulos Fotovoltaicos	121
Figura 65 - Parametrização da sujeira	121
Figura 66 - Parametrização degradação.....	122
Figura 67 - Parametrização do Inversor	122
Figura 68 - Dimensionamento do banco e carga segundo PV*SOL.....	123
Figura 69 - Detalhes de perdas nos cabos.....	124
Figura 70 - Diagrama unifilar da microrrede criada pelo PV*SOL.....	125
Figura 71 - Parâmetrização gerador.....	125
Figura 72 - Tensões do Inversor e sua Referência (Rede).....	131
Figura 73 - Tensões trifásicas (<i>Load</i>) e eixos V_q e V_d	132
Figura 74 - Correntes trifásicas de carga e eixos I_q , I_d , I_{rede} e I_{banco}	133
Figura 75 - Potências Load, Grid, Fotovoltaico, Bateria, MPPT e Barramento CC	135
Figura 76 - Análise espectral (FFT) das tensões no Load.....	136
Figura 77 - Análise espectral (FFT) da tensão no LOAD nas bandas de 9 até 11kHz.....	137
Figura 78 - Análise espectral (FFT) da tensão no Grid.....	138
Figura 79 - Tensão do fotovoltaico, MPPT, barramento CC e Baterias	138
Figura 80 - Velocidade do motor.....	141
Figura 81 - Correntes trifásicas do motor	141
Figura 82 - Correntes de referência I_{d_ref} e I_{q_ref} sob controle vetorial (FOC).....	142
Figura 83 - Fator de potência.....	143
Figura 84 - Potências elétrica, mecânica e hídrica.....	143
Figura 85 - Variação do escorregamento.....	144
Figura 86 - Tensão de referência trifásica do inversor (V_{ref}).....	145
Figura 87 - Tensão do barramento CC (V_{dc}).....	145
Figura 88 - Torques eletromagnético e de carga durante a operação do motor	146
Figura 89 - Estágios de desenvolvimento da cultura	148
Figura 90 - Comparativo entre solos arenoso e argiloso.....	148
Figura 91 - Correlação entre geração fotovoltaica e consumo da carga ao longo do ano	149
Figura 92 - Consumo Elétrico da Fazenda Ressaca.....	150
Figura 93 - Consumo Elétrico da Fazenda Bebedouro	151
Figura 94 - Energia na entrada do inversor da fazenda Ressaca.....	152
Figura 95 - Autoconsumo da microrrede.....	152
Figura 96 - Carregamento do banco de baterias.....	153
Figura 97 - Descarregamento do banco de baterias	153
Figura 98 - Injeção de energia na rede.....	154
Figura 99 - Consumo do gerador a diesel	154
Figura 100 - Fluxo de energia na microrrede da Fazenda Bebedouro (dia com mais Irradiância).....	155
Figura 101 - Energia na entrada do inversor	156
Figura 102 - Autoconsumo da microrrede	156
Figura 103 - Carregamento do banco de baterias.....	157
Figura 104 - Descarregamento do banco de baterias	158
Figura 105 - Injeção de energia na rede.....	158
Figura 106 - Consumo da rede elétrica (apoio).....	159
Figura 107 - Fluxo de energia em dia típico de operação	159

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Dados técnicos da fazenda Bebedouro	51
Tabela 2 - Dados técnicos da fazenda Ressaca.....	51
Tabela 3 – Parâmetros agrônômicos das culturas	58
Tabela 4 – Lâmina bruta diária (NBI) para projeto e variação admitida em função da cultura.....	62
Tabela 5 – Volume de Água da Irrigação.....	64
Tabela 6 – Rendimento médio (yield) e principais causas de perdas por fonte de energia	68
Tabela 7 – Bebedouro (Sucção) – DN 100 mm, 22,50 m.....	69
Tabela 8 – Bebedouro (Recalque) – DN 100 mm, 285,15 m	70
Tabela 9 – Ressaca(Sucção) – DN 300 mm, 271,21 m	70
Tabela 10 – Ressaca Setor 1(Recalque) – DN 100 mm, 1102 m.....	70
Tabela 11 – Ressaca Setor 2(Recalque) – DN 100 mm, 1163 m.....	70
Tabela 12 – Ressaca Setor 3(Recalque) – DN 100 mm, 386 m.....	70
Tabela 13 – Ressaca Setor 4(Recalque) – DN 75 mm, 679 m.....	71
Tabela 14 – Perdas de carga total considerando perdas concentradas (situação de vazão superior)	71
Tabela 15 – Desnível geométrico entre captação e ponto de entrega.	72
Tabela 16 – Pressão de Operação do Gotejador e Aspensor.	74
Tabela 17 – Potência Hidráulica Necessária por Setor.....	75
Tabela 18 – Curva de Pressão do Sistema.....	75
Tabela 19 – Escolha dos Motores com Base na Potência Mecânica Necessária.	79
Tabela 20 – Dimensionamento Fotovoltaico com Base na Potência Elétrica Necessária.	82
Tabela 21 – Potência Gerenciável Necessária e Adquirida por Fazenda.....	84
Tabela 22 – Potência de Redundância Consolidada por Fazenda.....	85
Tabela 23 – Inversores de Frequência por setor	86
Tabela 24 – Parâmetros globais de custo da fonte de energia.	93
Tabela 25 – Gasto de Energia Diário por Motor.	93
Tabela 26 – Custo por milímetro de lâmina (Cmm) por setor e fonte.....	93
Tabela 27 – Penalidades (α) por setor e fonte.....	93
Tabela 28 – Parâmetros do boost do inversor de tensão. (Megarevo)	101
Tabela 29 – Parâmetros da Concessionária (Equatorial)	106
Tabela 30 – Parâmetros da ponte inversora do inversor de tensão (Megarevo)	108
Tabela 31 - Estrutura de CAPEX	162
Tabela 32 - Estrutura de OPEX	164
Tabela 33 - Estrutura de PMT brut.....	165
Tabela 34 - Estrutura de PMT líquido	165
Tabela 35 – Indicadores financeiros do trabalho.....	166

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	Apresentação do tema	12
1.2	Justificativa da Pesquisa	12
1.3	Objetivos	13
1.3.1	Objetivo Geral	13
1.3.2	Objetivos específicos	13
1.4	Metodologia	13
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	15
2.1	Microrredes.....	15
2.1.1	Ilhamento da Instalação	15
2.1.2	Ilhamento Secundário	16
2.1.3	Ilhamento Lateral	16
2.1.4	Ilhamento do Alimentador	16
2.1.5	Ilhamento do Barramento	16
2.1.6	Ilhamento da Subestação.....	17
2.1.7	Ilhamento da Subestação com Circuitos Adjacentes	17
2.2	Energia Fotovoltaica.....	18
2.2.1	Princípios da Conversão Fotovoltaica	19
2.2.2	Curvas Características	20
2.2.3	Fatores que Influenciam a Eficiência.....	21
2.2.4	Benefícios e Desafios da Energia Fotovoltaica para Irrigação.....	23
2.3	Inversor de frequência	23
2.3.1	Componentes de um inversor de frequência.....	24
2.3.2	Inversores de Frequência WEG e a Solução Pump Genius.....	27
2.3.3	Controle Escalar e Controle de Campo Constante	30
2.3.4	Aplicação dos Inversores em Microrredes	33
2.4	Inversores de corrente híbridos	34
2.4.1	Definição e Funcionamento do Modo <i>Grid-Zero</i>	34
2.4.2	Vantagens dos Inversores Híbridos em Operação <i>Grid-Zero</i>	35
2.4.3	Aplicações Práticas e Exemplos de Inversores Híbridos <i>Grid-Zero</i>	35
2.4.4	Considerações para Implementação	35
2.5	Motores Elétricos na Irrigação	37
2.5.1	Funcionamento do Motor Acoplado à Bomba.....	37
2.5.2	Fatores Importantes na Escolha do Motor para Irrigação	37

2.5.3	Integração com Sistemas de Controle.....	39
2.6	Dimensionamento da Irrigação.....	39
2.6.1	Princípios Básicos do Dimensionamento	39
2.6.2	Cálculo da Demanda Hídrica	40
2.6.3	Seleção e Dimensionamento de Componentes do Sistema	43
2.6.4	Análise de Pressão e Perdas de Carga.....	47
2.6.5	Conclusão	48
3	METODOLOGIA.....	49
3.1	Demanda Energética	50
3.1.1	Coleta de Dados	52
3.1.2	Estimativa de necessidade hídrica	59
3.2	Fluxo de Energia	64
3.2.1	Desempenho Energético	65
3.2.2	Estudo das perdas hidráulicas em conexões e equipamentos.....	68
3.2.3	Dimensionamento do Conjunto Motobomba.....	74
3.3	Dimensionamento da Geração.....	80
3.3.1	Fonte Principal.....	81
3.3.2	Fonte de Gerenciamento	83
3.3.3	Fonte de Redundância.....	84
3.4	Controle do Sistema	85
3.4.1	Implementação do controle dos inversores.	85
3.4.2	Estratégias de Controle	89
3.5	Simulações.....	96
3.5.1	Simulações no PSIM – Modelagem, Cenários e Critérios.....	96
3.5.2	Simulações no PV*SOL – Configuração, Saídas e Validação	116
3.6	Análise Financeira	126
3.6.1	CAPEX – Investimento Inicial.....	126
3.6.2	OPEX – Custos Operacionais Anuais.....	127
3.6.3	PMT – Pagamentos Anuais.....	127
3.6.4	Indicadores Financeiros.....	128
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	131
4.1	Comportamento do Inversor de Tensão	131
4.1.1	Análise das formas de onda e comportamento dinâmico	131
4.1.2	Considerações sobre o desempenho do inversor de tensão	139
4.2	Comportamento do Inversor de Frequência.....	140

4.2.1	Análise das formas de onda e comportamento dinâmico	140
4.2.2	Discussão sobre a segurança do Pump Genius	146
4.3	Aspectos que influenciam o comportamento da carga	147
4.3.1	Discussão sobre o aspecto da cultura	147
4.3.2	Discussão sobre o aspecto do solo.....	148
4.3.3	Discussão sobre o aspecto do clima.....	149
4.3.4	Discussão sobre o aspecto hidráulico	149
4.4	Atendimento da carga pela Microrrede.....	151
4.4.1	Fazenda Ressaca.....	151
4.4.2	Fazenda Bebedouro	155
4.5	Retornos Financeiros.....	160
4.5.1	Estrutura dos fluxos de caixa e premissas finais	161
4.5.2	Consolidação dos parâmetros econômicos do fluxo de caixa (CAPEX, OPEX e PMT) 162	
4.5.3	Resultados Financeiros.....	166
5	CONCLUSÃO	169
5.1	Avaliação geral da solução proposta.....	169
5.2	Pontos fortes e limitações do sistema	169
5.3	Sugestões para trabalhos futuros	170
	REFERÊNCIAS.....	172
	APÊNDICE A – Gráficos Meteorológicos da estação	174

1 INTRODUÇÃO

1.1 Apresentação do tema

No final do século XIX, os primeiros sistemas elétricos comerciais começaram a ser implementados, destacando-se Thomas Edison, cujas iniciativas eram baseadas na geração de energia próxima à carga, com sistemas isolados que atendiam pequenos grupos de consumidores. Embora esse modelo fosse eficiente em pequenas escalas, apresentava limitações para a expansão da eletrificação devido ao alto custo e às dificuldades técnicas de geração e distribuição localizadas (BARDELIN, 2004).

Com o crescimento populacional e a consequente elevação da demanda por energia elétrica, surgiram os sistemas interligados, que permitiram maior alcance e eficiência no fornecimento de energia. No Brasil, o Sistema Interligado Nacional (SIN) foi estabelecido com o propósito de integrar as usinas geradoras aos centros consumidores, promovendo o rateio dos custos de expansão de forma proporcional ao consumo e ampliando o acesso à eletricidade. Entretanto, em regiões rurais e afastadas dos grandes centros, o elevado custo de implantação de infraestrutura elétrica associado à baixa densidade populacional pode tornar a expansão da rede economicamente desfavorável, dificultando o atendimento contínuo e confiável a esses consumidores (ONS, 2025).

Nesse contexto, cresce a necessidade de soluções descentralizadas que garantam maior autonomia energética, reduzam perdas associadas à transmissão e ampliem o acesso à eletricidade em áreas remotas. Dentre as alternativas disponíveis, a energia solar fotovoltaica destaca-se por sua ampla disponibilidade no território brasileiro e por seu potencial de aplicação em sistemas descentralizados, especialmente em regiões com elevada incidência solar. Apesar de sua natureza intermitente, a associação da geração fotovoltaica com sistemas de armazenamento de energia e estratégias de gerenciamento permite sua utilização de forma confiável em aplicações como a irrigação agrícola.

1.2 Justificativa da Pesquisa

Nesse contexto, as microrredes surgem como uma solução promissora para consumidores que enfrentam altos custos de aquisição e de expansão da rede. Uma microrrede é um sistema energético descentralizado que pode operar de forma autônoma ou conectada ao sistema elétrico convencional, integrando diversas fontes de geração distribuída, armazenamento de energia e sistemas de controle inteligente. No setor

agropecuário, a adoção de microrredes pode ser particularmente vantajosa para a irrigação, uma vez que o bombeamento de água é uma atividade intensiva em consumo energético. Utilizar energia fotovoltaica associada a inversores de frequência e técnicas avançadas de controle, como o uso de Controladores Proporcionais-Integrativos-Derivativos (PID), pode garantir maior eficiência e confiabilidade ao sistema de irrigação (CAMPOS, 2025).

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo Geral

Propor o estudo, o dimensionamento e a simulação de uma microrrede para irrigação baseada em energia fotovoltaica, motogerador diesel, baterias e acionamento por inversor de frequência, avaliando sua viabilidade técnica e econômica por meio de análise comparativa de cenários em relação à alternativa de suprimento pela rede elétrica convencional.

1.3.2 Objetivos específicos

- Dimensionar a microrrede considerando a demanda hídrica e energética da irrigação;
- Modelar o sistema no PV*SOL (Simulador de Sistemas Fotovoltaicos) e PSIM (Simulador de Eletrônica de Potência), analisando o desempenho em diferentes condições de operação;
- Avaliar a eficiência do controle de acionamento por inversor de frequência utilizando o método PID;
- Estudar a autonomia e estabilidade do sistema frente às variações climáticas e de carga;
- Comparar os resultados com sistemas convencionais de irrigação conectada à rede elétrica;
- Propor recomendações para adoção de soluções sustentáveis e economicamente viáveis para o meio rural.

1.4 Metodologia

Para a condução deste estudo, a metodologia adotada envolverá as seguintes etapas:

- **Revisão Bibliográfica:** Levantamento de informações em artigos científicos, dissertações, normas técnicas e manuais sobre microrredes, energia fotovoltaica, inversores de frequência e controle PID.
- **Dimensionamento da Microrrede:** Cálculo da potência necessária para a irrigação, seleção dos módulos fotovoltaicos, inversor de frequência, motor de indução, controle e redes considerando a demanda energética e eficiência do sistema.
- Simulações Computacionais:
 - **PV*SOL:** Simulação da solução fotovoltaica para determinar a autonomia anual do sistema, considerando variáveis como geração de energia, consumo, tensão, corrente, temperatura e irradiância. As simulações foram realizadas utilizando a versão de demonstração do PV*SOL, disponibilizada para uso acadêmico por 30 dias (PV*SOL Software de Simulação de Energia Solar, 2025).
 - **PSIM:** Avaliação de problemas operacionais de curto prazo, como perda de carga, aceleração, cavitação da tubulação e frenagem, considerando um horizonte de tempo em segundos. As análises foram conduzidas na versão de estudante, que mantém as funcionalidades completas para fins de pesquisa (PSIM - Software de Simulação de Eletrônica de Potência, 2025).
- **Análise Econômica:** O trabalho inclui uma avaliação econômica da microrrede proposta, considerando os custos de implantação e operação e sua relação com a alternativa de suprimento de energia pela rede elétrica convencional, por meio de indicadores amplamente utilizados na engenharia econômica, como *payback*, Valor Presente Líquido (VPL) e Taxa Interna de Retorno (TIR) (VANNUCCI,2013).
- **Conclusão e Recomendações:** Interpretação dos resultados obtidos e proposição de diretrizes para a aplicação prática da microrrede em projetos de irrigação agrícola.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

A revisão bibliográfica deste trabalho tem como objetivo apresentar os conceitos fundamentais relacionados às microrredes, abordando sua estrutura, aplicações e viabilidade no setor de irrigação. Serão explorados aspectos como a utilização da energia fotovoltaica, o papel dos inversores de frequência e corrente, a importância dos motores elétricos, o dimensionamento do sistema de irrigação e a configuração de sistemas híbridos, fornecendo embasamento teórico para a análise, o dimensionamento, o controle e a simulação da microrrede proposta.

2.1 Microrredes

As microrredes representam uma evolução no setor elétrico, permitindo maior flexibilidade, confiabilidade e eficiência no suprimento de energia. As microrredes podem integrar diferentes fontes de energia renovável, como a fotovoltaica, possibilitando uma operação mais autônoma e descentralizada (ALMADA, 2013). É importante a implementação das microrredes no Brasil, especialmente em regiões de difícil acesso, onde a eletrificação convencional enfrenta desafios técnicos e econômicos (BELLIDO, 2018).

A modelagem e o controle operacional são aspectos fundamentais para garantir a eficiência das microrredes. A modelagem envolve a caracterização dos fluxos de potência, controle de tensão e estratégias para mitigação de oscilações na rede. O gerenciamento dessas redes requer algoritmos avançados, que possibilitem a otimização da operação e a estabilidade do sistema frente às variações na geração e na carga (ALMADA, 2013).

Além disso, as microrredes podem ser configuradas de diferentes formas, dependendo da aplicação e da integração com a rede principal. As principais configurações incluem:

2.1.1 Ilhamento da Instalação

A primeira configuração apresentada é o ilhamento da instalação do consumidor. A microrrede é formada com a abertura do disjuntor. Um único transformador é usado entre a barra da microrrede e o ramal do alimentador principal. Essa microrrede já ocorre comumente com a entrada de geradores a diesel durante a falta de energia da rede elétrica da concessionária.

2.1.2 Ilhamento Secundário

O ilhamento secundário consiste na isolação de mais de uma unidade consumidora com uma ou mais unidades de recursos de energia distribuídos (RED). A microrrede está conectada ao barramento principal da rede de distribuição e é formada com a abertura do disjuntor

2.1.3 Ilhamento Lateral

A microrrede é formada por cargas e RED conectados a uma derivação do alimentador principal. Cada fonte ou carga está conectada à derivação do alimentador principal por um transformador individual. O ilhamento ocorre com a abertura de um elemento de disjunção lateral, como por exemplo o religador. A geração deve operar para atender a carga da região em ilhamento. O elemento de disjunção (religador) está na média tensão, diferente das microrredes anteriores.

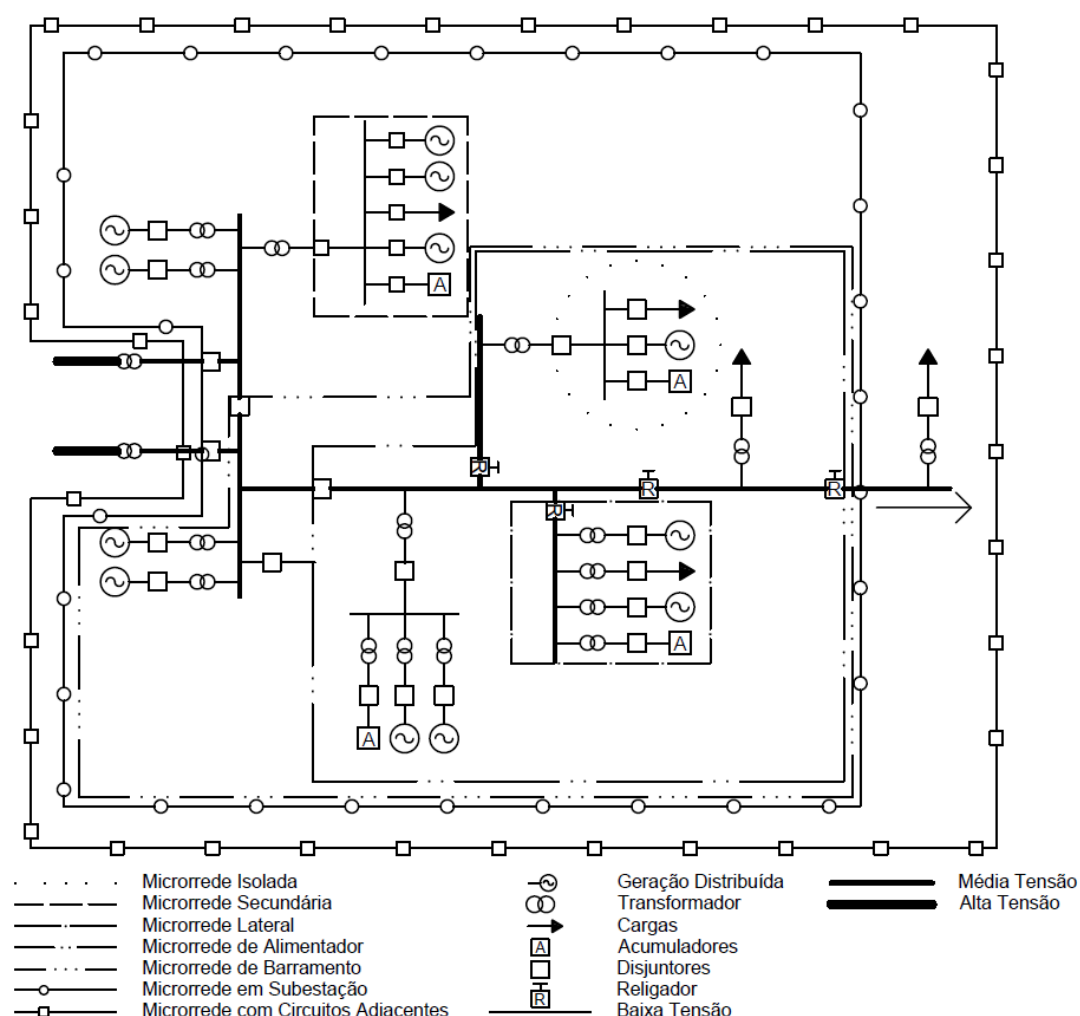
2.1.4 Ilhamento do Alimentador

O ilhamento da microrrede ocorre pelo desligamento de um alimentador da subestação. Os RED devem atender à carga do alimentador durante o período de desconexão.

2.1.5 Ilhamento do Barramento

O ilhamento do barramento da subestação ocorre com a perda de um transformador ou de uma linha de alta tensão da subestação. Essa operação ilhada é formada pelas cargas alimentadas por apenas um barramento simples, embora a subestação possa ser composta por múltiplos barramentos. No exemplo da Figura 1, o ilhamento do barramento ocorre com a abertura do disjuntor de média tensão do transformador e do disjuntor de seccionamento do barramento.

Figura 1 - Categorias de Microrrede



Fonte: Almada (2013), adaptado pelo autor.

2.1.6 Ilhamento da Subestação

O ilhamento da subestação é formado por todas as cargas atendidas pela subestação. Esse ilhamento ocorre quando a alimentação da subestação é perdida, ou quando um transformador está fora de serviço e o outro transformador não é capaz de atender toda a carga da subestação. O ilhamento da subestação ocorre com a abertura dos disjuntores de média tensão do transformador.

2.1.7 Ilhamento da Subestação com Circuitos Adjacentes

O ilhamento de circuitos adjacentes ocorre quando os RED que atendem às cargas de uma determinada subestação têm capacidade suficiente para suprir cargas de outra subestação. Dessa forma, o elemento de disjunção, que é normalmente aberto, é fechado, e

os disjuntores permanecem abertos. Esse ilhamento abrange todas as cargas e recursos distribuídos do ilhamento anterior mais as cargas dos circuitos adjacentes à subestação.

Dessa forma, a combinação da modelagem avançada e das configurações adequadas permite o desenvolvimento de microrredes eficientes, capazes de atender às necessidades específicas do setor agrícola e de outros segmentos estratégicos. No contexto deste trabalho, a aplicação de uma microrrede fotovoltaica para irrigação pode ser classificada como modelo isolado ou conectado a uma rede secundária, garantindo uma solução sustentável e economicamente viável para produtores rurais.

No que se refere ao controle e à coordenação dos fluxos de energia em microrredes, Almada (2013) destaca a importância do uso de estruturas de conversão bidirecional e de sistemas de controle capazes de gerenciar a interação entre geração, armazenamento e carga. O autor ressalta que a definição adequada das estratégias de controle e de gerenciamento energético é fundamental para garantir a estabilidade operacional da microrrede, bem como para decidir, em tempo real, entre o armazenamento de energia e a injeção ou suprimento à rede elétrica.

De forma geral, as microrredes vêm ganhando destaque por sua capacidade de integrar fontes renováveis intermitentes e aumentar a segurança energética, sendo consideradas soluções confiáveis e sustentáveis para o setor elétrico. Além de facilitar a gestão e o controle da geração distribuída, essas estruturas permitem a integração de sistemas de armazenamento, ampliando a eficiência no uso dos recursos energéticos locais. Sob a ótica das distribuidoras, contribuem para a redução da demanda nos sistemas de transmissão e distribuição e para a melhoria da confiabilidade do fornecimento. Para os consumidores, oferecem maior autonomia, qualidade no suprimento e potencial redução de custos. Entretanto, sua implantação ainda envolve desafios técnicos, regulatórios e econômicos, que demandam soluções adequadas para assegurar sua viabilidade.

2.2 Energia Fotovoltaica

A energia fotovoltaica tem se destacado como uma das principais fontes renováveis utilizadas para suprir demandas energéticas de forma limpa e descentralizada. Nas últimas décadas, a expansão do setor tem sido impulsionada pela redução dos custos dos módulos fotovoltaicos, pelo avanço das tecnologias de conversão e pela crescente necessidade de diversificação da matriz energética, tanto em âmbito global quanto nacional. Para aplicações em sistemas de irrigação, a energia fotovoltaica apresenta vantagens significativas,

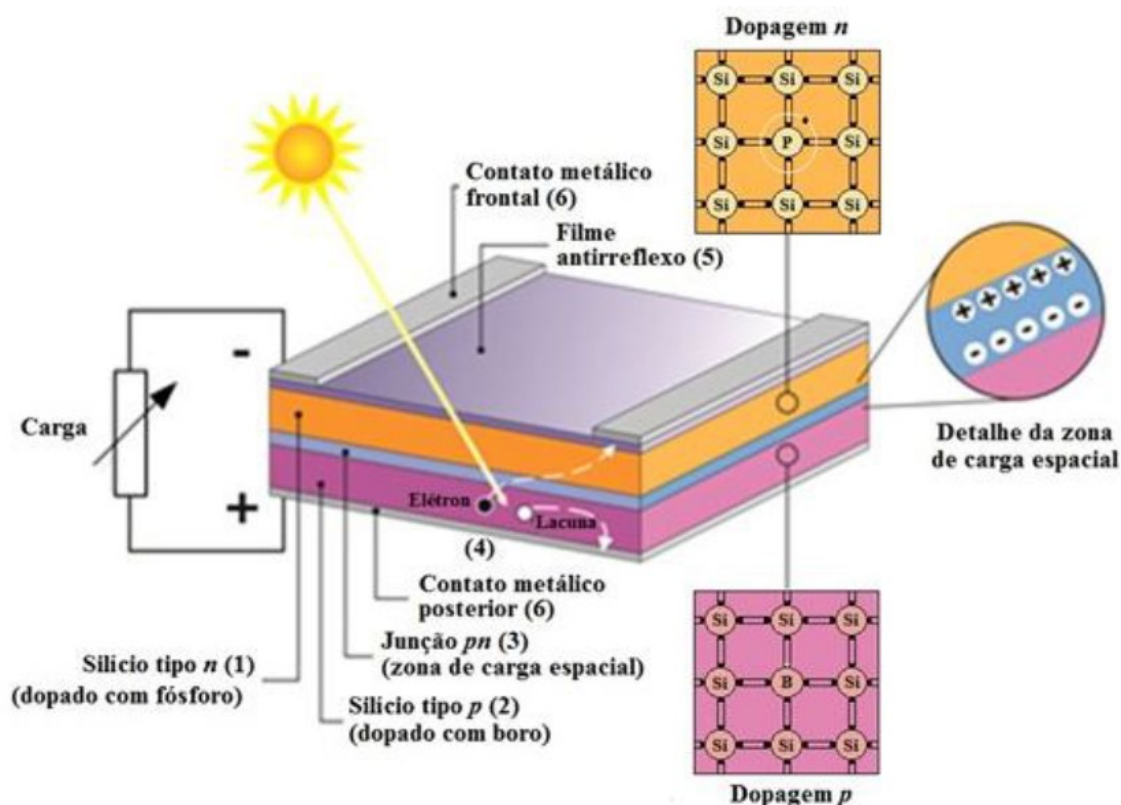
especialmente pela possibilidade de fornecimento de eletricidade em regiões remotas ou com acesso limitado à rede elétrica convencional (IRENA, 2024)

Nesse contexto, a utilização da geração fotovoltaica associada a sistemas de controle e armazenamento tem ampliado a viabilidade técnica e econômica de soluções descentralizadas voltadas ao meio rural, contribuindo para o aumento da autonomia energética e para a redução da dependência de fontes fósseis.

2.2.1 Princípios da Conversão Fotovoltaica

A conversão de energia solar em elétrica ocorre por meio do efeito fotovoltaico, um fenômeno observado em materiais semicondutores, como o silício. Quando fótons incidem sobre a superfície do semicondutor, parte da energia é absorvida, promovendo a movimentação de elétrons, gerando uma diferença de potencial elétrico (PINHO; GALDINO, 2014). Esse processo resulta na geração de corrente elétrica, que pode ser utilizada para alimentar cargas ou ser armazenada em baterias para uso posterior. As células fotovoltaicas são interligadas em módulos e sistemas, dimensionados conforme as diferentes necessidades energéticas. Figura 2 ilustra a estrutura básica de uma célula fotovoltaica de silício, destacando as camadas semicondutoras do tipo p e n, os contatos metálicos e a região de junção responsável pela separação das cargas elétricas.

Figura 2 - Estrutura Básica de uma célula fotovoltaica de silício

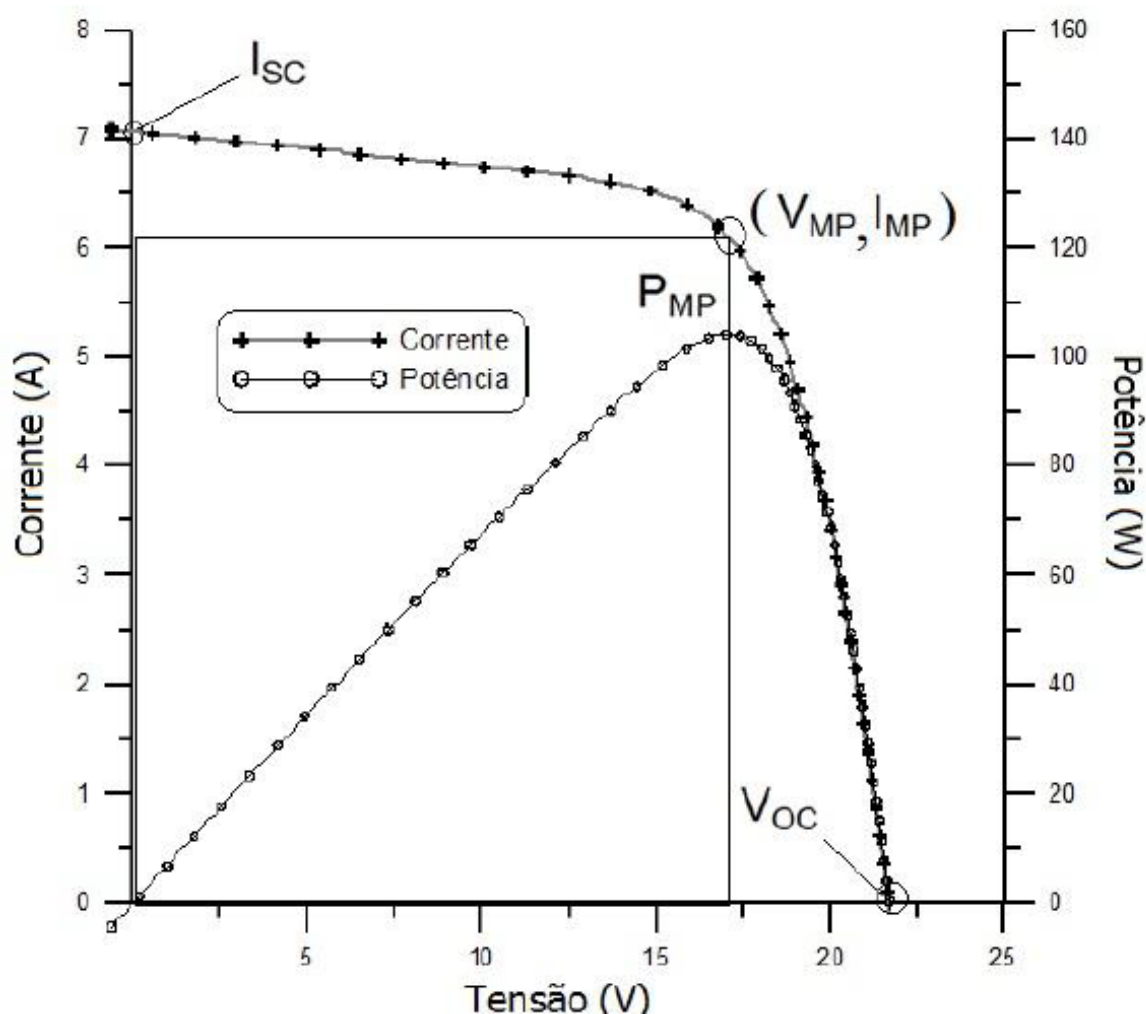


Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

2.2.2 Curvas Características

A performance dos módulos fotovoltaicos é descrita por curvas características que relacionam a corrente e a tensão geradas com a potência fornecida ao sistema. A curva I-V (corrente versus tensão) é essencial para compreender o comportamento do módulo em diferentes condições de operação, enquanto a curva P-V (potência versus tensão) permite identificar o ponto de máxima potência (*Maximum Power Point* – MPP), que representa a condição ideal de operação para maximizar a potência entregue pelo sistema. A Figura 3 ilustra as curvas características I-V e P-V de um módulo fotovoltaico, evidenciando o ponto de máxima potência e os principais parâmetros elétricos, como corrente de curto-circuito, tensão de circuito aberto e tensão no MPP. O controle MPPT é amplamente empregado para garantir que o sistema opere continuamente próximo ao MPP, mesmo diante de variações de irradiância e temperatura (PINHO e GALDINO, 2014).

Figura 3 - Curva Caraterística I-V e curva de potência P-V



Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

2.2.3 Fatores que Influenciam a Eficiência

A eficiência dos sistemas fotovoltaicos pode ser afetada por diversos fatores, incluindo:

- **Irradiância Solar:** A quantidade de radiação solar incidente $I_{o,ef}$ (W/m^2) influencia diretamente a potência gerada pelos módulos. Essa radiação é variável em relação a época do ano e pode ser descrita em função da equação 2.1 (PINHO e GALDINO, 2014):

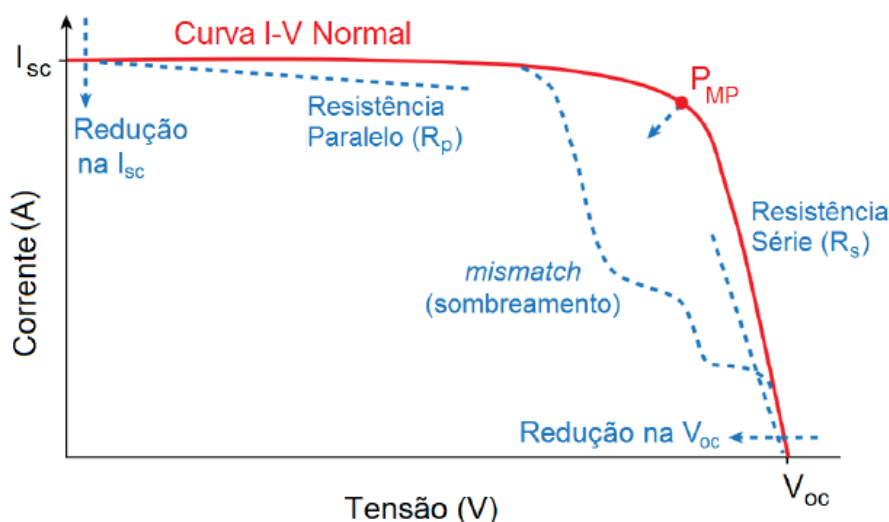
$$I_{o,ef} = 1367 \left(1 + 0,033 \cos \left(\frac{360n}{365,25} \right) \right) \quad 2.1$$

Em que:

- n é o número de dias julianos;
- Temperatura dos Módulos: O aumento da temperatura reduz a tensão de operação das células, afetando negativamente a eficiência do sistema.
- Sombras e Sujidade: O sombreamento parcial e o acúmulo de poeira ou sujeira sobre os módulos reduzem a geração de energia.
- Orientação e Inclinação: O posicionamento dos painéis deve ser otimizado para maximizar a captação da radiação solar ao longo do dia e do ano.
- Qualidade dos Componentes: Inversores, cabos e conexões também influenciam o rendimento do sistema e devem ser adequadamente dimensionados e instalados.
- Resistências Série (R_s) e paralela (R_p): A resistência série elevada reduz a tensão máxima do módulo, enquanto uma resistência paralela baixa reduz a corrente máxima, afetando negativamente a eficiência global.
- *Mismatch* entre Módulos: Diferenças entre módulos fotovoltaicos, seja por variação de fabricação ou degradação, podem impactar significativamente a curva I-V, reduzindo a potência total do sistema.
- Sombreamento Parcial: O sombreamento afeta diretamente a curva I-V ao criar múltiplos picos de potência, dificultando o rastreamento do ponto de máxima potência pelo controlador MPPT e reduzindo a eficiência global do sistema.

A Figura 4 é ilustrado a interferência de alguns desses fatores na curva IxV:

Figura 4 - Interferências na cura IxV



Fonte: PINHO; GALDINO (2014, p. 418).

2.2.4 Benefícios e Desafios da Energia Fotovoltaica para Irrigação

A utilização de sistemas fotovoltaicos na irrigação oferece diversos benefícios, como:

- **Redução de Custos Operacionais:** Eliminam ou reduzem a dependência de combustíveis fósseis, reduzindo os custos com energia.
- **Sustentabilidade:** Fonte limpa e renovável, contribuindo para a redução das emissões de gases de efeito estufa.
- **Autonomia Energética:** Viabiliza a irrigação em regiões remotas sem infraestrutura elétrica convencional.
- **Facilidade de Manutenção:** Menor necessidade de manutenção em comparação a geradores a diesel.

No entanto, há desafios que precisam ser considerados:

- **Alto Custo Inicial:** O investimento inicial pode ser elevado, exigindo estudos técnicos e de viabilidade econômica.
- **Variabilidade Climática:** A geração depende das condições climáticas, necessitando de armazenamento ou soluções híbridas para garantir o suprimento contínuo.
- **Dimensionamento Adequado:** A escolha correta dos componentes e sua integração são essenciais para garantir o desempenho e a longevidade do sistema.

A energia fotovoltaica, quando adequadamente dimensionada e integrada a sistemas de armazenamento e controle, representa uma solução viável, eficiente e sustentável para sistemas de irrigação, contribuindo também para a segurança hídrica e energética no meio rural.

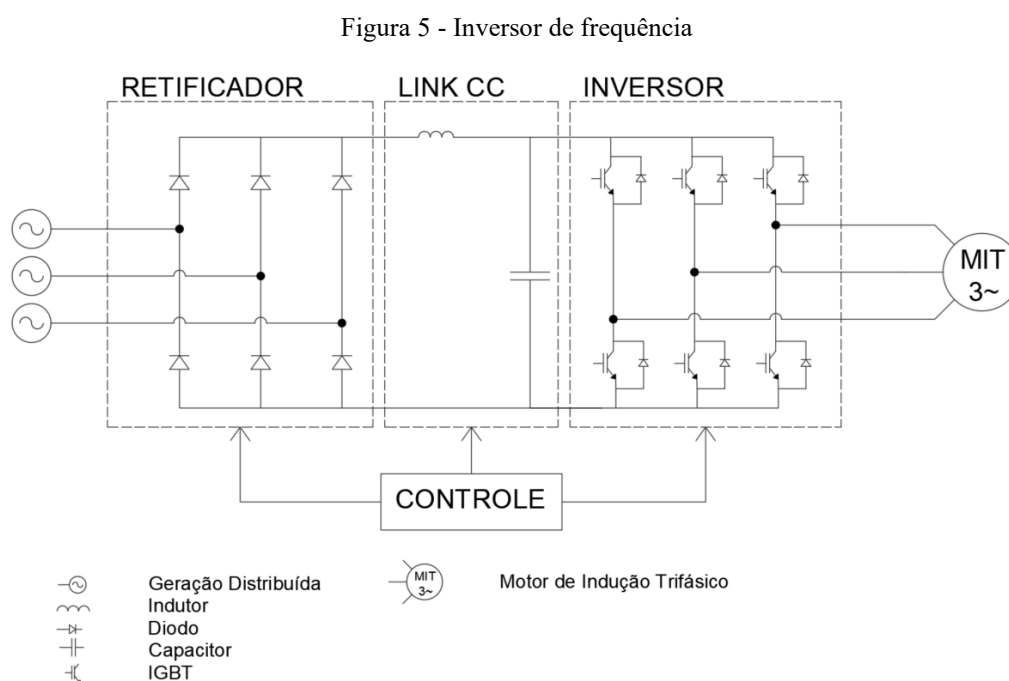
2.3 Inversor de frequência

Os inversores de frequência são dispositivos eletrônicos fundamentais para o controle da velocidade e torque de motores elétricos de corrente alternada. Eles operam convertendo a corrente alternada da rede em corrente contínua, e posteriormente modulando a frequência e a tensão aplicadas ao motor, o que permite um controle preciso de sua operação. No contexto deste trabalho, seu uso é especialmente relevante em sistemas de bombeamento

voltados à irrigação agrícola, onde a demanda por água varia ao longo do tempo e exige ajustes finos de vazão e pressão. A aplicação dos inversores de frequência em microrredes alimentadas por energia fotovoltaica representa uma solução eficiente e inteligente para atender a essas necessidades com menor consumo energético e maior autonomia operacional.

2.3.1 Componentes de um inversor de frequência

A estrutura básica de um inversor de frequência é composta por três blocos principais: retificador, link de corrente contínua (link CC) e inversor. A seguir, será detalhado na Figura 5 as características e funções de cada um desses componentes, complementando com imagens ilustrativas e referências técnicas.



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

- **Link CC**

O link CC conecta o retificador ao inversor, armazenando e estabilizando a energia em forma de tensão DC. Componentes típicos incluem:

- **Capacitores de Filtro:** Utilizados para reduzir o ripple na tensão DC, proporcionando uma alimentação mais estável ao inversor.
- **Resistor de Frenagem:** Dissipa a energia regenerativa gerada durante a desaceleração do motor, evitando sobretensões no link CC. O

dimensionamento adequado do resistor de frenagem é essencial para garantir a segurança e a eficiência do sistema.

- **Filtro Passa-Baixa:** Empregado para atenuar componentes de alta frequência indesejadas na tensão DC. O dimensionamento do filtro passa-baixa envolve a escolha apropriada de resistores e capacitores para obter a frequência de corte desejada, garantindo a eliminação eficaz do ruído sem comprometer o desempenho do sistema.

- Retificador

O retificador é a etapa inicial do inversor de frequência, responsável por converter a tensão alternada, *Alternating Current* (AC), da fonte em uma tensão contínua, *Direct Current* (DC), que será utilizada pelo link CC. Para garantir a qualidade da conversão e a estabilidade do sistema, diversos parâmetros são analisados:

- **Tensão Máxima de Entrada ($V_{i_{m\acute{a}x}}$):** Refere-se ao valor máximo da tensão de alimentação ($V_{i_{RMS}}$) aplicada ao retificador. Esse parâmetro é crucial para determinar os picos de tensão que o sistema deve suportar, influenciando o dimensionamento dos capacitores e dispositivos de proteção no link CC.
- **Tensão Eficaz da Saída ($V_{o_{RMS}}$):** Esta é a medida da tensão que representa a potência efetiva entregue pelo retificador. É importante dimensionar corretamente os componentes para suportar esse valor, garantindo segurança e eficiência.
- **Tensão Média na Saída ($V_{o_{AVG}}$):** É a média aritmética da tensão de saída após a retificação. Esse valor determina a base sobre a qual o link CC e o inversor trabalharão, influenciando diretamente a qualidade da energia convertida.
- **Fator de Forma (FF):** Refere-se à relação entre tensão eficaz ($V_{o_{RMS}}$) e média ($V_{o_{AVG}}$) na saída do retificador. Um fator de forma próximo de 1 indica que a tensão de saída é muito similar a uma tensão contínua pura, minimizando ondulações indesejadas.
- **Fator de Ripple (FR):** É a razão entre a tensão eficaz (RMS) da componente AC residual (ondulação) e a tensão média na saída. Um fator de ripple baixo é desejável, pois significa que a tensão DC está bem estabilizada, o que é crucial para o desempenho do inversor.

- **Rendimento (η):** Representa a eficiência do retificador, definida como a razão entre a tensão média de saída e a tensão eficaz na saída. Um rendimento elevado indica que a conversão é realizada com perdas mínimas, contribuindo para a eficiência global do sistema.
- **Fator de Potência (FP):** Indica a potência útil na saída do retificador em comparação com a potência de entrada (P_{iRMS}), minimizando os componentes reativos e harmônicos. Um fator de potência elevado é essencial para que a energia fornecida seja majoritariamente utilizada na forma de potência ativa.

A correta avaliação desses parâmetros é fundamental para o dimensionamento do retificador, garantindo que a tensão DC seja estável e adequada para alimentar o link CC e, subsequentemente, o inversor. Essa etapa é determinante para a eficiência do sistema global, pois falhas ou inadequações na retificação podem comprometer o desempenho do inversor e, por consequência, do motor elétrico acionado no sistema de irrigação (RASHID, 2014, p. 86).

- Conversor

Em inversores de frequência utilizados para o acionamento de motores em sistemas de irrigação, a qualidade da forma de onda de saída é crucial para garantir eficiência energética e a longevidade dos equipamentos (RASHID, 2014). É possível analisar vários indicadores que monitoram a qualidade e o desempenho do inversor. Entre os principais, destacam-se:

- **Distorção Harmônica Total (THD):** O THD é uma medida que quantifica a distorção total da forma de onda, considerando todas as harmônicas em relação à componente fundamental (V_{o1}). Um THD baixo é desejável, pois indica que a forma de onda é quase senoidal, reduzindo perdas e evitando efeitos adversos como aquecimento excessivo e vibrações. Rashid enfatiza a importância de minimizar o THD para assegurar a alta eficiência dos conversores de potência.
- **Fator de Distorção (FD):** É definido como a relação entre a amplitude de uma harmônica específica (de ordem N) e a amplitude da componente fundamental. Esse indicador permite identificar qual intensidade da harmônica está contribuindo para a distorção da forma de onda e,

consequentemente, avaliar a necessidade de estratégias de filtragem ou controle para reduzir sua influência.

- **Lower Order Harmonics (LOH):** O LOH refere-se à menor harmônica presente na forma de onda que se aproxima da componente fundamental, sendo crítico quando seu nível atinge ou ultrapassa 3%. Mesmo que o THD global seja baixo, a presença de uma harmônica de ordem inferior com LOH acima de 3% pode afetar de forma significativa o desempenho do motor. Manter o LOH abaixo desse limiar é ideal para assegurar a qualidade da energia.

Esses indicadores, quando monitorados e ajustados por meio de técnicas avançadas de controle (como PWM e algoritmos de modulação adaptativa), garantem que o inversor opere de maneira otimizada, fornecendo uma forma de onda de alta qualidade e minimizando os efeitos prejudiciais das distorções harmônicas. Essa análise é essencial, principalmente em sistemas de irrigação fotovoltaicos, onde a variabilidade da geração pode influenciar a operação dos motores e, consequentemente, o desempenho global do sistema.

2.3.2 Inversores de Frequência WEG e a Solução Pump Genius

O inversor de frequência CFW900 da WEG apresentado na Figura 6, conforme detalhado no Manual de Aplicação (WEG, 2024), constitui um elemento central para o controle preciso de motores elétricos em sistemas de irrigação. A aplicação **Pump Genius Simplex** foi desenvolvida especificamente para este inversor, com o objetivo de otimizar o acionamento de bombas, ajustando sua velocidade de acordo com a demanda hidráulica do usuário, o que é crucial em sistemas de microrredes para irrigação fotovoltaica.

Figura 6 - Inversor de Frequência WEG CFW900

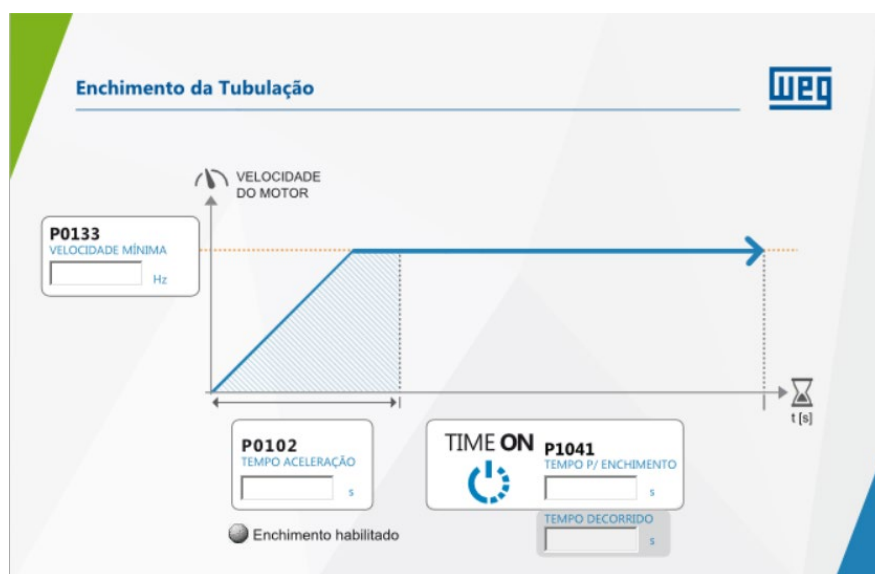


Fonte: WEG (2024).

Essa solução apresenta diversas funcionalidades que contribuem para o desempenho e a eficiência do sistema de irrigação, entre as quais se destacam:

Controle de Velocidade Adaptativo: Através do controle PID implementado no CFW900, a solução permite a rampa de aceleração e desaceleração, possibilitando um início suave do bombeamento. Esse ajuste dinâmico é vital para evitar choques mecânicos e minimizar a oscilação da pressão hidráulica, garantindo uma operação estável e prolongando a vida útil dos componentes como ilustra a Figura 7.

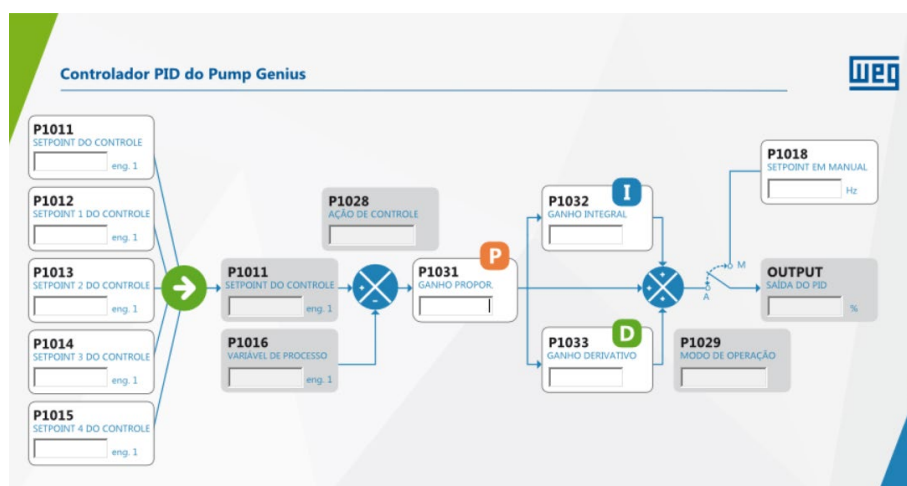
Figura 7 - Controle da partida com enchimento da tubulação



Fonte: WLP (2025).

Seleção de Setpoints e Ajuste de Parâmetros: Possibilita a seleção do setpoint de controle via entradas analógicas, HMI, redes de comunicação, ou através de combinações lógicas de entradas digitais como demonstra a Figura 8. Essa flexibilidade permite que o sistema se adapte a diferentes condições operacionais e demandas específicas da irrigação, garantindo que a bomba opere de forma otimizada.

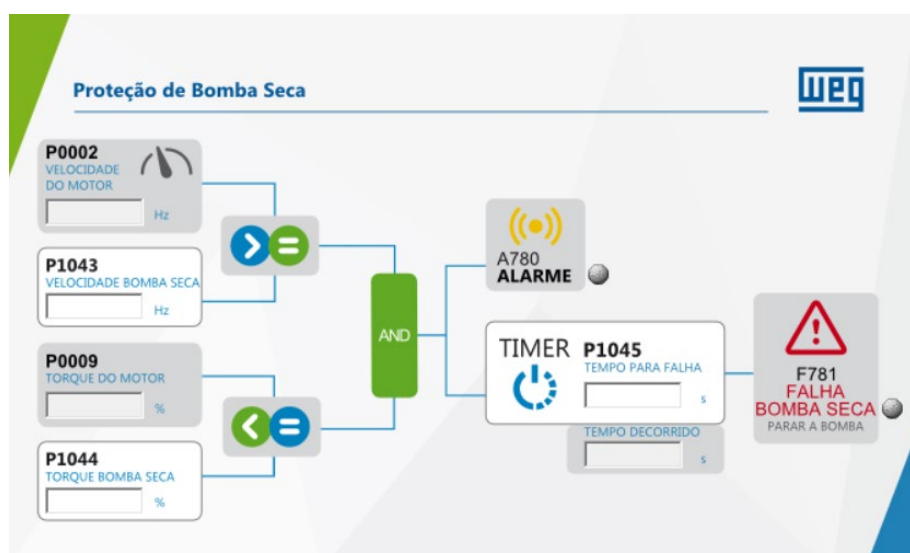
Figura 8 - Controlador PID do Pump Genius



Fonte: WLP (2025).

Compensação de Perdas e Proteções Integradas: Inclui funcionalidades para compensar perdas por fricção e prevenir mal funcionamento de válvulas durante a desaceleração. Além disso, estão implementadas diversas proteções, tais como controle de corrente contra operação a seca (bomba seca), detecção de entupimento e proteção contra cavitação, fundamentais para assegurar a integridade do sistema e a eficiência energética de acordo com a Figura 9.

Figura 9 - Proteção de Bomba Seca



Fonte: WLP (2025).

Integração com Sistemas de Controle Distribuído: Com um CLP (Controlador Lógico Programável) embutido, o CFW900 permite a customização dos parâmetros de controle, facilitando a implementação de estratégias de gerenciamento de energia em microrredes como mostra a Figura 10. Essa integração possibilita a comunicação com outros

dispositivos e a automação do sistema, garantindo que a energia fotovoltaica seja utilizada de forma eficiente para atender à demanda de irrigação.

Figura 10 - Software SuperDriveG2



Fonte: WEG (2024).

2.3.3 Controle Escalar e Controle de Campo Constante

O controle de motores elétricos pode ser implementado utilizando estratégias escalares ou vetoriais (controle de campo constante). Cada abordagem possui características específicas e sua escolha depende dos requisitos de desempenho e aplicação. A seguir, são apresentadas as principais características e equações associadas a cada método.

- Controle Escalar

No controle escalar, também conhecido como controle V/F, a tensão de alimentação é ajustada proporcionalmente à frequência para manter constante a relação V/F. Essa estratégia é simples e robusta, sendo amplamente utilizada em aplicações onde não é necessária uma resposta dinâmica extremamente rápida (RASHID, 2014, p. 666).

Zona de Torque Constante: Até a frequência nominal (f_n), o sistema opera na região de torque constante. Mantendo a razão V/F constante, o motor consegue gerar um torque máximo (T_{max}) praticamente inalterado. A relação pode ser expressa da seguinte forma:

$$k = \frac{V}{F} \quad 2.2$$

Onde k é uma constante definida pelo projeto. Neste regime, o torque T_{max} é mantido constante, pois a tensão aumenta linearmente com a frequência.

Zona de Potência Constante: Acima da frequência nominal, a tensão é limitada a um valor máximo $V_{\max}$ devido à saturação do dispositivo), o que faz com que a razão V/F diminua conforme a frequência aumenta. Nesse caso, o torque diminui inversamente com a frequência, mantendo a potência de saída aproximadamente constante:

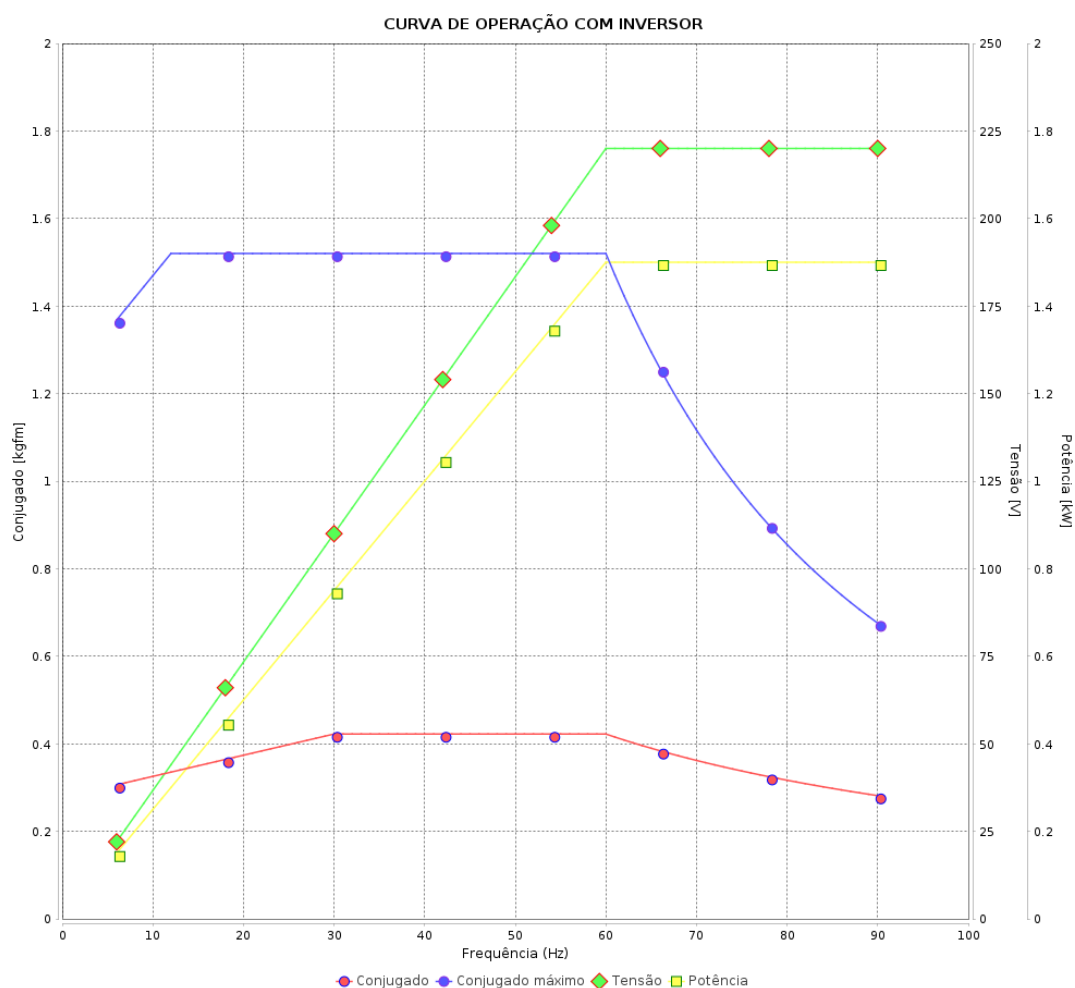
$$T \propto \frac{V_{\max}}{F} \quad 2.3$$

Como a potência P é dada por:

$$P = T \cdot \omega = T 2\pi F \quad 2.4$$

Na Figura 11 mostra como a potência mantida aproximadamente constante, o torque reduz-se proporcionalmente ao aumento da frequência, conforme indicado pelas equações 2.12 e 2.13. Assim, o controle V/F permite que o motor opere em uma zona de torque constante até f_n e, para $f > f_n$, em uma zona de potência constante.

Figura 11 – Curva de Operação do motor de indução com controle escalar



Fonte: WEG (2024).

- Controle Orientado ao campo (FOC – Field Oriented Control)

No controle vetorial, o motor de indução é modelado de forma a separar as componentes de corrente que controlam o fluxo magnético (eixo direto) e o torque (eixo de quadratura). Essa decomposição possibilita um controle dinâmico preciso do torque e da velocidade, especialmente em regimes de baixa velocidade, proporcionando desempenho superior comparado ao controle escalar.

Decomposição da Corrente:

A corrente total do estator I_s é decomposta em duas componentes ortogonais:

- I_d : componente direta (fluxo) – responsável por manter o fluxo magnético constante.
- i_q : componente de quadratura (torque) – diretamente proporcional ao torque produzido.

A relação pode ser expressa por:

$$i_s = i_d + j i_q \quad 2.5$$

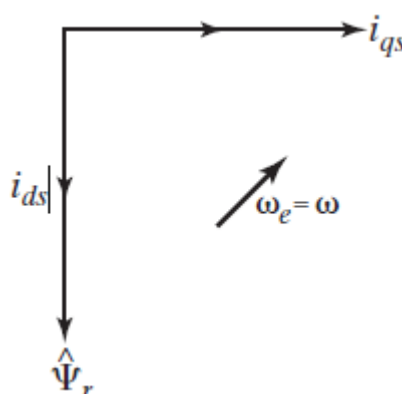
Sob condições de controle de campo orientado, o fluxo magnético é mantido constante ao fixar i_d em um valor predeterminado. Dessa forma, o torque eletromagnético T_e é principalmente controlado por i_q :

$$T_e = K_t \cdot i_q \cdot i_d \quad 2.6$$

onde K_t é uma constante de torque que depende das características do motor (por exemplo, do acoplamento magnético entre estator e rotor). Esse método permite que o motor opere de forma similar a um sistema de corrente contínua, com resposta rápida e controle preciso do torque, mesmo em baixas velocidades (RASHID, 2014, p. 673).

Na Figura 12 observa-se a representação das componentes das correntes de quadratura e direta.

Figura 12 - Corrente direta e de Quadratura



Fonte: (RASHID, 2014, p. 673).

Comparação e Aplicabilidade em Microrredes:

Enquanto o controle escalar é mais simples e robusto, adequado para aplicações onde a resposta dinâmica não é crítica, o controle de campo constante (vetorial) proporciona maior precisão na modulação do torque e na resposta a variações na carga. Em sistemas de irrigação baseados em microrredes fotovoltaicas, onde a disponibilidade de energia pode variar, a capacidade de ajustar rapidamente o torque do motor se torna fundamental para manter a operação contínua e otimizar o consumo de energia.

A implementação do controle vetorial nos inversores de frequência permite a estratégia mais apropriada para cada situação operacional. Por exemplo, durante a partida e em regimes de carga constante, o controle escalar pode ser suficiente. No entanto, em operações que exigem alto torque na partida (como sucção negativa rápidas na demanda de irrigação), o controle de campo constante se destaca.

2.3.4 Aplicação dos Inversores em Microrredes

A aplicação de inversores de frequência em microrredes é essencial para otimizar o uso da energia elétrica em sistemas de irrigação fotovoltaicos. Como a geração solar é intermitente, a utilização de inversores com controle adequado possibilita o ajuste dinâmico do consumo do motor conforme a disponibilidade energética. Dessa forma, é possível reduzir a dependência de armazenamento de energia e melhorar o desempenho geral do sistema.

Além disso, o uso de inversores avançados como os da WEG com **Pump Genius** e controle de campo constante permite implementar estratégias de controle distribuído dentro da microrrede, aumentando a autonomia do sistema e reduzindo os impactos das variações de carga e geração. Isso reforça a viabilidade técnica e econômica da microrrede para

irrigação, tornando-a uma alternativa competitiva em relação aos sistemas convencionais de fornecimento de energia elétrica.

A aplicação desses conceitos neste trabalho será explorada nos capítulos posteriores, onde serão realizadas simulações e análises detalhadas do desempenho do sistema com diferentes estratégias de controle.

2.4 Inversores de corrente híbridos.

Os inversores de corrente desempenham um papel crucial em sistemas de energia solar fotovoltaica, especialmente quando configurados para a operação *Grid-Zero*. Essa configuração permite o máximo aproveitamento da energia gerada localmente, minimizando ou eliminando a exportação de energia excedente para a rede elétrica pública.

2.4.1 Definição e Funcionamento do Modo *Grid-Zero*

O modo *Grid-Zero*, também conhecido como "exportação zero", é uma estratégia de controle em sistemas fotovoltaicos que visa evitar ou limitar a injeção de energia excedente na rede elétrica. Nessa configuração, a energia gerada é prioritariamente consumida pelas cargas locais, e qualquer excedente é armazenado em baterias para uso posterior. Apenas quando a geração e o armazenamento são insuficientes é que a energia da rede pública é utilizada (RUBIM, 2025).

Essa abordagem é particularmente útil em regiões onde a legislação ou regulamentações das concessionárias de energia impõem restrições à exportação de energia para a rede. Além disso, o modo *Grid-Zero* contribui para a estabilidade da rede elétrica, evitando sobrecargas e possíveis desequilíbrios causados pela injeção de energia não controlada.

2.4.2 Vantagens dos Inversores Híbridos em Operação *Grid-Zero*

- Autoconsumo Maximizado: A energia gerada é consumida localmente, reduzindo a dependência da rede elétrica e potencializando a economia na conta de luz.
- Armazenamento de Energia: O excedente de energia é armazenado em baterias, permitindo seu uso durante períodos de baixa geração solar ou em horários de pico de consumo.
- Independência Energética: A operação *Grid-Zero* aumenta a autonomia do sistema, proporcionando maior resiliência em casos de falhas ou instabilidades na rede elétrica.
- Conformidade Regulatória: Atende às exigências de concessionárias que limitam ou proíbem a exportação de energia, evitando possíveis penalidades ou restrições.

2.4.3 Aplicações Práticas e Exemplos de Inversores Híbridos *Grid-Zero*

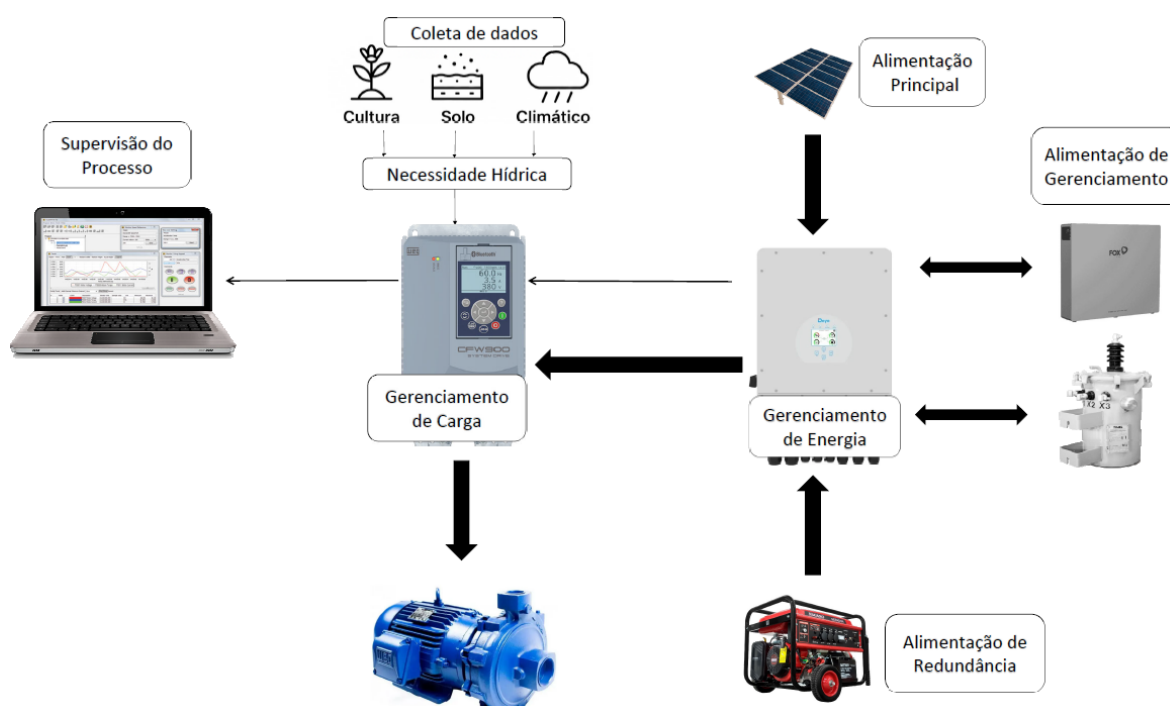
Diversos fabricantes oferecem inversores híbridos com capacidade de operação no modo *Grid-Zero*. Por exemplo, o inversor híbrido Deye SUN-8K-SG03LP1-EU é projetado para operar tanto conectado à rede (on-grid) quanto de forma isolada (off-grid), permitindo a configuração para não exportar energia excedente para a rede elétrica.

Outro exemplo é o inversor híbrido da Growatt SPH 10000TL HU US, que oferece alta eficiência e capacidade de limitar a exportação de energia, atendendo às necessidades de usuários que buscam maximizar o autoconsumo e minimizar a dependência da rede elétrica.

2.4.4 Considerações para Implementação

Conforme apresentado na Figura 13, o sistema proposto é estruturado a partir da integração entre os fluxos de energia e de informação, de modo a viabilizar a operação coordenada da microrrede de irrigação em modo *Grid-Zero*. O fluxograma evidencia a separação funcional entre o gerenciamento energético e o gerenciamento da carga, bem como a hierarquização das fontes de alimentação.

Figura 13 - Fluxograma de energia e comunicação



Fonte: Elaborado pelo autor (2025).

Inicialmente, o processo é orientado pela coleta de dados agrônômicos e ambientais, contemplando informações da cultura, do solo e das condições climáticas. Esses dados são utilizados para a determinação da necessidade hídrica, a qual define indiretamente a demanda energética do sistema de bombeamento. Essa informação é encaminhada ao módulo de gerenciamento de carga, implementado por meio do inversor de frequência, responsável pelo controle do motor da bomba e pela adequação dinâmica da potência requerida.

O gerenciamento de energia, por sua vez, centraliza a coordenação das diferentes fontes disponíveis na microrrede. A geração fotovoltaica é definida como a fonte principal, operando de forma prioritária e dimensionada com *oversize* para maximizar as horas diárias de operação. Em situações de insuficiência momentânea da geração solar, o sistema pode recorrer à alimentação de gerenciamento, composta pela rede elétrica e pelo banco de baterias, garantindo a continuidade da operação sem injeção de potência na rede, característica do modo *Grid-Zero*.

Como camada adicional de segurança operacional, a alimentação de redundância, representada pelo motogerador a diesel, é acionada apenas em cenários extremos, assegurando o suprimento energético em casos de falha das demais fontes ou condições ambientais adversas prolongadas.

Todo o sistema é supervisionado por uma camada de monitoramento e supervisão **do** processo, que permite o acompanhamento em tempo real das variáveis elétricas, energéticas e operacionais, além de possibilitar ajustes de parâmetros e a análise do desempenho global da microrrede. Essa arquitetura reforça o caráter integrado da solução, na qual decisões energéticas e hidráulicas são tomadas de forma coordenada, visando maximizar a eficiência, a confiabilidade e a autonomia do sistema de irrigação.

2.5 Motores Elétricos na Irrigação

Os motores elétricos desempenham um papel fundamental em sistemas de irrigação, sendo responsáveis por converter a energia elétrica em energia mecânica para acionar as bombas de água. Em sistemas de irrigação, um motor de indução trifásico, por exemplo, é acoplado a uma bomba que suga a água de uma fonte (como um reservatório, rio ou poço) e a transporta até as áreas irrigadas. Essa conversão envolve a transformação de corrente alternada em movimento rotativo, que gera o torque necessário para o funcionamento da bomba.

2.5.1 Funcionamento do Motor Acoplado à Bomba

No processo, o motor elétrico recebe energia através do gerenciamento de energia e por meio dos inversores de frequência, ajusta sua velocidade de acordo com a demanda hidráulica. A modulação da frequência e da tensão garante que o motor opere na faixa ideal, proporcionando a quantidade de torque necessária para acionar a bomba de forma eficiente. Esse sistema permite que a bomba mantenha uma vazão constante, mesmo em condições variáveis de demanda, otimizando o consumo de energia e garantindo a operação contínua do sistema de irrigação.

Essa integração entre o motor e a bomba é crucial para a eficiência dos sistemas de irrigação, pois um controle adequado da velocidade do motor garante que a bomba opere em sua condição ideal, minimizando perdas de energia e maximizando a eficiência hidráulica.

2.5.2 Fatores Importantes na Escolha do Motor para Irrigação

- **Eficiência Energética**

Motores com alta eficiência são fundamentais para sistemas de irrigação, pois reduzem significativamente o consumo de energia elétrica e, consequentemente, os custos operacionais ao longo do tempo. No entanto, a eficiência do sistema de bombeamento não

depende apenas do motor, mas também do seu acoplamento com a bomba hidráulica, cujo desempenho está diretamente relacionado à curva de eficiência da bomba.

As curvas de eficiência de bombas centrífugas indicam o desempenho da bomba em função da vazão e da altura manométrica total. Essas curvas demonstram que existe uma faixa de operação na qual a bomba atinge seu ponto de maior eficiência, conhecido como BEP (Best Efficiency Point). Operar a bomba dentro dessa faixa, geralmente entre 70% e 120% da vazão nominal, garante o melhor aproveitamento energético, reduz o desgaste mecânico e evita problemas como cavitação.

Quando a operação ocorre fora dessa zona ideal, surgem algumas deficiências. Vazões muito baixas, abaixo de 60% da vazão nominal, provocam perdas por recirculação interna e sobreaquecimento da bomba. Já em condições de vazão muito elevada, o sistema pode operar com baixas pressões e exigir um alto esforço mecânico, o que reduz a eficiência global e pode causar danos aos componentes hidráulicos.

Além disso, o motor deve ser dimensionado considerando o ponto de operação mais exigente da bomba, ou seja, o pior caso. Entretanto, seu controle deve buscar manter a operação o mais próximo possível do ponto ótimo de eficiência. Nesse contexto, o uso de inversores de frequência é altamente recomendado, pois possibilita o ajuste da rotação da bomba conforme a demanda de água, mantendo o sistema na faixa de maior rendimento.

Assim, entender e respeitar a curva de eficiência da bomba torna-se essencial no projeto de sistemas de irrigação, pois permite alinhar de maneira eficaz o consumo energético, o desempenho hidráulico e a durabilidade dos componentes.

- Capacidade de Torque

A capacidade do motor de fornecer torque suficiente é essencial para garantir a operação eficiente do sistema de irrigação, especialmente em condições variáveis de carga hidráulica. O torque desenvolvido deve ser capaz de superar as perdas de carga ao longo da tubulação, elevar a água até a altura manométrica exigida e vencer a inércia mecânica do conjunto bomba-motor, principalmente durante a partida.

O torque nominal do motor pode ser calculado pela equação 2.7:

$$T = \frac{(9550 \cdot P)}{n} \quad 2.7$$

Onde:

- T - representa o torque em (N·m);

- P - potência no eixo em (kW);
- n - velocidade de rotação em (rpm).

No entanto, para assegurar um desempenho confiável, é necessário considerar a reserva de torque, que corresponde à margem adicional de torque que o motor pode oferecer além do valor nominal. Essa reserva torna-se fundamental em situações críticas, como o enchimento da tubulação, variações bruscas na demanda ou oscilações de pressão que exigem respostas rápidas do sistema.

A presença de um inversor de frequência com controle vetorial, como o FOC (Field Oriented Control), permite que o motor mantenha o torque mesmo em baixas rotações, o que é particularmente importante em sistemas onde a vazão precisa ser ajustada com precisão. Sem essa compensação, o torque pode cair significativamente em velocidades reduzidas, prejudicando a eficiência do bombeamento. Portanto, motores com boa reserva de torque e controle avançado são essenciais para garantir o funcionamento seguro, estável e contínuo do sistema de irrigação.

2.5.3 Integração com Sistemas de Controle

A integração dos motores com sistemas de controle, como inversores de frequência equipados com CLP e algoritmos de MPPT, permite o ajuste fino da operação do motor, garantindo que ele opere na faixa de máxima eficiência mesmo com a variabilidade da geração fotovoltaica. Essa abordagem é fundamental para microrredes em sistemas desconectados da rede, onde a estabilidade e a otimização do consumo são cruciais.

2.6 Dimensionamento da Irrigação

O dimensionamento adequado de um sistema de irrigação é essencial para garantir a eficiência no uso da água, a saúde das culturas e a sustentabilidade econômica da atividade agrícola. Este processo envolve a análise de diversos fatores que influenciam a quantidade e a frequência de água necessária para as plantas, bem como a escolha do sistema de irrigação mais adequado.

2.6.1 Princípios Básicos do Dimensionamento

- Necessidade Hídrica das Culturas

Cada espécie vegetal possui uma demanda específica de água, que varia conforme seu estágio de desenvolvimento, condições climáticas e características do solo. Conhecer a

evapotranspiração da cultura (ET_c) é fundamental para estimar a quantidade de água a ser aplicada.

- Características Climáticas

Fatores como temperatura, umidade relativa, velocidade do vento e radiação solar influenciam diretamente a evapotranspiração e, conseqüentemente, a necessidade de irrigação.

- Tipo de Solo

Solos com diferentes texturas (arenosos, argilosos, siltosos) possuem variações na capacidade de retenção de água e na taxa de infiltração, afetando o manejo da irrigação.

- Topografia da Área

Terrenos com declives acentuados podem exigir sistemas de irrigação específicos para evitar erosão e garantir a uniformidade na distribuição da água.

2.6.2 Cálculo da Demanda Hídrica

O cálculo preciso da demanda hídrica é essencial para o planejamento e a eficiência de sistemas de irrigação. Este processo envolve a determinação da quantidade de água necessária para atender às necessidades específicas das culturas, garantindo seu desenvolvimento adequado e a otimização dos recursos hídricos. A seguir, são apresentados os principais componentes e etapas para o cálculo da demanda hídrica:

- Evapotranspiração de Referência (ET_o):

A ET_o representa a quantidade de água que seria evaporada e transpirada por uma superfície de referência, geralmente uma pastagem de gramínea em crescimento ativo, cobrindo totalmente o solo e com suprimento hídrico adequado. Ela serve como base para estimar a necessidade hídrica das culturas e é influenciada por fatores climáticos como radiação solar, temperatura, umidade relativa e velocidade do vento. A ET_o pode ser calculada utilizando diferentes métodos, sendo o método de Penman-Monteith um dos mais recomendados devido à sua precisão e abrangência (TOLENTINO JR, 2023).

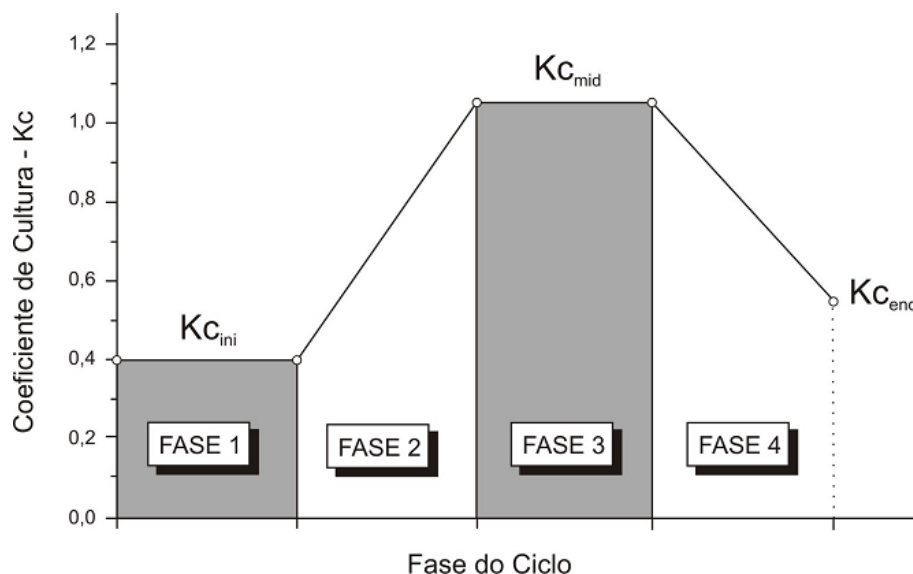
$$ET_o = \frac{0,408\Delta(Rn - G) + \gamma \left(\frac{900}{T + 273} \right) v(e_s - e_a)}{\Delta + \gamma 1,304v} \quad 2.8$$

Onde:

- ET_o - evapotranspiração de referência (mm/dia);
 - Rn - radiação líquida (MJ/(m².dia));
 - G - fluxo de calor no solo (MJ/(m².dia));
 - T - temperatura média do ar a 2 metros de altura (°C);
 - v - velocidade do vento a 2 metros de altura (m/s);
 - e_s - pressão de saturação de vapor (kPa);
 - e_a - pressão atual de vapor (kPa);
 - Δ - declividade da curva de pressão de saturação de vapor (kPa/°C);
 - γ - constante psicrométrica (kPa/°C);
 - 0,408 = fator de conversão para o termo ($Rn - G$), de MJ/(m².dia para mm/dia).
- Coeficiente de Cultura (Kc):

O coeficiente de cultura é um fator que ajusta a ET_o para refletir as necessidades específicas de uma determinada cultura em diferentes estágios de desenvolvimento. Na Figura 14 mostra como o Kc varia ao longo do ciclo da cultura, geralmente sendo dividido em quatro fases: inicial, desenvolvimento, meio e final. Cada fase possui um Kc específico que reflete a demanda hídrica naquele período.

Figura 14 - Kc ao longo de ciclo de uma cultura anual



Fonte: TOLENTINO JR, (2023).

- Evapotranspiração da Cultura (ET_c):

A evapotranspiração da cultura é obtida multiplicando-se a ET_o pelo K_c:

$$ET_c = ET_o K_c \quad 2.9$$

A ET_c representa a quantidade de água que a cultura realmente necessita em um determinado período.

- Eficiência de Aplicação (E_a):

A eficiência de aplicação refere-se à eficácia com que a água é aplicada e utilizada pela cultura. Fatores como o método de irrigação, condições do solo e manejo influenciam a E_a. Valores típicos de eficiência variam conforme o sistema de irrigação utilizado, sendo essencial considerar essas variações no planejamento.

$$E_a = \frac{L_i}{L_a} \quad 2.10$$

Onde:

- L_i - lâmina de água infiltrada (mm/dia);
- L_a - lâmina de água aplicada (mm/dia);
- A perda por evaporação e deriva é igual a 1-E_a.

- Necessidade Bruta de Irrigação (NBI):

A necessidade bruta de irrigação é a quantidade total de água que deve ser aplicada ao campo para atender à ET_c, considerando as perdas inerentes ao processo de irrigação. É calculada dividindo-se a ET_c pela E_a:

$$NBI = \frac{ET_c}{E_a} \quad 2.11$$

- Frequência e Turno de Rega

A frequência de irrigação determina o intervalo entre as irrigações, garantindo que a cultura não sofra estresse hídrico. O turno de rega é o período necessário para irrigar toda a área cultivada, considerando a capacidade do sistema de irrigação e a disponibilidade de água.

Ao seguir essas etapas e considerar os fatores mencionados, é possível calcular de forma precisa a demanda hídrica das culturas, permitindo um manejo eficiente da irrigação e promovendo a sustentabilidade dos recursos hídricos.

2.6.3 Seleção e Dimensionamento de Componentes do Sistema

O dimensionamento dos componentes de um sistema de irrigação é crucial para assegurar a eficiência, a uniformidade na distribuição da água e a sustentabilidade econômica do empreendimento. Esse processo deve considerar, de maneira integrada, as demandas hidráulicas da cultura, as características do solo, a topografia da área e os parâmetros operacionais dos equipamentos (TOLENTINO JR., 2021).

- Seleção da Bomba e Dimensionamento Hidráulico

A bomba é o componente central do sistema, responsável por elevar e transportar a água. Para seu dimensionamento, é necessário determinar dois parâmetros fundamentais:

$$P_h = 2,725QH \quad 2.12$$

Onde:

- Q - Vazão requerida (m^3/h);
- H - Altura manométrica total (m);
- 2,725 – Constante com unidade ($W/(m^3/h.m)$).

Nesta fórmula, a vazão Q indica o volume de água que deve ser transportado por unidade de tempo, enquanto a altura manométrica H corresponde à energia necessária para elevar a água até a altura desejada, considerando tanto a elevação geométrica quanto as perdas de carga por atrito nas tubulações e acessórios. O peso específico γ reflete a força gravitacional atuante sobre o fluido.

Assim, a potência hidráulica P_h quantifica a quantidade de energia por segundo que a bomba deve transferir à água para vencer a altura e as perdas do sistema, assegurando o fornecimento adequado de água para a irrigação.

Além de calcular a potência hidráulica necessária para o transporte da água, é fundamental considerar as perdas de energia que ocorrem no processo de conversão da energia elétrica em energia hidráulica. Essas perdas são representadas pelas eficiências da bomba e do motor.

A potência elétrica requerida para acionar a bomba, denominada potência do motor (P_e), é obtida a partir da potência hidráulica (P_h) dividida pelo produto da eficiência da bomba ($\eta_b(Q)$) e da eficiência do motor ($\eta_m(n)$), conforme a seguinte relação:

$$P_e = \frac{P_h}{\eta_b(Q)\eta_m(n)} \quad 2.13$$

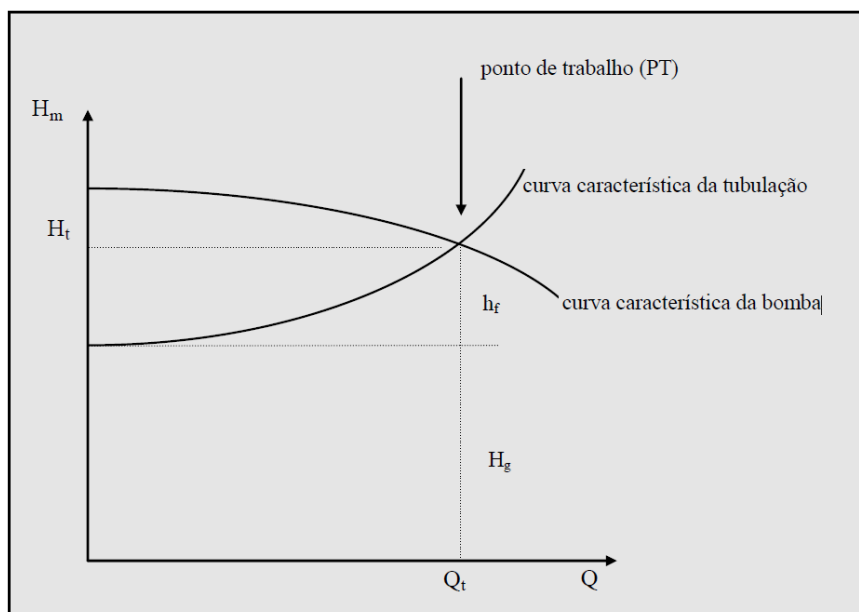
Onde:

- P_e - potência elétrica necessária (em Watts);
- P_h - potência hidráulica (em Watts);
- $\eta_b(Q)$ - rendimento da bomba (adimensional, entre 0 e 1);
- $\eta_m(n)$ - rendimento do motor elétrico (adimensional, entre 0 e 1).

As eficiências representam a fração da energia que é efetivamente convertida no processo. A Figura 15 ilustra as curvas características do sistema hidráulico, relacionando a altura manométrica e a vazão, tanto para a bomba quanto para a tubulação do sistema.

A curva característica da bomba representa a capacidade do equipamento em fornecer pressão em função da vazão, enquanto a curva característica da tubulação expressa as perdas de carga do sistema hidráulico para diferentes regimes de escoamento. A interseção entre essas duas curvas define o ponto de operação ou ponto de trabalho do sistema, no qual a bomba efetivamente opera, estabelecendo simultaneamente a vazão e a altura manométrica do conjunto.

Figura 15 - Ponto de Trabalho e curvas características



Fonte: Universidade Federal de Uberlândia – Laboratório de Calor e Fluidos (2020).

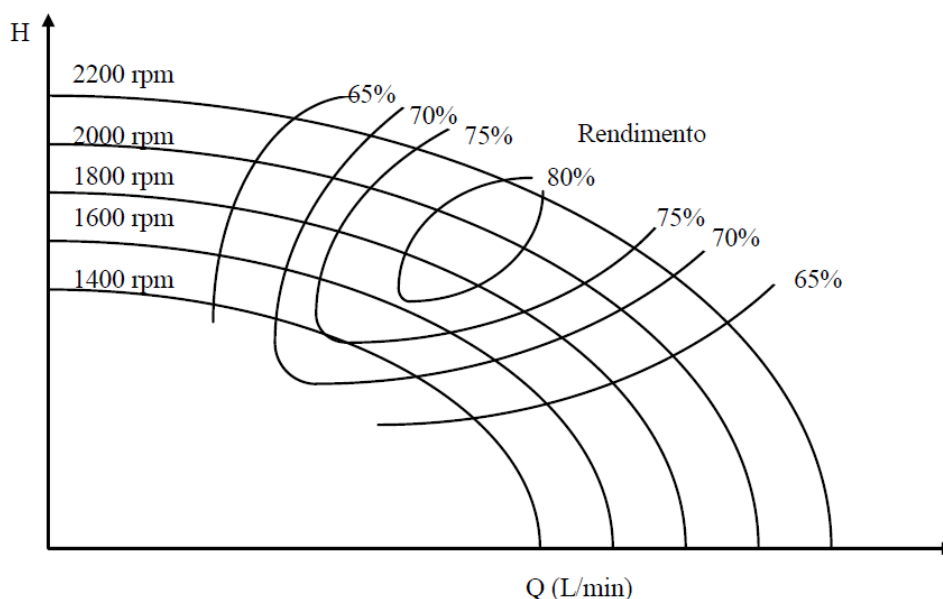
- **Dimensionamento das Tubulações**

A seleção do diâmetro adequado das tubulações é essencial para minimizar as perdas por atrito e garantir a uniformidade na distribuição da água. O dimensionamento deve levar em consideração:

- A velocidade média da água, que deve ser mantida em níveis que evitem erosão e vibrações.
- O comprimento e a rugosidade das tubulações, parâmetros utilizados na equação de Darcy-Weisbach para determinar a perda de carga.

Essa etapa garante que a pressão no sistema se mantenha dentro dos limites necessários para o funcionamento ótimo da bomba e dos emissores. Na Figura 16 mostra as curvas de eficiência que uma bomba pode ter em função de sua rotação e Ponto de trabalho.

Figura 16 - Parábolas de isoeeficiência



Fonte: Universidade Federal de Uberlândia – Laboratório de Calor e Fluidos (2020).

- **Seleção dos Emissores (ou Dispositivos de Distribuição)**

No caso de sistemas de irrigação por gotejamento ou microaspersão, os emissores devem proporcionar uma distribuição homogênea da água. O dimensionamento dos emissores envolve:

- A taxa de aplicação (em L/h) adequada para a cultura, de forma a evitar tanto déficit quanto excesso de água.

- A pressão operacional ideal, que deve ser compatível com o sistema de tubulação e com a bomba dimensionada.

Na Figura 17 é mostrado um Aspensor comum para pivôs.

Figura 17 - Aspensor LEPA Shroud Bubble sobre milho no Kansas, EUA



Fonte: EUA, HUNTER (2025).

- Dispositivos de Controle e Automação

A integração de dispositivos de controle, como válvulas, sensores de umidade e sensores de pressão, é fundamental para otimizar a operação do sistema de irrigação frente às variações climáticas e de demanda hídrica. Esses elementos permitem ajustes dinâmicos, assegurando a aplicação precisa da água necessária. A automação promove maior eficiência no uso da água e redução de custos operacionais, sendo especialmente relevante em sistemas de grande escala (TOLENTINO, 2021, p. 60–65).

- Integração dos Componentes no Sistema de Irrigação

A integração adequada dos componentes: bomba, tubulação, emissores e dispositivos de controle é essencial para atender uniformemente às necessidades hídricas das culturas. Conforme Tolentino Jr., o dimensionamento conjunto desses elementos resulta em sistemas mais robustos, eficientes e sustentáveis, minimizando perdas e otimizando o uso dos recursos.

2.6.4 Análise de Pressão e Perdas de Carga

A correta análise da pressão e das perdas de carga nas tubulações e conexões é indispensável para o dimensionamento eficiente do sistema de irrigação. Esta etapa assegura que a bomba selecionada forneça a altura manométrica total (H) necessária para atender à vazão projetada, considerando tanto a elevação geométrica quanto as perdas distribuídas e localizadas.

- Fundamentos da Perda de Carga

A perda de carga em um sistema hidráulico é influenciada por vários fatores, tais como:

Comprimento e Diâmetro da Tubulação: Tubulações mais longas e com diâmetro menor aumentam a resistência ao fluxo.

Rugosidade Interna: O material da tubulação afeta o coeficiente de atrito, impactando as perdas por atrito.

Velocidade do Fluido: A rapidez com que a água se desloca pela tubulação influencia diretamente a perda de energia devido ao atrito.

Componentes de Conexão: Curvas, válvulas, registros e outros acessórios geram perdas localizadas que devem ser somadas à perda distribuída ao longo da tubulação.

- Métodos de Cálculo

Dentre os métodos para o cálculo das perdas de carga, os dois mais utilizados são:

- Equação de Darcy-Weisbach:

Essa equação é amplamente utilizada para sistemas de escoamento e pode ser expressa como:

$$h_f = f \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g} \quad 2.14$$

onde:

- h_f - perda de carga (m);
- f - coeficiente de atrito (unidimensional);
- L - comprimento da tubulação (m);

- D - diâmetro interno da tubulação (m);
- g - aceleração da gravidade (m/s^2);
- V - velocidade média do fluido (m/s).

Especialmente para água e condições típicas de escoamento em sistemas de irrigação é utilizada pela sua simplicidade. Essa equação relaciona a perda de carga com o comprimento da tubulação, a vazão e um coeficiente que depende do material da tubulação.

- Dimensionamento Prático

Para o dimensionamento adequado:

Determinação da H: A soma da elevação geométrica e das perdas de carga distribuídas e localizadas deve ser igual ou inferior à H que a bomba pode fornecer.

Análise Integrada: É importante somar as perdas de carga ao longo do sistema, considerando todas as seções de tubulação e acessórios. Esse valor orientará a seleção da bomba, garantindo que ela opere dentro de sua faixa de eficiência máxima.

Simulações e Validações: Ferramentas computacionais e medições in loco podem ser empregadas para validar os cálculos teóricos, ajustando os parâmetros conforme as condições reais de operação.

2.6.5 Conclusão

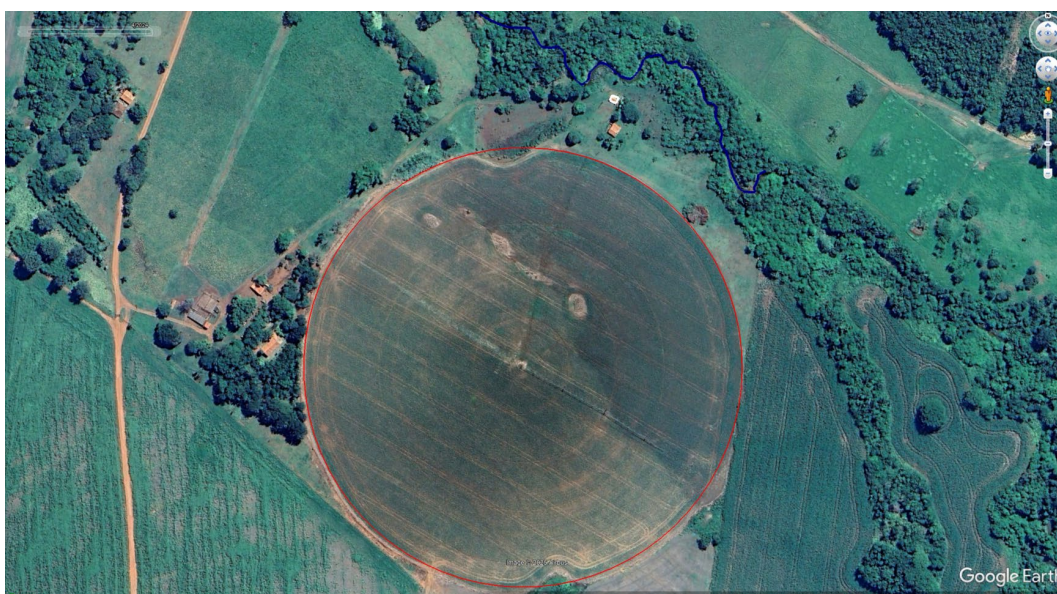
A utilização de inversores híbridos operando com limitação representa uma solução eficaz para maximizar o autoconsumo de energia solar, reduzir a dependência da rede elétrica e atender a regulamentações que limitam a exportação de energia. No contexto deste trabalho, essa abordagem se mostra particularmente vantajosa para o funcionamento da microrrede proposta, que visa alimentar um sistema de irrigação agrícola de forma autônoma e eficiente. Ao evitar o envio de excedentes para a rede, o sistema torna-se mais robusto e adequado a regiões rurais com limitações de infraestrutura, otimizando o aproveitamento da energia gerada localmente. Com um planejamento cuidadoso e a escolha adequada dos equipamentos, é possível implementar sistemas eficientes e sustentáveis, alinhados às necessidades energéticas contemporâneas do setor agropecuário.

3 METODOLOGIA

Neste capítulo é apresentada a metodologia utilizada para o desenvolvimento do presente trabalho, que tem como objetivo propor uma solução energética eficiente e autônoma para sistemas de irrigação agrícola por meio de uma microrrede híbrida. A metodologia contempla dois estudos de implantação: a Fazenda Bebedouro, voltada ao cultivo de hortaliças, e a Fazenda Ressaca, destinada ao cultivo de soja, milho e feijão.

A Fazenda Bebedouro (Figura 18), localizada no município de Joviânia-GO, encontra-se nas coordenadas 17°44'12.6"S e 49°38'02.1"W, inserida em região de clima tropical com elevado potencial de geração solar. Possui acesso a corpo hídrico natural (rio), utilizado para captação de água de irrigação. A área total irrigada é de 13,5 hectares, sendo atendida por um pivô central de 210 metros de comprimento e 4 torres. A implantação da microrrede ocorre entre o ponto de captação e a área irrigada.

Figura 18 - Fazenda Bebedouro



Fonte: Autor (2025).

A Fazenda Ressaca, apresentada na Figura 19 está localizada na mesma região, sendo destinada à produção em larga escala de grãos (soja, milho e feijão). A área irrigada será atendida exclusivamente por um sistema de irrigação por gotejamento, distribuído em setores e controlado por válvulas automáticas. A propriedade dispõe de um reservatório próprio para captação de água, com um sistema de sucção que alimenta uma linha principal, responsáveis por conduzir a água até a casa de bombas e depois até o extremo da área de irrigação.

Figura 19 - Fazenda Ressaca



Fonte: Autor (2025).

A partir dessa linha principal, ramificações secundárias se distribuem ortogonalmente com os gotejadores que realizam a aplicação localizada da água. A microrrede estudada será maior em comparação com a da Figura 18, com gerenciamento energético multifonte, composta por usina fotovoltaica, banco de baterias e gerador a diesel, operando em regime grid-zero com controle inteligente de fluxo energético.

A metodologia proposta contempla a caracterização da demanda hídrica e energética, o dimensionamento da microrrede com geração (fotovoltaica, banco de baterias e gerador a diesel), o fluxo de energia, o controle dos inversores e as simulações computacionais para validação da solução.

3.1 Demanda Energética

A definição da demanda energética é uma etapa fundamental para o dimensionamento adequado do sistema de geração, controle e armazenamento de energia. Neste trabalho, a demanda energética refere-se à energia elétrica necessária para o funcionamento dos sistemas de irrigação utilizados nas duas propriedades agrícolas consideradas como estudo de caso: Fazenda Bebedouro e Fazenda Ressaca.

A Fazenda Bebedouro utiliza um sistema de irrigação por pivô central. A caracterização técnica está sumarizada na Tabela 1.

Tabela 1 – Dados técnicos da fazenda Bebedouro

Parâmetro	Valor
Comprimento do pivô	210 m
Comprimento da tubulação de recalque	285,15 m
Comprimento da tubulação de sucção	22,5 m
Número de torres	4
Altura de sucção	3,2 m
Altura de recalque	9,5 m
Área irrigada	13,5 ha
Tipo de cultura	Hortaliças (alface, coentro, cebolinha)
Horário disponível para irrigação	08:00 às 18:00

Fonte: Autor (2025).

A Fazenda Bebedouro adota sistema de pivô central para irrigação de hortaliças em área reduzida, exigindo aplicações leves e frequentes, concentradas em horários diurnos. A pressão de trabalho é moderada, com rotação constante do equipamento e área circular irrigada com uniformidade.

Na Fazenda Ressaca, o sistema de irrigação por gotejamento atende às demandas de grandes culturas em larga escala. Essa estrutura foi projetada para operar intermitentemente, aproveitando condições climáticas favoráveis e otimizando a geração fotovoltaica. A caracterização técnica está sumarizada na Tabela 2.

Tabela 2 - Dados técnicos da fazenda Ressaca

Parâmetro	Sector 1	Sector 2	Sector 3	Sector 4
Comprimento do raio	414 m	420 m	386 m	223 m
Comprimento Recalque	1102,56 m	1163,71 m	386 m	679 m
Comprimento Sucção	271,21 m			
Área irrigada	54 ha	56 ha	45,6 ha	16 ha
Altura de sucção	18 m	18 m	18 m	18 m
Altura de recalque	19 m	39 m	18 m	14 m

Fonte: Autor (2025).

A microrrede energética implantada nas Fazendas contará com usina fotovoltaica sobredimensionada, banco de baterias e gerador a diesel, garantindo um gerenciamento multifonte em regime grid-zero. Os dados apresentados serão utilizados nas etapas seguintes para o levantamento climático, caracterização do solo e estimativa da necessidade hídrica, essenciais ao dimensionamento energético e hídrico do sistema.

3.1.1 Coleta de Dados

A coleta de dados é essencial para embasar as decisões de dimensionamento e controle da microrrede proposta. Essa etapa visa levantar informações climáticas, agrônômicas do local de instalação do sistema, além de possibilitar análises dinâmicas que serão utilizadas tanto para o projeto quanto para a operação inteligente da microrrede.

Foram considerados dois cenários distintos: a Fazenda Bebedouro, que utiliza pivô central em área concentrada de hortaliças, e a Fazenda Ressaca, que utiliza sistema de irrigação por gotejamento para culturas de grãos distribuídas em quatro setores circulares. Para ambas, a coleta de dados foi estruturada em três frentes:

- Levantamento de informações climáticas
- Medição de parâmetros do solo
- Determinação da área cultivada e perfil da cultura

Essas informações servirão de base para os cálculos de evapotranspiração, definição das lâminas de irrigação, demanda energética horária e estratégia de operação da microrrede.

A integração entre dados climáticos, características do solo e necessidades da cultura é o que permitirá o funcionamento inteligente e eficiente do sistema proposto.

- Levantamento de informações climáticas (temperatura, umidade, vento, irradiância)

Para a realização do dimensionamento hídrico e energético das microrredes das Fazendas Bebedouro e Ressaca, foi realizado o levantamento de dados climáticos históricos do município de Edéia-GO, por ser o ponto de referência com estação meteorológica completa mais próxima das propriedades.

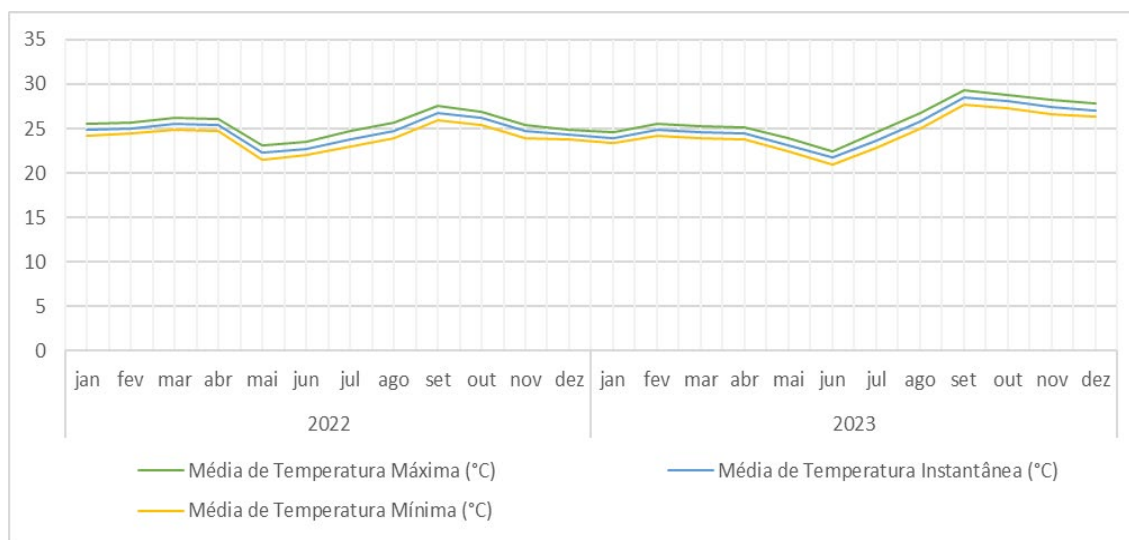
Os dados foram extraídos do banco de dados do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), abrangendo o período de 01/01/2022 a 31/12/2023 (24 meses). Os principais parâmetros coletados foram:

- Temperatura mínima, máxima e instantânea (em °C)
- Umidade relativa mínima, máxima e instantânea (em %)
- Ponto de orvalho (em °C)
- Pressão atmosférica (em hPa)
- Velocidade do vento (em m/s)
- Radiação solar global (em kJ/m²)
- Precipitação acumulada (em mm)

Essas variáveis são fundamentais para o cálculo da evapotranspiração de referência (ET_o) por meio do método de Penman-Monteith, utilizado posteriormente para estimar a necessidade hídrica de cada cultura.

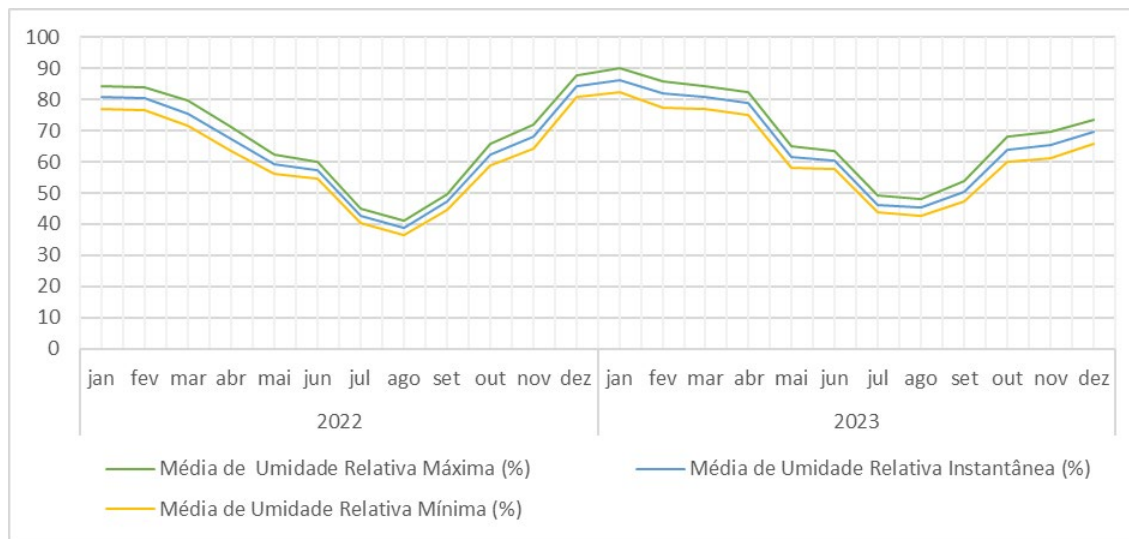
Nas Figuras 20, 21 e 22, são apresentados os três principais gráficos que foram utilizados diretamente na análise e interpretação dos dados climáticos:

Figura 20 – Temperatura mínima, máxima e instantânea (°C)

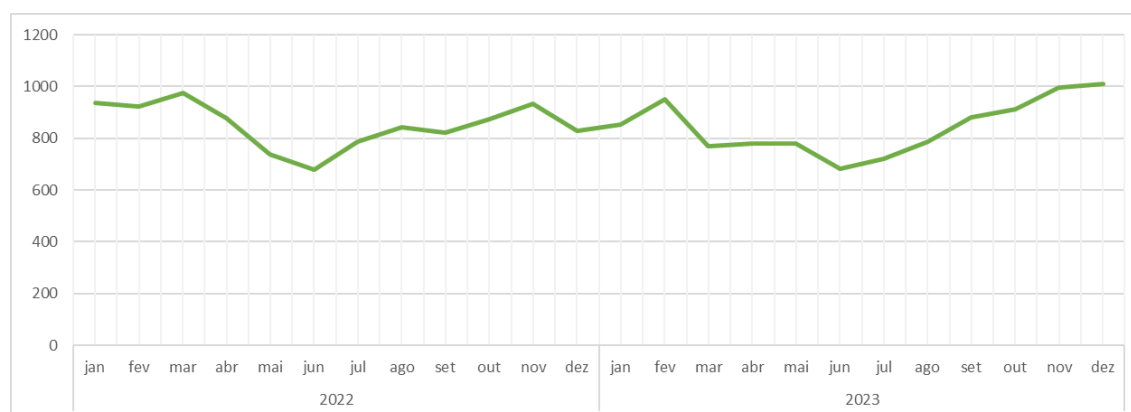


Fonte: Estação Meteorológica de Edéia - INMET (2022–2023)

Figura 21 – Umidade relativa mínima, máxima e instantânea (%)



Fonte: Estação Meteorológica de Edéia - INMET (2022–2023)

Figura 22 - Radiação solar global (kJ/m²)

Fonte: Estação Meteorológica de Edéia - INMET (2022–2023).

Os demais gráficos complementares, que incluem ponto de orvalho, pressão atmosférica, velocidade do vento e precipitação acumulada, estão apresentados no Apêndice A, conforme indicados a seguir:

Figura A.1 – Ponto de orvalho mínimo, máximo e instantâneo (°C)

Figura A.2 – Pressão atmosférica instantânea (hPA)

Figura A.3 – Velocidade do vento (m/s)

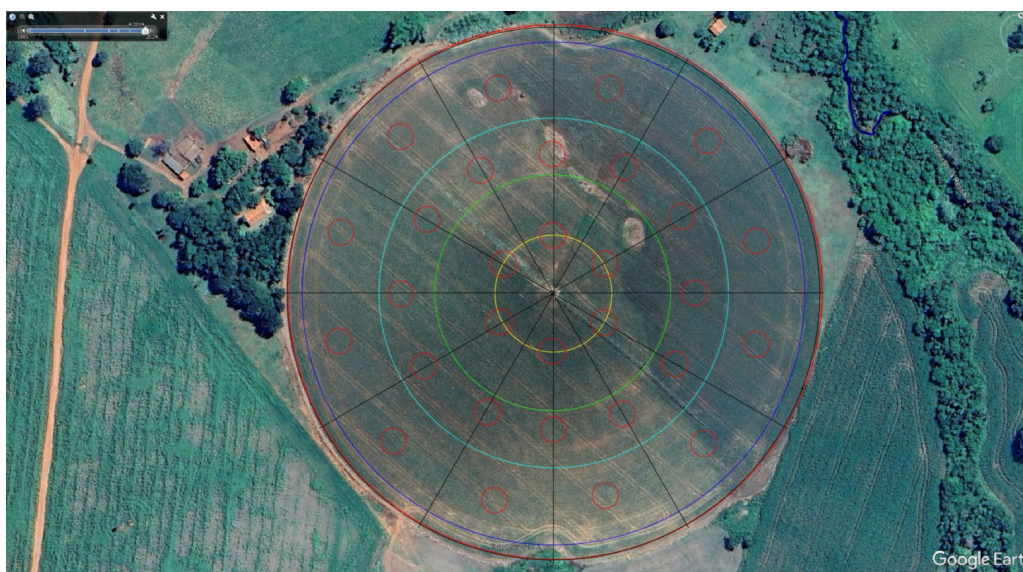
Figura A.4 – Precipitação acumulada (mm)

Esses dados climatológicos formam a base técnica para o cálculo da demanda hídrica de cada propriedade e para o planejamento da estratégia de geração e distribuição energética ao longo do ano.

- Medição de parâmetros do solo (textura, capacidade de campo, taxa de infiltração)

Na Fazenda Bebedouro foi realizada a coleta de amostras em 31 pontos georreferenciados, conforme demonstrado na Figura 23. Os pontos foram distribuídos radialmente a partir do centro do pivô central, com o intuito de representar com fidelidade as variações texturais e hidráulicas ao longo do raio de alcance da irrigação.

Figura 23 - Coleta do solo e divisão dos setores de cultivo na fazenda Bebedouro



Fonte: Autor (2025).

Em cada um dos 31 pontos foram projetados tensímetros, permitindo o monitoramento em tempo real da pressão de sucção do solo. Essa medição contínua possibilitaria o ajuste do manejo hídrico com base nas reais necessidades da cultura, promovendo economia de água e eficiência energética.

Na Figura 23, os círculos amarelo, verde, ciano e azul escuro representam os trajetos das torres 1, 2, 3 e 4, respectivamente. Esses trajetos delimitam zonas concêntricas que, juntamente com as linhas pretas radiais, dividem a área irrigada em setores de controle. Essa segmentação permite que cada setor seja monitorado e controlado de forma individual, conforme a demanda hídrica específica da cultura naquela região.

Combinando os dados dos tensômetros com os dados extrapolados da operação em tempo real (via sensores e microrrede), é possível ajustar dinamicamente a vazão dos aspersores em cada setor, otimizando o uso da água e garantindo que toda a área receba a quantidade ideal para o desenvolvimento da cultura.

Na Fazenda Ressaca, a configuração da irrigação foi projetada com base em um sistema radial-linear de gotejamento, no qual uma linha principal percorre o diâmetro do círculo irrigado (destacada em vermelho na Figura 24). A partir dessa linha principal, partem linhas secundárias ortogonais (em verde) que percorrem toda a área em faixa inclinada, seguindo o espaçamento entre fileiras de plantio.

A distribuição dessas linhas secundárias foi definida considerando um espaçamento entre linhas de 0,5 metros, padrão para cultivos de grãos como soja, milho e feijão. Ao longo

dessas linhas são instalados os gotejadores, posicionados igualmente a cada 0,5 metros. Essa malha garante cobertura total da área circular com alta uniformidade hídrica.

Figura 24 – Distribuição das linhas principais e secundárias na Fazenda Ressaca



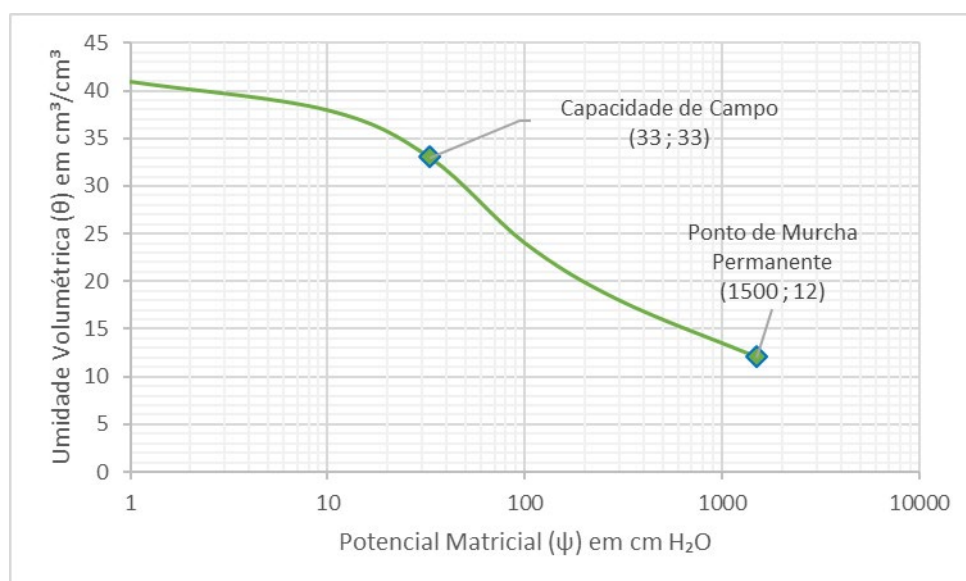
Fonte: Autor (2025).

Para garantir a eficiência do sistema, precisa-se de pontos de coleta e monitoramento de solo em diversas posições ao longo das linhas secundárias, considerando diferentes distâncias radiais. Nas amostras coletadas, foram estimados os seguintes parâmetros pelo autor:

- Textura do solo: argilosa;
- Capacidade de campo e ponto de murcha permanente: 33% e 12%;
- Taxa de infiltração;
- Densidade aparente do solo: 1,40g/cm³;

A curva de retenção de água determinada para o solo local está representada na Figura 25. Nela, observa-se que a capacidade de campo ocorre em torno de $\psi = 33$ cm H₂O com umidade volumétrica de 33%, enquanto o ponto de murcha permanente ocorre em $\psi = 1500$ cm H₂O com umidade de 12%. Essa diferença representa o volume de água disponível para as plantas no solo argiloso, essencial para o cálculo da lâmina útil.

Figura 25 – Curva de retenção de água do solo da Fazenda Ressaca



Fonte: Análise estimada do solo da Fazenda Ressaca, Autor (2025).

Assim como na Fazenda Bebedouro, a instalação de sensores de pressão nos pontos críticos do sistema permite a integração dos dados com a microrrede de controle. Com isso, torna-se possível acionar e regular dinamicamente os setores de irrigação conforme a demanda instantânea da cultura e a disponibilidade energética.

Essa estratégia garante eficiência máxima no uso da água, controle preciso da irrigação e adaptação às flutuações climáticas e operacionais ao longo da safra.

- Determinação da área cultivada e perfil da cultura

A seleção das culturas implantadas em cada propriedade foi definida de forma que represente o cenário da agricultura familiar e médio porte, considerando o perfil produtivo, a escala da atividade e a viabilidade de integração com o sistema energético. Essa definição é essencial para orientar os cálculos de necessidade hídrica, os parâmetros de evapotranspiração da cultura (ET_c), o dimensionamento da geração e a lógica de operação da microrrede.

No caso da Fazenda Bebedouro, de perfil familiar, a escolha recaiu sobre hortaliças de ciclo curto como alface, coentro e cebolinha, culturas que apresentam alta valorização de mercado, rápido retorno financeiro e alta sensibilidade ao estresse hídrico. Essas culturas possuem sistemas radiculares mais superficiais, o que demanda irrigação frequente e controlada, sendo ideal para propriedades com menor área e maior foco em produtividade por hectare.

Já na Fazenda Ressaca, uma propriedade de médio porte voltada à produção de grãos em larga escala, optou-se pela implementação de culturas como soja, milho e feijão, as quais exigem gestão hídrica e energética robusta, principalmente em períodos críticos como a floração e frutificação. Nessas fases, a demanda por água atinge seu pico, coincidindo com a necessidade de garantir estabilidade no fornecimento de energia à bomba, o que fortalece a importância da integração com o sistema fotovoltaico e o gerenciamento automatizado da microrrede.

A definição detalhada dos parâmetros das culturas, como o desenvolvimento radicular, o fator de disponibilidade de água no solo e os coeficientes Kc por fase, permite prever a evolução da demanda hídrica ao longo do ciclo e antecipar os períodos de maior consumo. Essa previsão é crucial para acionar fontes auxiliares ou programar o funcionamento dos inversores de frequência e baterias, de forma a alinhar oferta e demanda energética com eficiência.

Na Tabela 3 e nas Figura 26 e Figura 27 são apresentados os parâmetros utilizados para o cálculo da ETc das culturas implantadas em cada fazenda.

Tabela 3 – Parâmetros agrônômicos das culturas

Cultura	Sistema Radicular Inicial	Sistema Radicular Final	Fator de Disponibilidade	Crescimento do Sistema Radicular
Soja	100 mm	900 mm	0,50	0,6250 mm/h
Milho	150 mm	1000 mm	0,55	0,8333 mm/h
Feijão	80 mm	600 mm	0,50	0,4167 mm/h
Alface	50 mm	300 mm	0,30	0,6250 mm/h
Coentro	40 mm	250 mm	0,30	0,5200 mm/h
Cebolinha	40 mm	250 mm	0,30	0,4167 mm/h

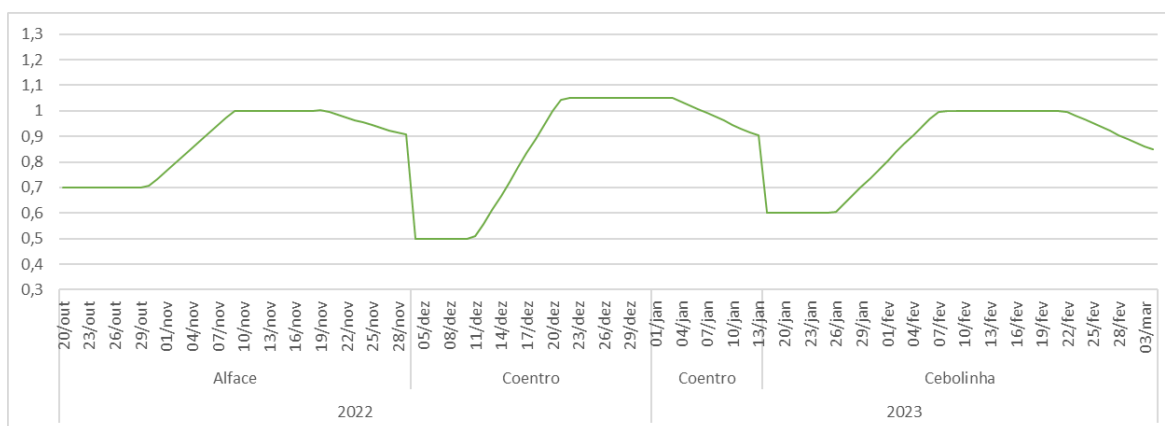
Fonte: Autor (2025).

Figura 26 – Coeficiente de cultura dos grãos da Fazenda Ressaca



Fonte: Autor (2025).

Figura 27 - Coeficiente de cultura das hortaliças da Fazenda Bebedouro



Fonte: Autor (2025).

O monitoramento contínuo das fases fenológicas das culturas, aliado aos dados climáticos e às medições de umidade do solo, viabiliza a gestão automatizada da irrigação, garantindo que as fases de maior exigência hídrica recebam prioridade no fornecimento energético, evitando déficits que comprometam a produtividade.

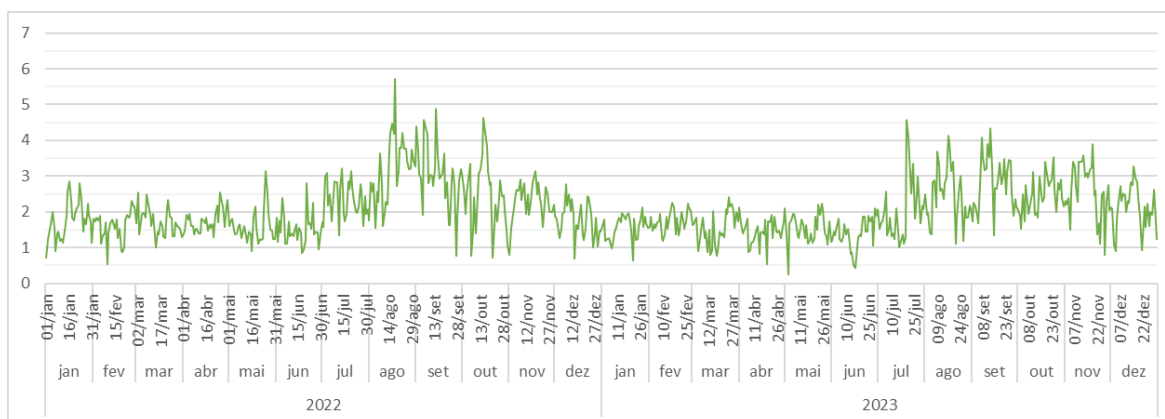
3.1.2 Estimativa de necessidade hídrica

- Cálculo da evapotranspiração de referência (ETo) – método Penman-Monteith.

A evapotranspiração de referência (ETo) é um parâmetro fundamental para estimar a necessidade hídrica de uma cultura, pois expressa a perda de água para a atmosfera por evaporação do solo e transpiração das plantas em condições ideais de crescimento. Neste trabalho, a ETo foi determinada com base na equação de Penman-Monteith, apresentada na Equação 2.8.

Para o cálculo da ETo , foram utilizados dados climáticos com valores instantâneos hora a hora, referentes ao período de janeiro de 2022 a dezembro de 2023. O APÊNDICE A – Gráficos Meteorológicos da estação ilustra os valores médios mensais das variáveis climáticas utilizadas neste cálculo.

Na Figura 28 é apresentado o gráfico da média mensal da evapotranspiração de referência da região, servindo de base para os cálculos posteriores da evapotranspiração da cultura (ETc).

Figura 28 – Valores diários da evapotranspiração de referência(ET_o) em mm/dia

Fonte: Autor (2025).

- Determinação do Coeficiente de Cultura (K_c) para cada fase da cultura

A determinação do coeficiente de cultura (K_c) é uma etapa essencial para o cálculo da evapotranspiração da cultura (ET_c). Os valores de K_c indicam a variação da demanda hídrica da planta ao longo do seu ciclo fenológico, dividido nas fases de estabelecimento (fase I), crescimento vegetativo (fase II), floração/frutificação (fase III) e maturação (fase IV).

Neste trabalho, os coeficientes foram definidos com base nos parâmetros agronômicos específicos das culturas implantadas em cada propriedade. A evolução dos valores de K_c ao longo do tempo foi representada graficamente, considerando a data de plantio e a duração de cada fase. Na Fazenda Ressaca, os cultivos de soja, milho e feijão demonstram variações significativas de K_c, com picos durante a fase reprodutiva, conforme ilustrado na Figura 26.

Já na Fazenda Bebedouro, dedicada à produção de hortaliças como alface, coentro e cebolinha, as curvas de K_c apresentam crescimento mais suave, em virtude do ciclo curto dessas culturas. Os dados estão sintetizados na Figura 27.

A utilização das curvas permite a identificação de períodos críticos de maior demanda hídrica, o que é fundamental para a compatibilização da estratégia de irrigação com o gerenciamento da geração energética, especialmente nas fases de floração e frutificação, que coincidem com os maiores valores de K_c.

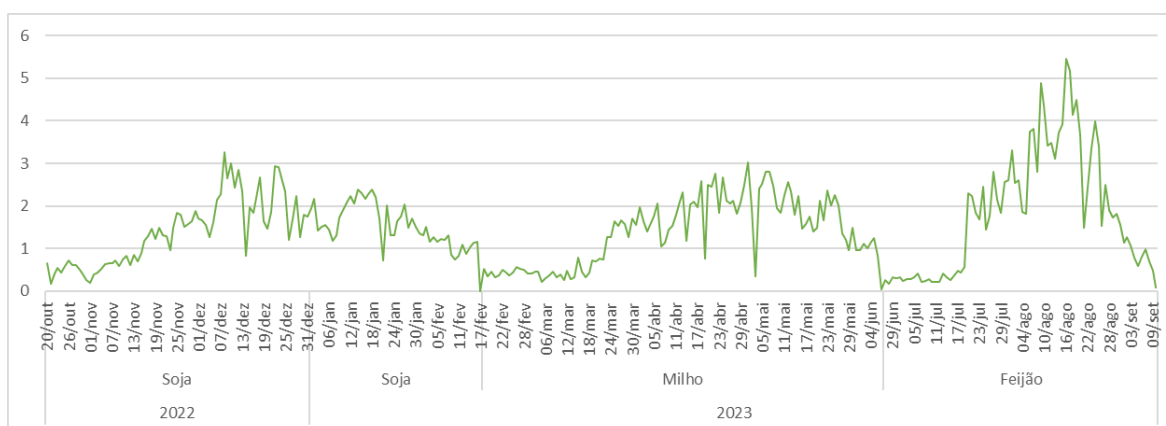
- Cálculo da evapotranspiração da cultura (ET_c = ET_o x K_c)

A evapotranspiração da cultura (ET_c) representa a demanda real de água da planta em função de suas características fenológicas e do ambiente local. O cálculo é realizado a

partir da combinação entre os valores de ETo e os coeficientes de cultura (Kc) previamente determinados. Os valores resultantes foram organizados graficamente para facilitar a visualização ao longo do ciclo produtivo de cada cultura.

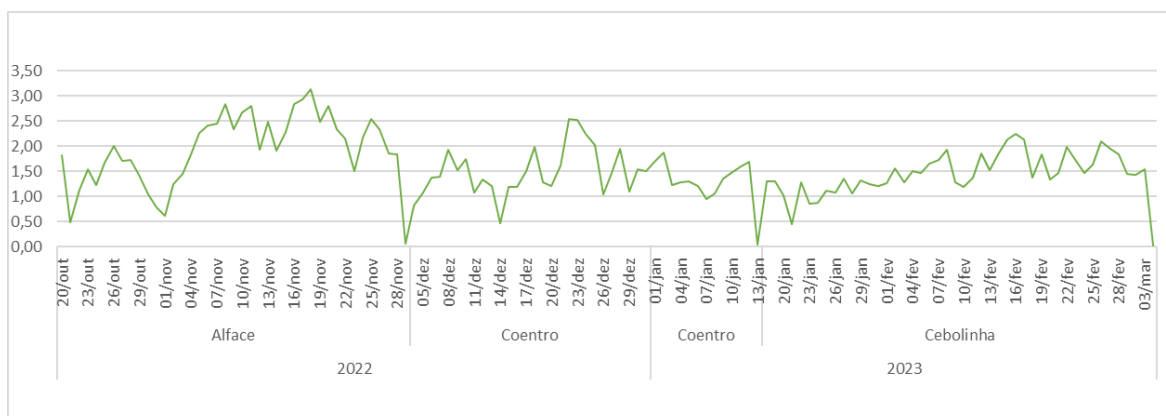
As Figuras 29 e 30 apresentam a evapotranspiração da cultura para as propriedades estudadas:

Figura 29 - Evapotranspiração da cultura (ETc) na Fazenda Ressaca em mm/dia



Fonte: Autor (2025).

Figura 30 - Evapotranspiração da cultura (ETc) na Fazenda Bebedouro em mm/dia



Fonte: Autor (2025).

- Estimativa da necessidade bruta de irrigação (NBI) considerando a eficiência de aplicação (Ea).

A necessidade bruta de irrigação (NBI) é a lâmina de água necessária para suprir a evapotranspiração da cultura, considerando a eficiência do sistema de irrigação. No presente projeto, a abordagem adotada consiste em utilizar a média diária de ETc para cada fazenda como valor base da NBI, representando uma condição típica de manejo.

Entretanto, reconhecendo a variabilidade natural das demandas hídricas ao longo do ciclo da cultura, optou-se pela adoção de uma estratégia de ajuste dinâmico da lâmina bruta,

baseada na variabilidade estatística da evapotranspiração da cultura (ET_c). O intervalo de variação foi definido como $\pm 1,65$ desvios padrão em relação ao valor médio, correspondendo ao atendimento de aproximadamente 90% dos casos diários mais prováveis, conforme os princípios da distribuição normal.

Essa abordagem permite que o sistema opere de forma segura frente às flutuações climáticas usuais, sem a necessidade de superdimensionamento para eventos extremos, os quais apresentam baixa probabilidade de ocorrência. Dessa forma, assegura-se o equilíbrio entre segurança hidráulica, desempenho técnico e viabilidade econômica do sistema de irrigação.

Os valores médios e limites de variação adotados são apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Lâmina bruta diária (NBI) para projeto e variação admitida em função da cultura

Fazenda	Eficiência	Cultura	Média (mm/dia)	Desvio Padrão (mm/dia)	Intervalo de Variações $\pm 1,65\sigma$ (mm/dia)	Faixa de NBI adotada (mm/dia)
Bebedouro	80%	Alface	1,93	0,7149	1,18	0,94 – 3,89
		Coentro	1,43	0,4820	0,80	0,79 – 2,79
		Cebolinha	1,45	0,4298	0,71	0,93 – 2,70
		Soja	1,44	0,6961	1,15	0,31 – 2,72
Ressaca	95%	Milho	1,37	0,7876	1,30	0,07 – 2,81
		Feijão	1,83	1,4650	2,42	0,00 – 4,47

Fonte: Autor (2025).

A lâmina bruta de irrigação (NBI) diária será então operada dentro dessa faixa, adaptando-se às condições meteorológicas e fenológicas observadas, mas partindo sempre da média de cada cultura como referência de projeto para o dimensionamento hidráulico do sistema.

Essa abordagem permite que o sistema hidráulico funcione de maneira eficiente na maior parte dos dias, com margem para ajustes operacionais em tempo real por meio dos controladores da microrrede.

- Definição da frequência e turno de rega

A irrigação adotada neste projeto será realizada com frequência diária, considerando simultaneamente as condições de disponibilidade energética da microrrede e a demanda hídrica do solo. A decisão de irrigar cada setor será tomada com base na ocorrência de janelas

de oportunidade energética, definidas como os períodos em que a potência disponível no sistema é superior à potência requerida pela bomba. Essa lógica de decisão será detalhada posteriormente no capítulo de controle da irrigação.

Na Fazenda Ressaca, onde o sistema de irrigação por gotejamento permite acionamentos em qualquer instante, a lógica de irrigação adotada será a seguinte:

- Cada setor pode ser irrigado assim que sua depleção ultrapassar a lâmina bruta de referência (NBI);
- A aplicação é autorizada somente se houver disponibilidade de energia;
- A irrigação é realizada individualmente por setor, ativando apenas as válvulas solenoides correspondentes;

Na Fazenda Bebedouro, o sistema de pivô central impõe uma restrição física: a irrigação de cada setor só poderá ocorrer quando o pivô estiver sobre ele. Assim:

- A depleção é monitorada continuamente por sensores em campo;
- A irrigação será autorizada apenas no instante da passagem do pivô, desde que a depleção do setor exceda a NBI;
- Os setores com níveis adequados de umidade serão bloqueados automaticamente por solenoides instaladas nos emissores, otimizando a distribuição de água.

Essa abordagem híbrida entre controle de sensores e atuação mecânica garante que a irrigação seja realizada somente onde e quando necessário, maximizando a eficiência do uso da água e reduzindo o consumo energético da microrrede. O modelo permite, ainda, ajustes dinâmicos da NBI conforme a variabilidade climática, conforme descrito na seção anterior.

- **Determinação do Volume Diário de Sucção (m^3/dia)**

A captação de água para fins de irrigação exige o dimensionamento preciso do volume de sucção necessário por dia, garantindo que a disponibilidade hídrica atenda às exigências das culturas dentro da janela de irrigação definida. Para isso, o volume diário de sucção é calculado a partir da necessidade bruta de irrigação (NBI) e da área irrigada em cada fazenda, conforme a seguinte relação:

$$Q_{dia} = NBI \cdot A \cdot 10 \quad 3.1$$

onde:

- Q_{dia} é o volume diário de sucção, em m^3/dia ;
- NBI é a necessidade bruta de irrigação, em mm/dia;

- A é a área irrigada, em hectares;
- O fator 10 é utilizado para conversão de $\text{mm} \cdot \text{ha}$ em m^3 .

Aplicando esta equação com os dados da Tabela 5:

Tabela 5 – Volume de Água da Irrigação.

Parâmetro	Fazenda Ressaca	Fazenda Bebedouro
NBI (mm/dia)	1,93	1,83
Área Irrigada (ha)	171,60	13,50
Volume de Água Total (m^3/dia)	3311,88	247,05

Fonte: Autor (2025).

A captação direta de corpos hídricos como rios apresenta limitações quanto à vazão permitida e à disponibilidade hídrica ao longo do ano. Especialmente durante os períodos de estiagem, os níveis dos rios podem atingir patamares críticos, inviabilizando a sucção contínua sem afetar o equilíbrio ambiental local ou infringir normas ambientais. Por essa razão, recomenda-se a presença de reservatórios intermediários, como represas, que atuem como segurança hídrica.

No caso da Fazenda Ressaca, a represa implantada permitiria acumular água em períodos de maior disponibilidade (como nas chuvas de verão), assegurando o fornecimento contínuo ao sistema de bombeamento mesmo durante os dias mais secos. Essa abordagem reduz o risco de interrupção no fornecimento hídrico e proporciona maior flexibilidade ao sistema de controle da microrrede.

Em contrapartida, na Fazenda Bebedouro, de menor escala e com menor demanda hídrica, a captação pode ocorrer diretamente, desde que respeitados os limites legais de extração, e observada a sazonalidade da fonte.

Essa diferença de estratégia de captação evidencia a importância do planejamento integrado entre os aspectos agronômicos, hidráulicos e ambientais no dimensionamento dos sistemas de irrigação sustentáveis.

3.2 Fluxo de Energia

O fluxo de energia no sistema de irrigação proposto representa a dinâmica entre a geração elétrica, disponibilidade energética instantânea e o consumo necessário para acionamento dos motores e válvulas, respeitando as condições impostas pelas culturas, pela microrrede e pelos sistemas de controle.

Este capítulo descreve os processos de análise e dimensionamento da energia, considerando fatores climáticos, perdas elétricas e hidráulicas, eficiência dos equipamentos e integração entre os componentes da microrrede. As seções a seguir detalham a metodologia adotada.

3.2.1 Desempenho Energético

O desempenho energético da microrrede está diretamente relacionado às perdas elétricas e hidráulicas associadas aos seus componentes. Essas perdas devem ser rigorosamente avaliadas para garantir a eficiência global do sistema e fundamentar adequadamente o dimensionamento dos equipamentos e a lógica de controle.

No presente estudo, as perdas foram analisadas a partir de duas frentes:

- Perdas elétricas, associadas aos cabos, inversores, conexões, e transformações de energia entre as fontes e os dispositivos consumidores;
 - Perdas hidráulicas, relacionadas à condução de água desde os pontos de captação até os emissores (aspersores e gotejadores).
- Análise de Irradiância e Orientação dos Painéis

A análise da irradiância solar e da orientação dos módulos fotovoltaicos é etapa fundamental para estimar com precisão a energia elétrica disponível para suprir a demanda das bombas de irrigação. Considerando que a principal fonte energética da microrrede é a geração solar, o correto aproveitamento da radiação incidente influencia diretamente na autonomia e viabilidade do sistema.

Neste projeto, os dados de radiação solar global foram integrados à lógica de controle de energia desenvolvida para o sistema, conforme Equação 3.2, que define o fator astronômico para o cálculo do *oversize* da planta fotovoltaica:

$$\frac{P_{FVpico}}{P_{avgbomba}} = \frac{1}{\sin \delta \sin \varnothing \cos \beta + \sin \delta \cos \varnothing \sin \beta \cos \alpha + \cos \delta \cos \varnothing \cos \beta \cos h_s - \cos \delta \sin \varnothing \cos \beta \cos \alpha \cos h_s + \cos \delta \sin \beta \sin \alpha \sin h_s} \quad 3.2$$

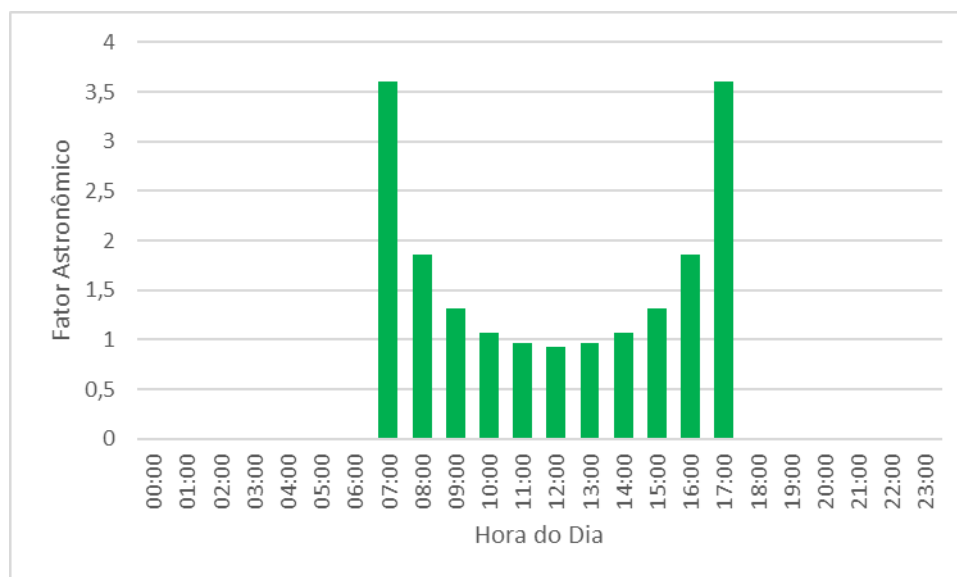
onde:

- δ é a declinação da terra em graus;
- $\varnothing$ é a latitude do local em graus;
- β é a inclinação dos módulos em graus;
- α é o azimute dos módulos em graus;

- h_s é o ângulo solar em graus em relação ao meio-dia solar local.

Com base nos dados médios horários ao longo do ano, obteve-se a curva de irradiância típica da região (Figura 31), destacando o período entre 10h e 14h como a janela de operação da irrigação com fonte principal a usina fotovoltaica, visto que coincide com os níveis de radiação e com maior geração de energia, consequentemente, menor relação do fator astronômico.

Figura 31 - Média diária em função das horas do fator astronômico.



Fonte: Autor (2025).

Para a Fazenda Bebedouro, foi adotada a instalação de módulos fotovoltaicos fixos com inclinação igual a 20° e orientação norte (azimute 0°). Essa configuração foi definida com base nos princípios astronômicos da trajetória aparente do Sol e nas equações de geometria solar previamente apresentadas, sendo uma prática amplamente recomendada para maximizar o aproveitamento anual da irradiância global em sistemas fotovoltaicos localizados no hemisfério sul.

Já na Fazenda Ressaca, optou-se pela instalação de sistemas fixos segregados em dois conjuntos de geração principal, ambos com a mesma inclinação, porém com orientações distintas: nordeste (azimute $+30^\circ$) e noroeste (azimute -30°). Essa estratégia foi adotada com o objetivo de ampliar temporalmente a curva diária de geração fotovoltaica, resultando em uma curva de potência mais larga e menos concentrada em torno do meio-dia solar.

A segregação da geração em dois conjuntos com orientações opostas permite antecipar a captação de energia no período da manhã, por meio do arranjo orientado a nordeste, e prolongar a geração no período da tarde, com o arranjo orientado a noroeste. Como consequência, ocorre uma suavização dos picos instantâneos de potência e uma

melhor distribuição da energia gerada ao longo do dia, aumentando a aderência entre a curva de geração fotovoltaica e a curva de demanda hidráulica do sistema de irrigação.

Essa abordagem visa garantir o fornecimento de energia suficiente durante a denominada janela de irrigação, reduzindo a intermitência da geração e minimizando a necessidade de acionamento da fonte complementar, seja o gerador a diesel ou a energia proveniente da concessionária.

- Fatores de Redução de Rendimento por Fonte de Energia (Yield)

Para garantir uma modelagem precisa do controle energético da microrrede, é essencial considerar os fatores que reduzem o rendimento efetivo (*yield*) de cada fonte de energia utilizada. O *yield* pode ser definido como a razão entre a energia efetivamente entregue à carga e a energia teoricamente disponível da fonte. Essa relação é impactada por variáveis ambientais, operacionais, tecnológicas e tarifárias, dependendo da natureza de cada sistema.

No caso da geração solar fotovoltaica, o rendimento pode ser comprometido por uma série de fatores, como acúmulo de sujeira sobre os módulos, degradação natural dos componentes, variações sazonais na irradiância, perdas por temperatura e sombreamentos acidentais. Apesar disso, durante os períodos chuvosos, quando há menor geração, também se observa menor necessidade hídrica, o que suaviza o impacto sobre o fornecimento. Considerando manutenção adequada e uso de seguidores solares, foi adotado um *yield* médio de 0,88, representando a energia efetivamente gerada em relação ao potencial fotovoltaico incidente.

Para o banco de baterias composto por células LiFePO_4 , o rendimento é geralmente elevado, mas ainda assim sujeito a perdas durante os ciclos de carga/descarga e nos processos de conversão CC/CA. O envelhecimento progressivo das células, mesmo em condições ideais de operação (temperatura controlada, profundidade de descarga moderada), gera degradação lenta da capacidade útil. Em sistemas bem gerenciados, com controle térmico e balanceamento adequado, foi escolhido um *yield* de 0,93.

O gerador a diesel apresenta um rendimento altamente dependente do fator de carga. Quando operado fora da faixa ideal, o consumo específico aumenta e a eficiência diminui. Adicionalmente, fatores como temperatura ambiente, qualidade do combustível, manutenção do motor e perdas mecânicas contribuem para a redução do desempenho. Considerando que, no sistema proposto, o uso do gerador será restrito a situações de contingência, operando próximo de seu ponto ótimo, foi adotado um *yield* de 0,90.

Por fim, a rede da concessionária também apresenta perdas associadas à infraestrutura externa e interna do sistema, como perdas por efeito Joule nas linhas de distribuição e transformadores, além de quedas de tensão e oscilações decorrentes de distâncias elevadas e baixa qualidade do fornecimento monofásico disponível no local (transformador de 35 kVA). Ainda que do ponto de vista energético as perdas sejam pequenas, o custo tarifário e a limitação de potência contratada impactam significativamente a atratividade de seu uso como fonte contínua. Assim, para fins de comparação com as demais fontes, será considerado um yield técnico de 0,98, embora com menor prioridade de uso no controle EMS devido ao custo mais elevado e limitação de capacidade.

Esses valores de rendimento médio Tabela 6 – Rendimento médio (yield) e principais causas de perdas por fonte de energia serão utilizados como referência no capítulo de gerenciamento energético (EMS), permitindo a construção de uma lógica de controle que priorize a utilização das fontes mais eficientes e disponíveis no momento. Com isso, busca-se maximizar a sustentabilidade, reduzir custos operacionais e aumentar a autonomia do sistema.

Tabela 6 – Rendimento médio (yield) e principais causas de perdas por fonte de energia

Fonte de Energia	Yield Médio	Principais causas das Perdas
Solar Fotovoltaica	0,88	Sombreamento e Sujeira
Baterias (LiFePO ₄)	0,93	Perdas na conversão (CC/CA)
Gerador a Diesel	0,90	Perdas mecânicas
Rede da Concessionária	0,98	Perdas por efeito Joule

Fonte: Autor (2025).

3.2.2 Estudo das perdas hidráulicas em conexões e equipamentos

O rendimento hidráulico da microrrede está diretamente ligado à eficiência com que a água é transportada e distribuída ao longo do sistema de irrigação. Neste contexto, as perdas por atrito nas tubulações, perdas localizadas em conexões (joelhos, registros, válvulas), perdas nos equipamentos finais (aspersores ou gotejadores), elevações de altura e pressão de operação impactam significativamente no desempenho geral da irrigação e, consequentemente, na demanda energética do sistema.

Esses fatores, ao aumentarem a carga requerida pelas bombas, influenciam diretamente no consumo de energia elétrica, elevando os custos operacionais e reduzindo o

rendimento da microrrede. Dessa forma, torna-se essencial a análise criteriosa de tais influências para garantir que o sistema opere dentro das faixas ideais de pressão e vazão, assegurando tanto a uniformidade da irrigação quanto a eficiência energética.

Nos subtópicos a seguir, serão aplicada metodologia para o levantamento e quantificação dessas variáveis. O objetivo é estabelecer parâmetros hidráulicos realistas para o dimensionamento preciso das linhas de sucção e recalque, permitindo o correto funcionamento dos sistemas de bombeamento, válvulas solenóides e controladores da microrrede.

O dimensionamento hidráulico da microrrede de irrigação visa garantir a vazão necessária em cada setor com a menor perda de carga possível, respeitando os limites de velocidade e pressão definidos pelas boas práticas da engenharia hidráulica. Para isso, a definição dos diâmetros das tubulações é fundamental e deve considerar a vazão requerida para atendimento da Máxima lâmina bruta diária ($NBI \pm 1,65\sigma$) em cada fazenda, associada ao tempo disponível para irrigação (Δt) e à velocidade máxima admissível na linha de sucção e recalque.

- Perdas distribuídas (h_f)

Os valores abaixo foram estão considerando a irrigação definida para cada fazenda. As tabelas 7 ao 13 estão organizadas por tipo de linha (sucção ou recalque) e por área irrigada, apresentando as faixas de operação estatisticamente definidas com base na variação da necessidade bruta de irrigação ($NBI \pm 1,65\sigma$).

Tabela 7 – Bebedouro (Sucção) – DN 100 mm, 22,50 m

Situação	Vazão (m ³ /h)	Velocidade (m/s)	Perda de Carga (m)
Inferior	13,72	0,49	0,07
Média	38,60	1,37	0,53
Superior	63,48	2,25	1,45

Fonte: Autor (2025).

Tabela 8 – Bebedouro (Recalque) – DN 100 mm, 285,15 m

Situação	Vazão (m³/h)	Velocidade (m/s)	Perda de Carga (m)
Inferior	13,72	0,49	0,86
Média	38,60	1,37	6,77
Superior	63,48	2,25	18,32

Fonte: Autor (2025).

Tabela 9 – Ressaca(Sucção) – DN 300 mm, 271,21 m

Situação	Vazão (m³/h)	Velocidade (m/s)	Perda de Carga (m)
Inferior	48,87	0,19	0,04
Média	145,26	0,57	0,38
Superior	241,65	0,95	1,04

Fonte: Autor (2025).

Tabela 10 – Ressaca Setor 1(Recalque) – DN 100 mm, 1102 m

Situação	Vazão (m³/h)	Velocidade (m/s)	Perda de Carga (m)
Inferior	15,38	0,54	4,16
Média	45,71	1,62	36,72
Superior	76,04	2,69	101,62

Fonte: Autor (2025).

Tabela 11 – Ressaca Setor 2(Recalque) – DN 100 mm, 1163 m

Situação	Vazão (m³/h)	Velocidade (m/s)	Perda de Carga (m)
Inferior	15,95	0,56	4,72
Média	47,40	1,68	41,68
Superior	78,86	2,79	115,35

Fonte: Autor (2025).

Tabela 12 – Ressaca Setor 3(Recalque) – DN 100 mm, 386 m

Situação	Vazão (m³/h)	Velocidade (m/s)	Perda de Carga (m)
Inferior	12,99	0,46	1,04
Média	38,60	1,37	9,17
Superior	64,21	2,27	25,37

Fonte: Autor (2025).

Tabela 13 – Ressaca Setor 4(Recalque) – DN 75 mm, 679 m

Situação	Vazão (m³/h)	Velocidade (m/s)	Perda de Carga (m)
Inferior	4,56	0,29	0,95
Média	13,54	0,85	8,37
Superior	22,53	1,42	23,15

Fonte: Autor (2025).

- Perdas Localizadas (h_c)

Existem perdas concentradas ocasionadas por componentes como válvulas de retenção, registros, conexões em T, joelhos e adaptações. Essas perdas localizadas, embora pontuais, podem representar um impacto considerável no desempenho hidráulico, especialmente em linhas curtas ou muito ramificadas.

Para incorporá-las de maneira prática ao modelo de cálculo, adotou-se uma abordagem baseada na razão adimensional entre o comprimento da linha (L) e seu diâmetro interno (D), ou seja, a razão L/D. Quanto maior essa razão, menor tende a ser a influência das perdas concentradas em relação às perdas por atrito, dado que os efeitos locais são diluídos ao longo do comprimento.

Assim, as perdas localizadas h_c foram estimadas como uma fração da perda por atrito h_f , conforme a função contínua abaixo, adotada neste trabalho:

$$h_c = \frac{25,37}{\frac{L}{D} + 74,43} h_f \quad 3.3$$

Essa função é conservadora para linhas curtas ($L/D < 50$), onde se admite que até 20% da perda total seja causada por componentes, e se torna mais branda para linhas longas, onde as perdas locais se diluem, chegando a valores próximos de 2,5% para razões ($L/D > 1000$). Na Tabela 14 é mostrado às perdas de carga total.

Tabela 14 – Perdas de carga total considerando perdas concentradas (situação de vazão superior)

Setor	L (m)	D (mm)	L/D	h_f (m)	K (L/D)	h_c (m)	h_{total} (m)
Bebedouro (Sucção)	22,5	100	225	1,03	0,0847	0,09	1,12
Bebedouro (Recalque)	285,15	100	2851,5	18,32	0,0064	0,09	18,41
Ressaca (Sucção)	271,2	300	904	0,86	0,0259	0,02	0,88

Setor	L (m)	D (mm)	L/D	hf(m)	K (L/D)	hc(m)	htotal(m)
Setor 1	1102,6	100	11026	83,76	0,0023	0,19	83,95
Setor 2	1163,7	100	11637	95,08	0,0022	0,21	95,29
Setor 3	386,0	100	3860	20,91	0,0064	0,13	21,04
Setor 4	679,0	75	9053	19,08	0,0028	0,05	19,14

Fonte: Autor (2025).

- Perda por Elevação Geométrica (Hgeo)

A elevação geométrica, ou desnível topográfico, é o componente da carga hidráulica que representa a energia potencial necessária para elevar a água da fonte (ex: represa ou rio) até o ponto mais alto do sistema de distribuição ou entrada da rede de irrigação.

Esse termo é independente da vazão ou das características da tubulação, sendo determinado apenas pela diferença de cotas entre a linha d'água na captação e o ponto de entrega, conforme a equação:

$$h_{geo} = z_{recalque} - \text{captação} \quad 3.4$$

No caso deste estudo, as fazendas analisadas apresentam desníveis moderados e significativos entre os pontos de captação e os pontos de aplicação. O levantamento topográfico e as informações técnicas dos projetos de irrigação permitiram definir os seguintes valores de elevação geométrica na Tabela 15:

Tabela 15 – Desnível geométrico entre captação e ponto de entrega.

Trecho	Htotal(m)
Sucção - Bebedouro	3,20
Sucção – Ressaca	18,00
Recalque - Bebedouro	9,50
Recalque - Setor 1	19,00
Recalque - Setor 2	39,00
Recalque - Setor 3	18,00
Recalque - Setor 4	14,00

Fonte: Autor (2025).

Esses valores foram adotados como componentes fixos na composição da Altura Manométrica Total (HMT) para cada setor, sendo somados posteriormente às perdas por atrito e perdas localizadas, conforme detalhado nas seções anteriores.

A correta determinação da elevação geométrica é fundamental para garantir a eficiência do sistema de bombeamento, uma vez que esse valor não pode ser reduzido por

projeto hidráulico, devendo ser integralmente vencido pela bomba em todas as condições de operação.

- Pressão de Operação

A pressão de operação representa o componente da carga hidráulica que garante o funcionamento eficiente dos emissores de irrigação, como gotejadores e aspersores. Diferentemente da elevação geométrica ou das perdas por atrito, que são inevitáveis e devem ser vencidas integralmente, a pressão de operação é uma exigência funcional mínima que deve estar presente no ponto de aplicação da água, assegurando vazão uniforme e desempenho agrônômico adequado.

Em sistemas pressurizados, a pressão ao longo da linha principal não é constante, mas sim resultado da diferença entre a energia total fornecida pela bomba (HMT) e as perdas acumuladas ao longo do trajeto, conforme:

$$H(x) = HMT - hf(x) - hc(x) - hgeo(x) \quad 3.5$$

Nessa equação, $H(x)$ representa a carga hidráulica disponível em um ponto específico da rede, já descontadas as perdas por atrito $hf(x)$, as perdas concentradas $hc(x)$, e a variação de cota $hgeo(x)$. Em trechos elevados, a carga disponível é naturalmente menor, o que exige atenção para garantir que a pressão de operação ainda esteja dentro dos limites funcionais dos emissores. Por outro lado, em trechos baixos, o acúmulo de carga pode ultrapassar os limites recomendados, gerando sobrepressões.

Além dessas variações naturais de carga, há uma condição de risco hidráulico relevante em sistemas de bombeamento: a cavitação. Ela ocorre quando a pressão interna do fluido em determinado ponto da tubulação, especialmente na sucção da bomba, cai abaixo da pressão de vaporização da água, que é a mínima pressão necessária para manter o líquido em estado líquido a uma determinada temperatura. Quando isso acontece, formam-se bolhas de vapor, que ao migrarem para zonas de maior pressão (como o interior da bomba), implodem violentamente, danificando componentes metálicos, reduzindo a eficiência do sistema e podendo levar à falha prematura do equipamento.

A pressão de vaporização da água varia com a temperatura. Em condições ambientais comuns (por exemplo, 30 °C), ela se encontra próxima de 4,2 kPa (0,042 atm ou cerca de 0,43 m). Portanto, qualquer ponto do sistema onde a carga hidráulica absoluta seja inferior a esse valor está sujeito à formação de cavitação. Isso é particularmente crítico em sistemas com longas linhas de sucção ou com cotas elevadas entre a lâmina da represa e a bomba.

Para evitar esse fenômeno, é fundamental que a pressão na entrada da bomba esteja sempre acima da pressão de vaporização somada à margem de segurança exigida pelo fabricante (geralmente expressa como NPSHr, altura líquida positiva de sucção requerida). Isso exige um controle cuidadoso da geometria da instalação, evitando perdas excessivas na sucção e respeitando a distância máxima entre o espelho d'água e o eixo da bomba. Neste projeto, o uso de sensores de pressão instalados na linha de sucção vão auxiliar no monitoramento preventivo contra cavitação.

Nas linhas laterais, a pressão também sofre variações, seja por perda de carga progressiva, seja por variações topográficas. Em gotejadores, por exemplo, pequenas variações de pressão já afetam diretamente a vazão aplicada. Por isso, emissores autocompensantes ou válvulas reguladoras de pressão são frequentemente utilizados para manter a uniformidade da irrigação. Em aspersores, o controle da pressão garante alcance adequado dos jatos e cobertura uniforme da área irrigada.

Manter a pressão de operação dentro dos limites estabelecidos pelos fabricantes dos emissores é essencial para garantir a uniformidade da lâmina aplicada, evitar desgaste prematuro dos equipamentos e assegurar a eficiência energética do sistema. O controle dessa variável será feito por meio de setorização inteligente do sistema e, principalmente, por controladores automáticos com inversores de frequência, que ajustam dinamicamente a rotação da bomba conforme a demanda hidráulica instantânea da rede, será abordado sobre o controle da microrrede no Subcapítulo 3.4. A Tabela 16 são apresentados os valores de faixa de operação da pressão.

Tabela 16 – Pressão de Operação do Gotejador e Aspersor.

Tipo de Emissor	Pressão Mínima (m)	Pressão Ideal (m)	Pressão Máxima (m)
Gotejador simples	5,0	10,0	20,0
Aspersor de raio curto	15,0	25,0	35,0

Fonte: Autor (2025).

3.2.3 Dimensionamento do Conjunto Motobomba

- **Potência Hídrica**

A potência hídrica e a potência efetiva exigida pelo sistema para transportar a água à determinada vazão e Altura Manométrica Total (HMT) representada na Tabela 17.

Tabela 17 – Potência Hidráulica Necessária por Setor.

Setor	Q (m³/h)	hf (m)	hc (m)	Hgeo (m)	Hope (m)	HMT (m)	Phid (kW)
Bebedouro	63,48	19,77	0,18	12,70	30,00	62,65	10,837
Setor 1	76,04	102,66	0,21	37,00	15,00	154,87	32,090
Setor 2	78,86	116,39	0,23	57,00	15,00	188,62	40,533
Setor 3	64,21	26,41	0,15	36,00	15,00	77,56	13,570
Setor 4	22,53	24,19	0,07	32,00	15,00	71,26	4,375

Fonte: Autor (2025).

- Curva de Ponto de Trabalho e Curvas de Isoeficiência

O desempenho hidráulico de um sistema de bombeamento é fortemente influenciado pela interação entre a curva da bomba e a curva do sistema representada pela Equação 3.76:

$$H_{\text{sist}}(Q) = hf(Q) + hc + h_{\text{geo}} + h_{\text{ope}} \quad 3.6$$

Onde:

- hf(Q): perda de carga distribuída (m);
- hgeo: desnível geométrico (m);
- hc: perdas localizadas (m);
- hope: pressão desejada no ponto de entrega (m).

Na Tabela 18 é apresentado os valores dos coeficientes determinados para cada setor, com base nos valores máximos de vazão e perda de carga observados no projeto. A equação $H(Q)$ gerada para cada trecho descreve com precisão o comportamento hidráulico do sistema em função da vazão.

Tabela 18 – Curva de Pressão do Sistema.

Setor	hfmáx/Qmáx²	Hc+Hgeo+hope	H _{sist} (Q)
Bebedouro	0,004906	42,88	0,004906Q²+42,88
Setor 1	0,017755	52,21	0,017755Q²+52,21
Setor 2	0,018716	72,23	0,018716Q²+72,23
Setor 3	0,006406	51,15	0,006406Q²+51,15
Setor 4	0,047656	47,07	0,047656Q²+47,07

Fonte: Autor (2025).

A curva da bomba, por sua vez, representa o desempenho hidráulico do equipamento em termos de vazão e altura manométrica total (HMT) fornecida em uma dada rotação. O ponto de interseção entre essa curva e a curva do sistema define o ponto de operação do conjunto. Este ponto é considerado ideal quando coincide com o ponto de melhor eficiência da bomba, conhecido como BEP (*Best Efficiency Point*). A operação próxima ao BEP

garante menor consumo energético, menor desgaste dos componentes e melhor estabilidade do sistema.

Para auxiliar na análise do rendimento da bomba ao longo da faixa de operação, utilizam-se a chamada curva de eficiência. Essa curva representa, no gráfico $H(Q)$ a eficiência hidráulica e são fornecidas pelos fabricantes ou simuladas por modelos empíricos. A posição do ponto de operação em relação a essas curvas permite identificar se a bomba está operando em condições ótimas, subaproveitadas ou sobrecarregadas.

A curva de rendimento do sistema foi pela equação:

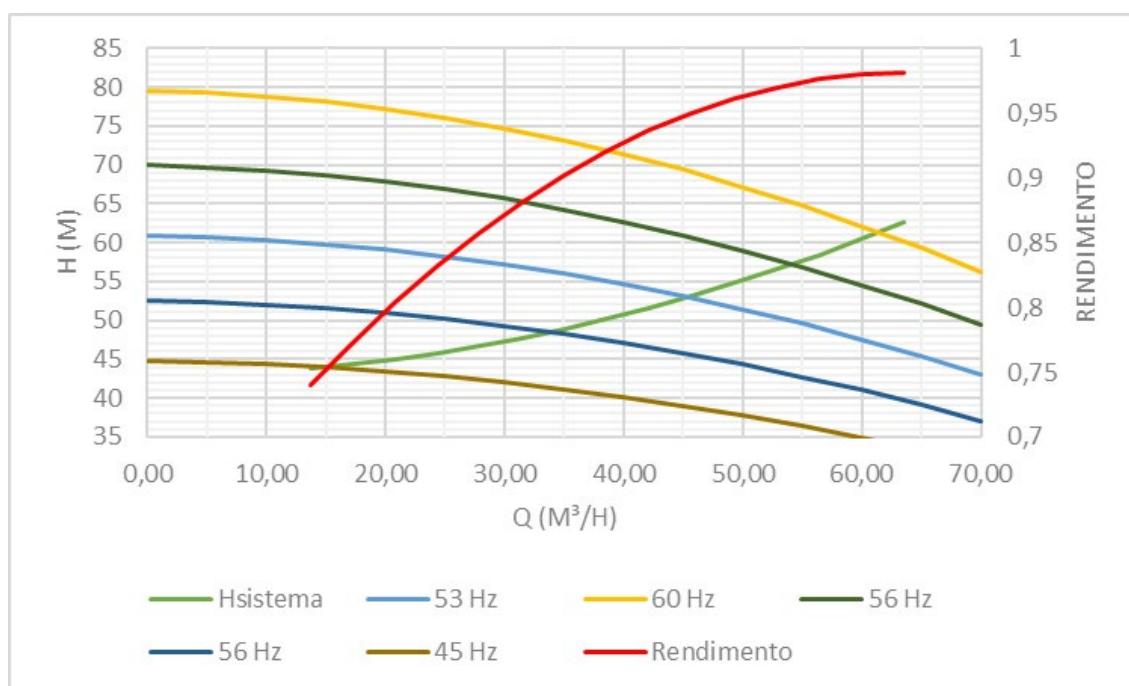
$$\eta(Q) = \eta_{m\acute{a}x} \cdot \left(1 - 0,4 \left(\frac{Q}{Q_{BEP}} - 1\right)^2\right) \quad 3.7$$

Onde:

- $\eta_{m\acute{a}x}$ eficiência máxima do sistema;
- Q_{BEP} : vazão de melhor rendimento do sistema;

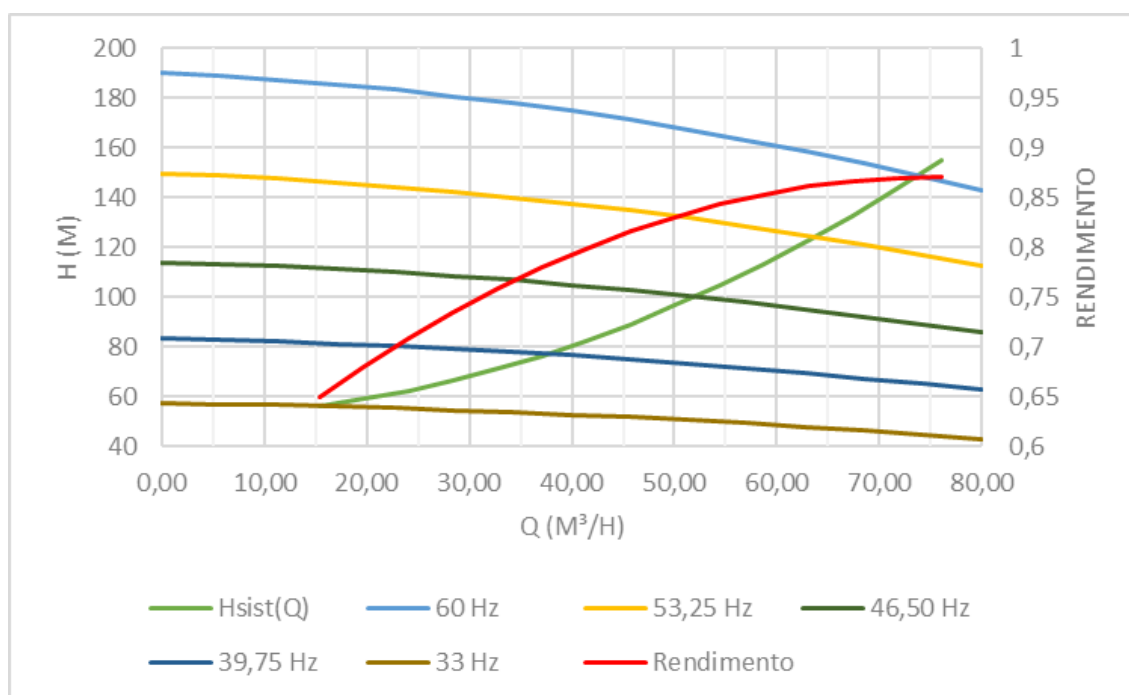
No contexto deste trabalho, a análise do ponto de operação de cada setor foi realizada com base nas curvas características do sistema determinadas analiticamente. A escolha do conjunto motobomba foi feito de modo a manter a operação máxima próxima à região de melhor rendimento, garantindo alta eficiência e longevidade do sistema de bombeamento. As curvas características de cada bomba, sistema e rendimento de cada setor são mostrados nas Figuras 32 até 36:

Figura 32 – Bomba DWM – QE 2.5 300 – Bebedouro



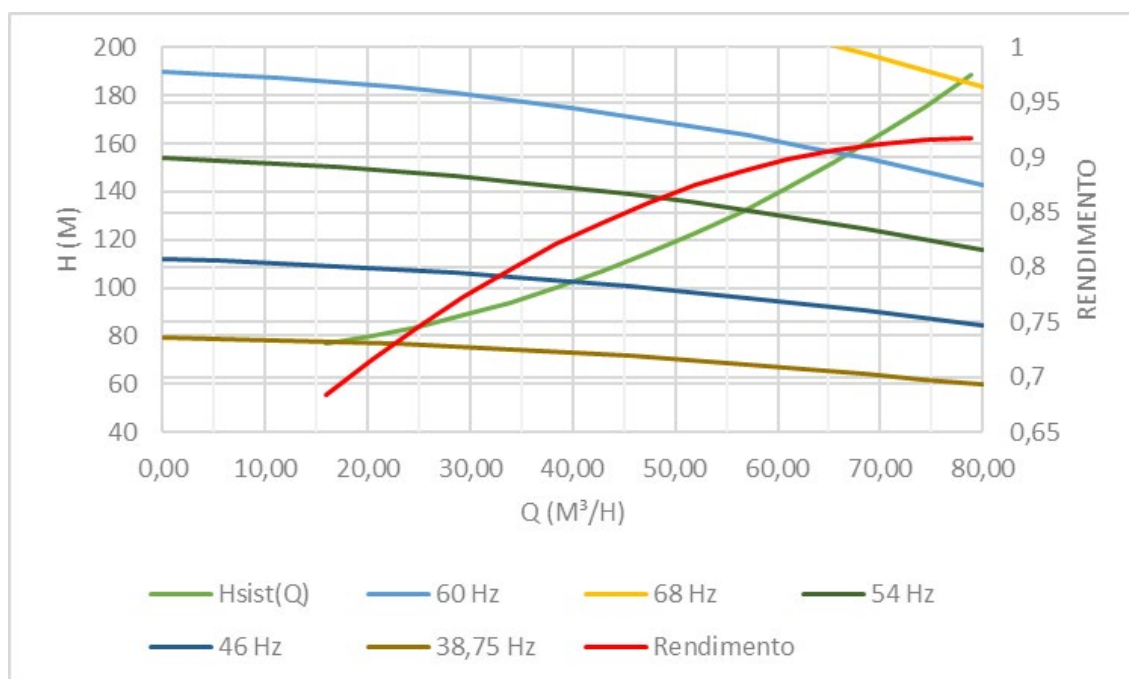
Fonte: Autor (2025).

Figura 33 – Bomba Schneider – VME-457600 – Ressaca 1



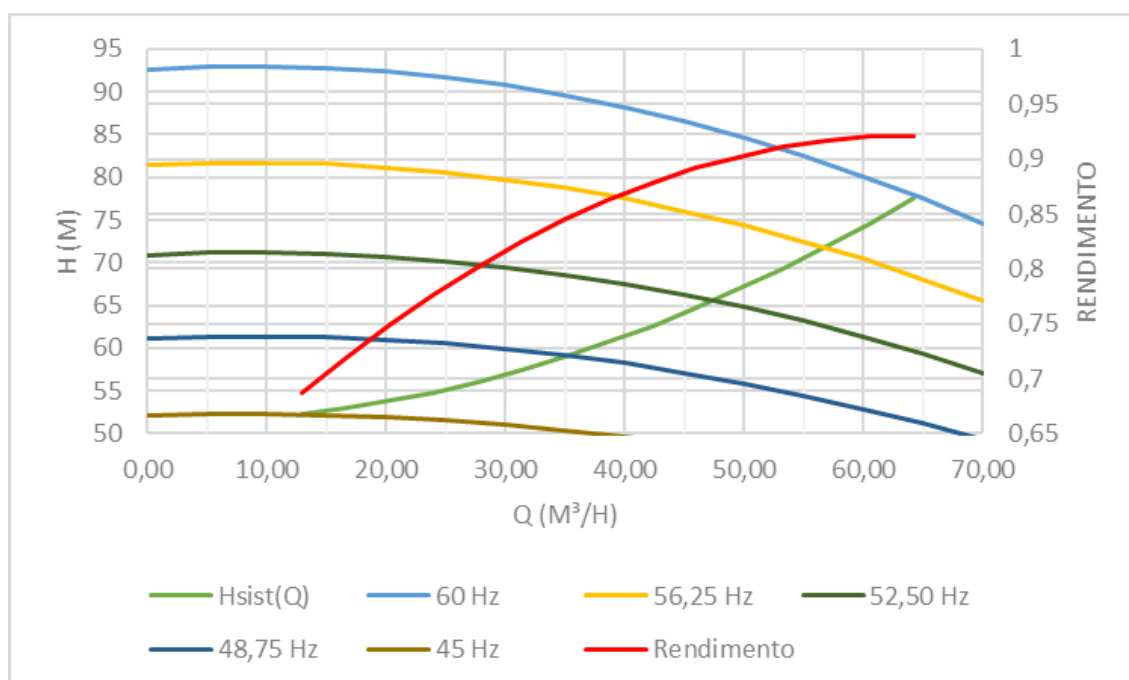
Fonte: Autor (2025).

Figura 34 – Bomba Schneider – VME-457600 – Ressaca 2



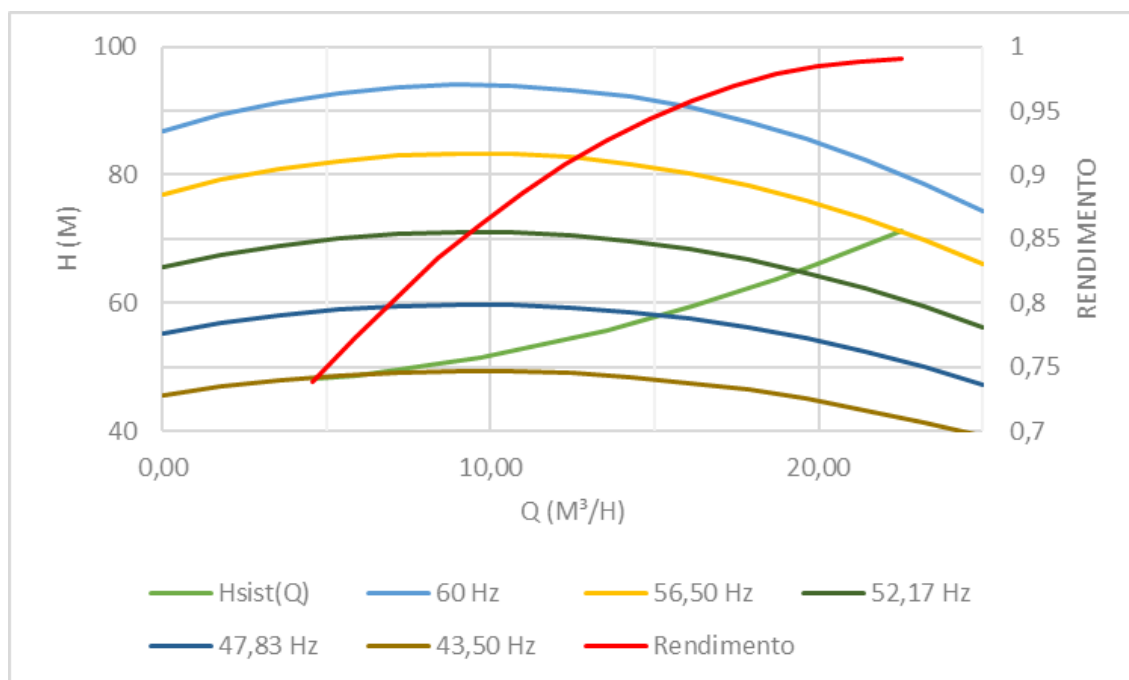
Fonte: Autor (2025).

Figura 35 – Bomba WDM – QE 2.5 400 – Ressaca 3



Fonte: Autor (2025).

Figura 36 – Bomba WDM – HE 1.5 F125 – Ressaca 4



Fonte: Autor (2025).

- Potência Mecânica

A potência mecânica requerida por cada conjunto moto-bomba foi determinada com base na potência hidráulica calculada anteriormente (2.12), ajustada pelas eficiências associadas à bomba hidráulica. Esse procedimento visa garantir que o motor selecionado seja capaz de fornecer torque suficiente para vencer a Altura Manométrica Total (HMT), mesmo nas condições mais exigentes de operação.

A potência mecânica (cv) é obtida pela seguinte 3.8 e a escolha dos motores na Tabela 19:

$$P_{mec} = \frac{3,70 \cdot Q_{BEP} \cdot H_{sist}(Q_{BEP})}{\eta_{max}} \quad 3.8$$

Tabela 19 – Escolha dos Motores com Base na Potência Mecânica Necessária.

Setor	P_{mec} (cv)	Modelo
Bebedouro	15	2P 132M/L 3F 220/440
Setor 1	50	2P 200L 220/380/440
Setor 2	60	2P 225S/M 380/660
Setor 3	20	2P 160M 220/380
Setor 4	6	2P 112M 220/380

Fonte: Autor (2025).

- **Potência Elétrica**

A potência elétrica P_{ele} em (kVA) requerida para o acionamento do motor é determinada com base na potência mecânica demandada no eixo e nos parâmetros elétricos do motor, em especial o rendimento (η) e o fator de potência (FP) ambos em função da velocidade (ω_m). Esses dois fatores impactam diretamente o consumo de energia da instalação, a capacidade do sistema de alimentação e o dimensionamento dos condutores.

$$P_{ele} = \frac{P_{mec}(\omega_m) \cdot 0,7355}{FP(\omega_m) \cdot \eta(\omega_m)} \quad 3.9$$

Com a adoção de inversores de frequência, é possível operar o motor abaixo da sua rotação nominal, o que altera significativamente o comportamento da carga.

Em motores de indução trifásicos, quando a rotação é reduzida pela metade (por exemplo, operando a 30 Hz em vez de 60 Hz), a carga acionada, especialmente bombas centrífugas, responde com redução cúbica na potência requerida, resultando em um oitavo da nominal:

$$P_{elefinal} = P_{eleinicial} \cdot \left(\frac{\omega_{mfinal}}{\omega_{minicial}} \right)^3 \quad 3.10$$

O correto dimensionamento da potência elétrica é fundamental para garantir o desempenho adequado dos motores e a estabilidade da microrrede. Considerações sobre rendimento, fator de potência e comportamento sob variação de rotação foram incorporadas ao modelo de carga adotado, uma vez que essas variáveis impactam diretamente o dimensionamento dos inversores, condutores, proteções e da própria geração.

3.3 Dimensionamento da Geração

Neste capítulo, será apresentada a modelagem da potência elétrica da carga frente às diferentes fontes de suprimento de energia disponíveis na microrrede. Cada fonte atuará conforme sua função no sistema, considerando a lógica de ilhamento secundário descrita no Capítulo 2.1.2 deste trabalho.

As fontes de energia serão tratadas em três níveis estratégicos:

- **Fonte Principal** – Solar Fotovoltaica, que deve ser priorizada sempre que houver irradiância suficiente.

- **Fonte de Gerenciamento** – Composta pela Rede Elétrica da concessionária e pelo Banco de Baterias, que atua para compensar oscilações, suavizar picos de carga e manter o grid-zero.
- **Fonte de Redundância** – Gerador a Diesel, utilizado apenas em condições críticas de déficit energético ou falha das demais fontes.

Essa divisão é fundamental para o projeto de um sistema de gerenciamento energético inteligente (EMS), garantindo não apenas a continuidade da operação, mas também a eficiência e a autonomia do sistema ao longo do ano.

3.3.1 Fonte Principal

A geração fotovoltaica representa a principal fonte de suprimento energético da microrrede proposta neste trabalho, sendo responsável por atender à maior parte da demanda elétrica dos sistemas de irrigação nas fazendas estudadas. Para isso, foi adotado o conceito de operação grid-zero, no qual toda a energia gerada pelos módulos solares é consumida localmente, sem injeção de excedentes na rede da concessionária.

Neste modelo, o sistema é projetado para operar de forma autônoma, priorizando o autoconsumo e garantindo que a geração seja coordenada com a demanda elétrica do sistema de bombeamento. Essa estratégia reduz a dependência da rede pública, otimiza o uso da energia solar e respeita as limitações regulatórias de injeção em áreas rurais com infraestrutura monofásica precária.

A potência da usina fotovoltaica P_{FV} foi dimensionada com base na equação 3.2. Com base nesses dados, foi gerado um gráfico com o fator de oversize hora a hora, ao longo do ano, para garantir confiabilidade mesmo nos piores cenários de insolação. A Figura 31 foi utilizada para identificar a menor irradiância útil ao longo do ano e fundamentar o sobredimensionamento da planta.

Diferente de abordagens tradicionais que se baseiam na potência nominal dos motores, neste trabalho considerou-se o comportamento real da bomba em operação. Como a potência hidráulica depende do cubo da vazão (Lei dos Afins), foi possível aplicar um fator cúbico (Equação 3.10) para estimar a potência elétrica média de cada motor em operação típica (Tabelas do 7 ao 13).

A Tabela 20, apresenta o dimensionamento da potência fotovoltaica para cada setor da microrrede, calculada com base na potência elétrica exigida, no fator astronômico médio local (2,71) e na eficiência média estimada do sistema.

Tabela 20 – Dimensionamento Fotovoltaico com Base na Potência Elétrica Necessária.

Setor	P_{ele} (kVA)	Fator Astronômico	Eficiência	P_{FV} (kWp)	$P_{Inversor}$ (kVA)	Modelo
Bebedouro	5,59	2,71	0,88	17,21	33	MPS0030-480S
Setor 1	22,76			70,09	275	MPS0250-480S
Setor 2	21,61			66,54		
Setor 3	7,93			24,43		
Setor 4	2,44			7,52		

Fonte: Autor (2025).

Para a fazenda com maior demanda, Fazenda Ressaca, foi necessário o uso do inversor de microrrede da Megarevo modelo MPS0250-480S mostrado na Figura 37.

Figura 37 – MPS0150-480S



Fonte: Megarevo (2025).

A seleção dos inversores levou em consideração não apenas a potência nominal exigida, mas também a compatibilidade com sistemas de armazenamento, controle EMS e operação em ambientes rurais isolados. A escolha de modelos como o MPS0030-480S para a Fazenda Bebedouro exemplifica a adequação entre porte da instalação e capacidade de controle local.

A configuração adotada garante que a geração solar seja capaz de suprir a carga demandada durante a janela de irrigação, com reserva operacional suficiente para acomodar oscilações sazonais e variações de desempenho dos módulos. O próximo item detalhará como o banco de baterias e a rede da concessionária atua para suavizar variações na geração e garantir o funcionamento contínuo do sistema de irrigação, mesmo nos momentos em que a irradiância solar é insuficiente.

3.3.2 Fonte de Gerenciamento

A fonte gerenciável da microrrede atua de forma complementar à geração fotovoltaica, garantindo o fornecimento contínuo de energia elétrica em momentos críticos, como ao anoitecer, durante períodos nublados prolongados ou em transições entre modos de operação. Essa fonte é composta por duas parcelas: a energia proveniente da rede elétrica da concessionária e a energia armazenada em bancos de baterias.

Para a definição da potência gerenciável, partiu-se da demanda elétrica ativa média de cada fazenda, calculada com base nas potências reais exigidas pelas bombas de irrigação em operação típica. Em vez de se adotar a potência nominal dos motores, considerou-se a redução cúbica da potência em função da vazão média observada, conforme a Lei dos Afins. Isso possibilitou uma estimativa mais precisa e otimizada da energia consumida em campo.

Na Fazenda Bebedouro, a potência média demandada pelo sistema de irrigação é de aproximadamente 5,29 kW, valor inferior à potência máxima disponibilizada pela concessionária (10 kW). Dessa forma, a fonte da rede elétrica é suficiente para garantir o funcionamento da bomba durante a maior parte da irrigação. Nessa propriedade, o banco de baterias é utilizado apenas em situações de contingência, como quedas de energia ou manutenções programadas. Por esse motivo, o banco foi dimensionado para manter o motor operando por até 3 horas, resultando em uma capacidade mínima de 21,33 kWh, já considerando perdas de rendimento e profundidade de descarga.

Já na Fazenda Ressaca, a realidade é distinta. A demanda elétrica média total da fazenda, considerando o conjunto dos quatro setores, é de 54,74 kW, enquanto o fornecimento máximo da rede elétrica está limitado a 37,5 kW. Isso implica em um déficit de 17,24 kW durante o horário de irrigação, que precisa ser compensado pelo banco de baterias.

Supondo uma irrigação noturna com duração de 12 horas, o consumo energético total das baterias nesse período é de 206,88 kWh. Corrigindo esse valor para uma profundidade de descarga de 80% e eficiência de 93% (Unipower, 2026), chega-se a uma capacidade útil mínima de 278,06 kWh.

Os valores consolidados por fazenda, considerando a potência média demandada, a contribuição da concessionária e a potência necessária a ser suprida pelas baterias estão na Tabela 21.

Tabela 21 – Potência Gerenciável Necessária e Adquirida por Fazenda.

Fazenda	$P_{Demanda}$ (kW)	$P_{Concessionária}$ (kW)	$P_{Baterias}$ (kW)	Capacidade Adquirida (kWh)	Modelo
Bebedouro	5,29	10,00	19,74	5x4,80=24,00	Unipower UPLFP48
Ressaca	54,74	35,00	278,06	4x16x4,80=307,20	Unipower UPLFP48

Fonte: Autor (2025).

A estratégia de operação das fontes gerenciáveis é coordenada por um sistema EMS, que prioriza o uso da energia solar fotovoltaica. Quando a geração solar é insuficiente, o sistema utiliza o fornecimento da rede elétrica até seu limite máximo, acionando o banco de baterias somente para complementar o que falta. Essa abordagem garante segurança energética, reduz os custos de operação e maximiza o aproveitamento das fontes renováveis.

O próximo item, Seção 3.3.3, apresenta a fonte de redundância adotada no sistema: um gerador a diesel dimensionado para garantir a continuidade total da irrigação mesmo em cenários extremos de falha simultânea da geração solar e da rede elétrica.

3.3.3 Fonte de Redundância

A fonte de redundância foi dimensionada com o objetivo de garantir o suprimento completo da microrrede em casos extremos de falha simultânea da geração solar e da fonte gerenciável (baterias e rede elétrica). Para isso, adotou-se o uso de conjuntos moto-geradores a diesel, dimensionados para atender a totalidade da demanda elétrica de pico em cada fazenda de forma independente.

O critério de dimensionamento baseou-se na potência máxima requerida pelos motores de bombeamento instalados em cada setor. Para obter a potência elétrica equivalente, considerou-se a conversão da potência mecânica dos motores (em cavalos-vapor) para potência elétrica ativa (em kW), corrigida pelo rendimento médio dos motores elétricos (88,5%). A seguir, foi aplicado o fator de potência típico de operação (0,95) para determinar a potência aparente total (em kVA), que serve de base para seleção dos grupos geradores.

Na Fazenda Bebedouro, que opera com um único motor de 15 cv, com uma potência aparente de 13,12 kVA. Assim, recomenda-se a instalação de um grupo gerador trifásico com no mínimo 15 kVA, garantindo margem operacional para partidas diretas e variações de carga.

Já na Fazenda Ressaca, aplicando os mesmos critérios de rendimento e fator de potência, obtém-se uma potência aparente total de 118,97 kVA. Para garantir robustez e tolerância a sobrecargas transitórias, o sistema foi arredondado para um grupo gerador de 150 kVA. Na Tabela 22 é mostrado as informações dos geradores escolhidos para este trabalho.

Tabela 22 – Potência de Redundância Consolidada por Fazenda.

Fazenda	Potência Mecânica Total (cv)	Potência Aparente (kVA)	Grupo Gerador	Modelo
Bebedouro	15,0	13,12	32 kVA	4M06G25/6
Ressaca	136	118,97	150 kVA	6M11G135/6

Fonte: Stemac(2025).

A adoção de uma fonte de redundância é especialmente relevante em ambientes rurais com infraestrutura de rede instável, como forma de assegurar a continuidade da irrigação e evitar perdas agrônômicas por falta d'água. Além disso, a presença do grupo gerador permite maior flexibilidade ao sistema, servindo como backup programado em situações de manutenção ou falha nos demais elementos da microrrede.

3.4 Controle do Sistema

3.4.1 Implementação do controle dos inversores.

O sistema de irrigação da microrrede é acionado por motores elétricos trifásicos, cuja rotação é controlada por inversores de frequência. Esses inversores têm papel fundamental não apenas na regulação da pressão e vazão do sistema hidráulico, mas também na adaptação da carga elétrica em função da disponibilidade energética, seja por limitação da geração fotovoltaica, restrição da rede elétrica ou nível de carga das baterias. Essa lógica personalizada é viabilizada pela automação embarcada nos inversores.

Foi escolhida a linha WEG CFW900, que combina alto desempenho em controle vetorial com flexibilidade de parametrização e recursos de automação por meio de CLP interno. Esses inversores são compatíveis com o sistema Pump Genius, permitindo a implementação de controle PID em malha fechada com base em sinais de pressão ou vazão, ajustando em tempo real a frequência de operação do motor.

A microrrede opera com tensão de linha de 440 Vca, exigindo que os inversores utilizados sejam alimentados diretamente por essa tensão trifásica. Todos os modelos selecionados pertencem à linha CFW900 T440, que suporta entrada em 440 V e é

dimensionada conforme a potência nominal dos motores de cada setor. Na Tabela 23 é apresentada a configuração adotada para cada bomba.

Tabela 23 – Inversores de Frequência por setor

Fazenda	Motor (cv)	Inversor Escolhido	Modelo
Bebedouro	15,0	CFW900 trifásico 20 cv	CFW900B26P0T4
Ressaca – Setor 1	50,0	CFW900 trifásico 60 cv	CFW900C74P0T4
Ressaca – Setor 2	60,0	CFW900 trifásico 60 cv	CFW900C74P0T4
Ressaca – Setor 3	20,0	CFW900 trifásico 25 cv	CFW900B33P0T4
Ressaca – Setor 4	6,0	CFW900 trifásico 7,5 cv	CFW900A14P0T4

Fonte: WEG (2025).

Cada inversor será configurado com parâmetros específicos para sua bomba, como faixa de frequência, rampas de aceleração e desaceleração, pressão mínima e máxima de operação, e limites de corrente. Com o uso do Pump Genius, será possível monitorar em tempo real a condição hidráulica do sistema e adaptar automaticamente o ponto de operação para otimizar o rendimento e evitar situações como cavitação ou sobrepressão.

Os inversores WEG CFW900 também incluem proteções integradas contra subtensão, sobretensão, sobrecorrente, perda de fase e falhas de rotor, além de serem compatíveis com protocolos industriais como Modbus RTU, CANopen e Ethernet/IP, o que permite sua integração direta ao sistema de gerenciamento de energia (EMS).

Essa arquitetura distribuída, com um inversor por setor, permite maior flexibilidade de operação, manutenção isolada por trecho e independência de controle. Cada setor pode operar de forma autônoma ou sincronizada com os demais, dependendo da estratégia de irrigação definida pelo usuário ou pelo EMS.

- Configuração do inversor de frequência.

A configuração dos inversores de frequência projetados neste trabalho foi realizada com o objetivo de garantir o controle dinâmico das bombas de irrigação em função da demanda hídrica e da energia disponível na microrrede. Para tanto, foi selecionado o modelo WEG CFW900, que apresenta recursos avançados de controle vetorial, integração com sistemas de automação, e capacidade de operação em redes trifásicas na faixa de 380–480 V, compatível com a tensão de linha de 440 Vca da instalação.

A lógica de controle estudada utiliza a funcionalidade Pump Genius Simplex, incorporada no próprio inversor, em conjunto com controladores PID em cascata. O primeiro controlador PID é dedicado ao controle da vazão do sistema de irrigação, com setpoints

ajustáveis de acordo com a cultura, estágio de desenvolvimento e tipo de pivô ou setor em operação. Já o segundo PID, configurado em cascata, atua sobre o perfil da potência disponível na microrrede permitindo que o inversor reduza a frequência de saída caso a geração solar seja limitada ou a bateria atinja limiar mínimo de carga, evitando desligamentos abruptos e em último caso ativando a geração por redundância, como mostra a Figura 8, no subcapítulo 3.5.1 é explicado como as variáveis agrônômicas se tornam representadas no eixo do motor, as influências de queda de potência e de demanda atendida são representados por degraus no início do controle.

Para permitir essa lógica, é necessário as funções de entrada analógica (AI) para leitura de sensores de pressão e vazão, enquanto a comunicação via RS485 integra o inversor ao sistema de gerenciamento de energia (EMS). O sistema EMS fornece um sinal contínuo de referência de potência (ou frequência limite) com base no perfil instantâneo de geração e armazenamento. Essa personalização pode ser implementada por meio do CLP embarcado (SoftPLC) do próprio inversor, permitindo a criação de rotinas lógicas personalizadas sem a necessidade de hardware externo.

A flexibilidade da plataforma CFW900 possibilita, ainda, que os inversores operem de forma autônoma ou coordenada, permitindo expansão modular do sistema para inclusão de novos setores ou bombas. Cada setor da Fazenda Ressaca foi dimensionado com seu próprio inversor CFW900 de potência adequada ao respectivo motor, enquanto na Fazenda Bebedouro um único inversor atende à bomba principal.

Essa configuração garante que a operação da microrrede seja responsiva às variações da demanda agrícola e da oferta energética, maximizando a eficiência e a segurança do sistema.

- Configuração do inversor de Tensão

A configuração do inversor híbrido em sistemas de microrredes fotovoltaicas em grid-zero exige atenção tanto aos parâmetros internos do equipamento quanto ao arranjo físico das conexões elétricas. O objetivo principal dessa configuração é garantir que toda a energia gerada pelos módulos fotovoltaicos seja prioritariamente utilizada para alimentar as cargas da irrigação e carregar o banco de baterias, exportando limitadamente os excedentes para a rede elétrica da concessionária (Cenários 1, 2, 3 e 4 das simulações). Para tal, utilizam-se recursos de limitação de injeção e sensores internos de corrente, conforme indicado nos manuais dos fabricantes Megarevo e simulados no subcapítulo 3.5.1.

Do ponto de vista de ligação elétrica, o inversor de Tensão deve ser conectado aos seguintes barramentos: entrada fotovoltaica, banco de baterias, porta *GRID* (rede da concessionária), porta *LOAD* (irrigação e gerador). A conexão fotovoltaica deve respeitar os limites de tensão em circuito aberto e corrente máxima de entrada estabelecidos no datasheet do equipamento, além de ser protegida por disjuntor CC dedicado. Já a conexão da bateria deve incluir proteção contra sobrecorrente CC, dimensionada conforme a seção dos cabos e a corrente nominal de carga/descarga. A ligação à rede deve ser feita por meio de disjuntor CA exclusivo, sendo vedado o uso de autotransformadores entre as portas *GRID* e *LOAD*, de modo a evitar correntes de retorno no neutro.

No que se refere à configuração dos parâmetros, o menu do inversor possibilita a escolha do *System Work Mode*, permitindo a limitação da potência de injeção na rede elétrica de acordo com o limite máximo estabelecido pela concessionária, normalmente definido pela potência do transformador disponível. Essa função utiliza transformadores de corrente externos ou medidores inteligentes para monitorar o fluxo de potência em direção à rede, ajustando automaticamente a saída do inversor e garantindo que não haja injeção acima do valor permitido.

A prioridade de utilização da energia pode ser definida no parâmetro *Energy Pattern*, que admite duas lógicas principais: *Load First*, em que a geração fotovoltaica atende primeiramente às cargas para, em seguida, carregar a bateria, e *Batt First*, em que a recarga do banco de baterias é priorizada em relação ao suprimento direto das cargas. Essa configuração deve estar alinhada à estratégia de gerenciamento energético da microrrede, a ser detalhada na Equação 3.11. Adicionalmente, funções como *Time of Use* permitem programar intervalos específicos para carga e descarga das baterias, possibilitando a sincronização da operação com as janelas de oportunidade energética definidas pelo controle SEM e simuladas no PV*SOL.

No caso da fazenda Ressaca, a filosofia de configuração é semelhante. O equipamento suporta operação tanto em *on-grid* quanto *off-grid*, com ampla faixa de tensão de bateria (420 a 850 V, dependendo do modelo) e comunicação com diversos protocolos de BMS. Também nesse caso, os princípios de configuração fotovoltaica exigem que a tensão mínima de operação do arranjo FV em alta temperatura seja superior à tensão máxima da bateria, e que a tensão máxima em baixa temperatura seja inferior ao limite mínimo da bateria, garantindo estabilidade entre os modos *buck* e *boost*.

Em síntese, a configuração do inversor híbrido em grid-zero envolve:

- (i) conexão elétrica segregada e protegida para módulos fotovoltaicos, baterias, rede e cargas;
- (ii) parametrização do modo de operação com restrição de exportação à rede;
- (iii) definição da prioridade de uso da energia conforme a estratégia do EMS;
- (iv) integração ao BMS e medidores externos para monitoramento seguro. Dessa forma, o sistema garante autonomia, segurança operacional e compatibilidade regulatória, atendendo aos requisitos específicos da microrrede de irrigação.

3.4.2 Estratégias de Controle

- Controle de Campo Constante (FOC – *Field Oriented Control*)

Considerando os modelos de motores e inversores adotados no trabalho (motores de indução de 2 polos acionados por CFW900 com aplicação Pump Genius) e os parâmetros hidráulicos consolidados, a parametrização do controle vetorial por FOC é definida com limites explícitos de rotação e com procedimento de partida compatível com as condições hidráulicas das linhas de recalque. Para os motores de 2 polos a 60 Hz, a velocidade síncrona é de 3600 rpm; na operação prática, a rotação nominal situa-se tipicamente próxima de 3 450 rpm, em razão do escorregamento. A rotação máxima programada será, portanto, a correspondente a maior vazão, de modo a não ampliar a altura manométrica além do previsto nas condições de projeto e a preservar as pressões de operação dos emissores apresentadas na Tabela 16. No contexto deste trabalho, tal limitação superior a 60 Hz na fazenda Bebedouro e nos setores de 1 a 4 e de 60 Hz, 68 Hz, 60 Hz, 57 Hz na Ressaca, mantém a altura manométrica total (HMT) dentro das faixas já calculadas para cada setor na Tabela 17, evitando sobrepressões decorrentes da relação quadrática $H \propto n^2$ de bombas centrífugas.

O limite inferior de rotação para operação contínua por FOC é fixado em 45 Hz em bebedouro e em 33 Hz, 38 Hz, 45 Hz e 43 Hz para os setores de 1 a 4. Esse valor assegura torque disponível e ventilação do motor em regime permanente, ao mesmo tempo em que permanece compatível com as vazões e perdas consolidadas para os trechos de sucção e recalque. A adoção de frequência mínima garante margem eletromecânica ao conjunto moto-bomba, assegurando que as condições de perda de carga e de pressão de operação permaneçam dentro dos limites apresentados na Tabela 14, no desnível geométrico consolidado na Tabela 15 e nos requerimentos hidráulicos por setor da Tabela 17.

Para o tempo de partida, distinguem-se duas situações operacionais. Na condição de linha eventualmente vazia, o enchimento hidráulico governa o processo; nessa situação,

recomenda-se limitar a velocidade da frente de escoamento a valores que evitem transientes excessivos, de modo que o tempo mínimo de enchimento resulte diretamente dos comprimentos e diâmetros de cada recalque (ver Tabela 8, 9, 10, 11, 12 e 13) e das pressões aceitáveis no ponto de entrega (ver Tabela 16). Quando o recalque permanece cheio (situação rotineira), o enchimento deixa de ser determinante e a rampa elétrica do inversor pode ser reduzida, desde que a taxa de variação de pressão no ponto de entrega mantenha-se dentro das margens de operação estabelecidas na Tabela 16, preservando as HMTs de referência da Tabela 17. Em ambas as circunstâncias, o controle por FOC, associado à função de enchimento de tubulação do Pump Genius, mantém a aceleração em malha fechada de pressão e vazão, assegurando que a transição da frequência mínima até a rotação de referência não exceda os limites hidráulicos já especificados. No subcapítulo 3.5.1 é demonstrada o comportamento do motor na partida e no enchimento da tubulação na simulação do inversor de frequência.

Em síntese, os parâmetros finais a serem considerados no controle do Pump Genius e simulados no capítulo 3.5.1, coerentes com o dimensionamento e com as recomendações de operação, são: rotação máxima correspondente a frequência de cada local para todos os setores; rotação mínima de para operação contínua por FOC; e tempo de partida condicionado pelo cenário hidráulico, adotando-se rampa de aceleração compatível com os comprimentos e diâmetros de cada recalque (Tabela 8, 10, 11, 12 e 13), com as perdas admissíveis (Tabela 14), com o desnível geométrico (Tabela 15) e com as pressões de operação dos emissores (Tabela 16). A seleção e alocação dos inversores por setor encontram-se apresentadas na Tabela 23, garantindo rastreabilidade entre os parâmetros de controle e os equipamentos efetivamente especificados e simulados.

- Gerenciamento de Energia (EMS – Energy Management System)

O Gerenciamento de Energia (EMS) tem por finalidade coordenar, em tempo real, as fontes de energia (fotovoltaica, rede elétrica, banco de baterias e motogerador) e a carga de bombeamento, assegurando o atendimento da demanda hídrica com o menor custo energético possível, dentro dos limites dos equipamentos e das restrições elétricas e hidráulicas da microrrede. O EMS atua de forma integrada ao controle vetorial por campo (FOC) do inversor de frequência com Pump Genius, mantendo as proteções como instância prioritária de decisão. Quando houver disponibilidade energética suficiente, a operação é conduzida pela necessidade hídrica (definida por ETc e monitorada por tensiômetros e simulado na Figura 54); quando a energia disponível não for suficiente, a rotação do motor

é reduzida para que a potência elétrica requerida se iguale à potência disponível (representada por degraus na simulação), respeitando os limites de pressão e vazão do sistema (ver Tabela 16).

A estratégia de decisão do EMS é formalizada por uma função de custo horária (t) que agrega os custos das fontes e uma penalidade agrônômica associada ao déficit horário de lâmina de irrigação. Essa formulação é apresentada na Equação 3.11.

$$C_{total}(t) = \int_0^t [\lambda_{rede} P_{rede}^+(t) + \lambda_{diesel} P_{diesel}(t) + c_{ciclo} E_{Bat,eq}(t) + \lambda_{FV} P_{FV}(t) + k_{curt} P_{curt}(t)] dt + \sum \alpha (\Delta NBI(t))^2 \quad 3.11$$

em que λ_{rede} representa o custo da rede elétrica em R\$/kWh; λ_{diesel} representa o custo unitário do diesel convertido em kWh elétrico em R\$/kWh; c_{ciclo} representa o custo equivalente por energia ciclada na bateria em R\$/kWh_{eq}; λ_{FV} representa o custo do sistema fotovoltaico e pode ser considerado nulo em despacho de curto prazo; k_{curt} penaliza o vertimento fotovoltaico quando houver capacidade elétrica e hidráulica para aproveitamento, ambos em R\$/kWh; e α pondera a penalidade pelo déficit diário de NBI em R\$/mm². O termo $\Delta NBI(t)$ é definido como a diferença entre a lâmina requerida e a atendida em mm (O erro da irrigação), computada pela integração do escoamento aplicado na área irrigada (ver Equação 3.1, Tabela 1 e 2).

O termo de penalidade quadrática associado ao déficit de lâmina de irrigação foi adotado com base em princípios clássicos de controle ótimo e otimização convexa, nos quais penalidades do tipo quadrático são amplamente utilizadas para representar desvios em relação a valores de referência, garantindo suavidade da função custo e maior penalização para déficits elevados. Essa abordagem é consagrada na literatura de controle e programação matemática, sendo compatível com a formulação de despacho energético em microrredes.

A coerência energética é garantida pelo balanço instantâneo de potência, que vincula geração, armazenamento, perdas e consumo. Essa relação é explicitada na 3.12.

$$P_{FV}(t) + P_{rede}^+(t) + P_{diesel}(t) + P_{bat,desc}(t) - P_{bat,carg}(t) - P_{motor}(t) - P_{aux}(t) - P_{rede}^-(t) - P_{curt}(t) = 0 \quad 3.12$$

m que $P_{rede}^+(t)$ denota potência importada e $P_{rede}^-(t)$ potência exportada. A restrição regulatória de injeção é imposta pela Equação 3.13

$$0 \leq P_{rede}(t) \leq P_{lim,injeção} \quad 3.13$$

na qual $P_{lim,injeção}$ corresponde ao limite de injeção definido pela potência do transformador da unidade consumidora (Referência da simulação do inversor da rede na simulação do inversor de tensão). A dinâmica de estado de carga das baterias, os limites de $C-rate$ e profundidade de descarga, compõem o conjunto de restrições operativas a serem consolidadas e simuladas no inversor de tensão no subcapítulo 3.5.1.

A integração entre o função de custo e o controle hidráulico ocorre por meio das leis de semelhança das bombas, que relacionam a rotação à potência requerida (Figura 54). O EMS computa, a cada passo de controle, a potência disponível $P_{disponível}(t)$ a partir de $P_{FV}(t)$ dos limites de rede, da capacidade de descarga das baterias e, em contingência, do motogerador. Em seguida, determina o *setpoint* de rotação $n_{ref}(t)$ para o conjunto motobomba com saturações nos limites já definidos para operação contínua (frequências mínima e máxima) e respeitando as pressões alvo do sistema. O *setpoint* é transmitido ao Pump Genius, que executa o FOC aplicando rampas, intertravamentos e malha de pressão, prevalecendo sempre que algum parâmetro hidráulico ultrapasse as faixas admissíveis. A diferença da resposta temporal entre o controle do inversor de tensão (ordem de milissegundos) e o controle de frequência associado ao conjunto motobomba (ordem de segundos) é o que viabiliza a adoção de modelos distintos nas simulações. Dessa forma, a representação por carga constante e fonte constante, respectivamente, torna-se válida, uma vez que, embora vinculados por um único controle em cascata, a separação temporal impede que um controle interfira negativamente no outro.

A demanda hídrica diária é quantificada pela NBI e ingressa na função de custo tanto na forma de meta de volume quanto na forma de penalidade por déficit. de modo que $\Delta NBI(t)$ é a diferença entre a requerida e a atendida. A constante α é definida por equivalência marginal entre o “custo de adiar” e o “custo de recuperar” a lâmina de irrigação, segundo a 3.14.

$$\alpha = \frac{C_{mm}}{\Delta_{ref}} \quad 3.14$$

em que Δ_{ref} é um déficit de referência tolerado, variável por cultura, em (mm) e C_{mm} é o custo de aplicar 1 mm na área irrigada, muito influenciável pelas tubulações, alturas de recalque e bombas. Calculado pela Equação 3.15

$$C_{mm} = \lambda_{eff} e_{bomba} \frac{A}{1000} \quad 3.15$$

com λ_{eff} representando o custo marginal de fornecimento de energia no período (tarifa por horário, custo equivalente de ciclo das baterias e, quando aplicável, custo do

diesel) e e_{bomba} representando a energia específica do conjunto moto-bomba. Os parâmetros λ_{rede} , λ_{diesel} , c_{ciclo} , P_{FV} , k_{curt} são apresentados na Tabela 24 e foram obtidos por pesquisa de mercado do valor de aquisição e operação por kWh durante toda a vida útil da fonte de energia.

Tabela 24 – Parâmetros globais de custo da fonte de energia.

Item	Símbolo	Unidade	Valor Adotado
Custo da Rede (convencional)	λ_{rede}	R\$/kWh	0,7459
Custo do Gerador	λ_{diesel}	R\$/kWh	1,7271
Custo por kWh ciclado da bateria	c_{ciclo}	R\$/kWh	0,3850
Custo da FV	P_{FV}	R\$/kWh	0,0411
Penalidade por vertimento (adotada)	k_{curt}	R\$/kWh	0,0411

Fonte: Autor(2025).

Os consumos de energia e_{bomba} está demonstrado na Tabela 25.

Tabela 25 – Gasto de Energia Diário por Motor.

Setor	Volume (m³/dia)	Q (m³/h)	t (h/dia)	e_{bomba} (kWh/m³)	E_{bomba} (kWh/dia)
Bebedouro	247,05	63,48	3,8918	0,263	64,974
Setor 1	1.042,20	76,04	13,7059	0,649	676,380
Setor 2	1.080,80	78,86	13,7053	0,791	854,640
Setor 3	880,08	64,21	13,7062	0,325	286,026
Setor 4	308,80	22,53	13,7062	0,299	92,331

Fonte: Autor(2025).

O custo por milímetro de lâmina C_{mm} está demonstrado na Tabela 26.

Tabela 26 – Custo por milímetro de lâmina (C_{mm}) por setor e fonte.

Setor	Área (ha)	C_{mm} Rede (R\$/mm)	C_{mm} Bateria (R\$/mm)	C_{mm} Gerador (R\$/mm)	C_{mm} Fotovoltaico (R\$/mm)
Bebedouro	13,50	38,7310	19,9917	89,6763	2,1352
Setor 1	54,00	61,9696	31,9867	143,4822	3,4163
Setor 2	56,00	52,8761	27,2929	122,4273	2,9150
Setor 3	45,60	103,0740	53,2034	238,6538	5,6823
Setor 4	16,00	39,7829	20,5346	92,1120	2,1932

Fonte: Autor(2025).

A penalidade α do erro quadrado da lâmina está demonstrado na Tabela 27.

Tabela 27 – Penalidades (α) por setor e fonte.

Setor	$L_{mín}$ (mm/h)	T_{base} (h)	Δ_{ref} (mm)	α Bateria (R\$/mm²)	α Rede (R\$/mm²)	α Gerador (R\$/mm²)	α Fotovoltaico (R\$/mm²)
Bebedouro	0,102	1	0,1020	195,9967	379,7155	879,1799	20,9332

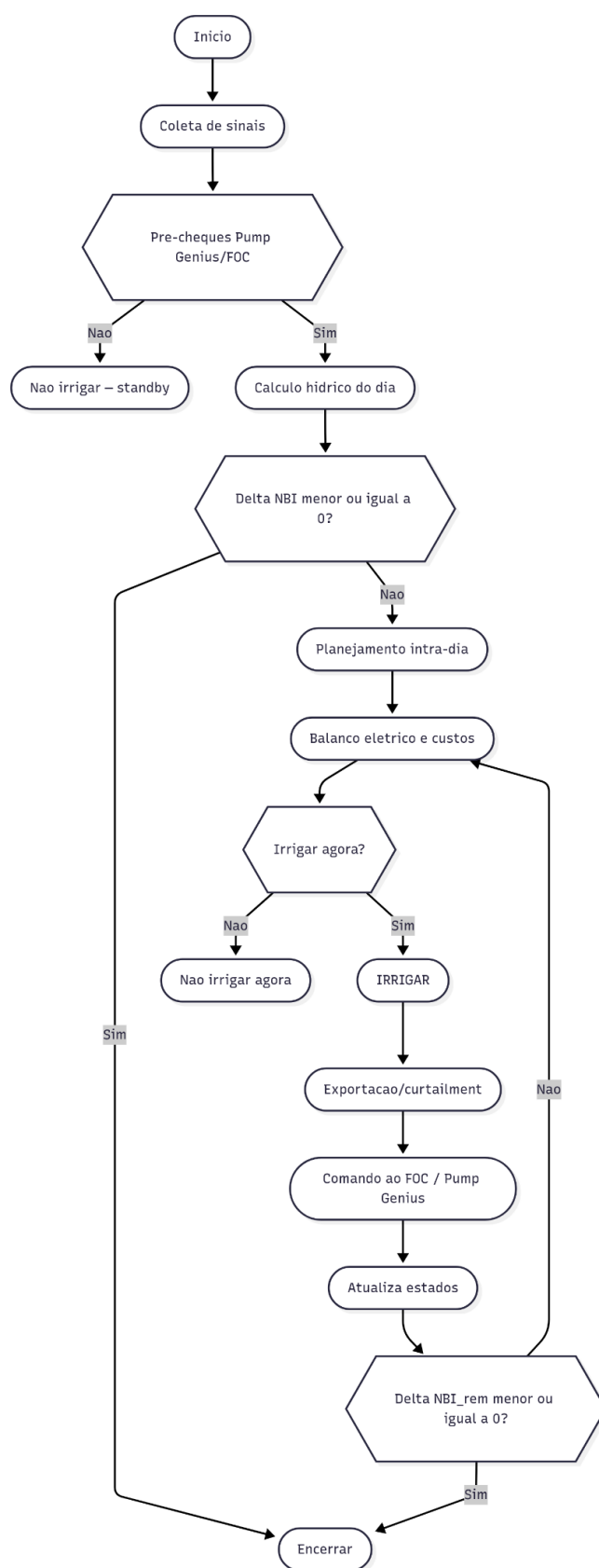
Setor	L_{min} (mm/h)	T_{base} (h)	Δ_{ref} (mm)	α Bateria (R\$/mm ²)	α Rede (R\$/mm ²)	α Gerador (R\$/mm ²)	α Fotovoltaico (R\$/mm ²)
Setor 1	0,0285	1	0,0285	1122,3390	2174,3709	5034,4615	119,8701
Setor 2	0,0285	1	0,0285	957,6451	1855,3000	4295,6962	102,2801
Setor 3	0,0285	1	0,0285	1866,7860	3616,6303	8373,8182	199,3798
Setor 4	0,0285	1	0,0285	720,5139	1395,8924	3232,0000	76,9536

Fonte: Autor(2025).

A presença explícita dos termos $\lambda_{FV}P_{FV}(t)$ e $k_{curt}P_{curt}(t)$ no funcional permite representar duas políticas usuais. Quando o custo marginal da fotovoltaica no curto prazo for considerado nulo, $\lambda_{FV}(t) = 0$ e a prioridade recai sobre reduzir k_{curt} por meio do aproveitamento da geração solar em carga direta ou em carregamento de baterias, respeitando o limite de injeção à rede; quando se desejar contabilizar degradação ou O&M proporcionais ao uso, adota-se $P_{FV}(t) > 0$, o que modera o uso intensivo em cenários de baixo benefício marginal. Em ambos os casos, a restrição de injeção limita $-P_{rede}^-(t)$ ao teto permitido, e o EMS utiliza *peak-shaving* e *time of use* para deslocar importações e carregamentos a períodos mais econômicos, mantendo a integridade elétrica e hidráulica.

Por fim, destaca-se a rastreabilidade entre o funcional de custo e os elementos físicos do sistema. Os sinais medidos (potência fotovoltaica disponível, estado da rede, SOC, pressões e vazões), os *setpoints* aplicados (rotação do motor, limites de importação/injeção, *time of use* do híbrido) e os parâmetros de decisão (λ , c_{ciclo} , k_{curt} , α) estão na Tabela 24 e 27 de parâmetros e penalidades do EMS, enquanto o fluxo de informação e comando é sintetizado na Figura 38 por meio do diagrama de blocos e da máquina de estados. Essa organização assegura que a estratégia de controle mantenha coerência com as seções anteriores, particularmente com a configuração do inversor de tensão e com a operação por FOC do conjunto moto-bomba, garantindo desempenho, segurança e conformidade regulatória da microrrede de irrigação.

Figura 38 - Fluxograma do controle



Fonte: Autor(2025).

3.5 Simulações

Este capítulo apresenta, de forma sistemática e reproduzível, os procedimentos adotados para a realização das simulações que fundamentam a análise técnica e econômica do sistema proposto. Inicialmente, são descritas as etapas de preparação e execução das simulações dinâmicas no ambiente PSIM, voltadas à avaliação eletromecânica do acionamento de irrigação e ao comportamento transitório do conjunto inversor de tensão e depois do conjunto motobomba. Em seguida, são detalhados os critérios de configuração e interpretação das simulações energéticas anuais realizadas no software PV*SOL, utilizadas para estimar a geração fotovoltaica, os fluxos de energia e a autonomia do sistema ao longo do ano.

Este capítulo descreve, de forma reproduzível:

- (i) como foram preparadas e executadas as simulações dinâmicas no PSIM para avaliação eletromecânica do acionamento de irrigação,
- (ii) como foram configuradas e interpretadas as simulações energéticas anuais no PV*SOL

3.5.1 Simulações no PSIM – Modelagem, Cenários e Critérios

- Objetivo

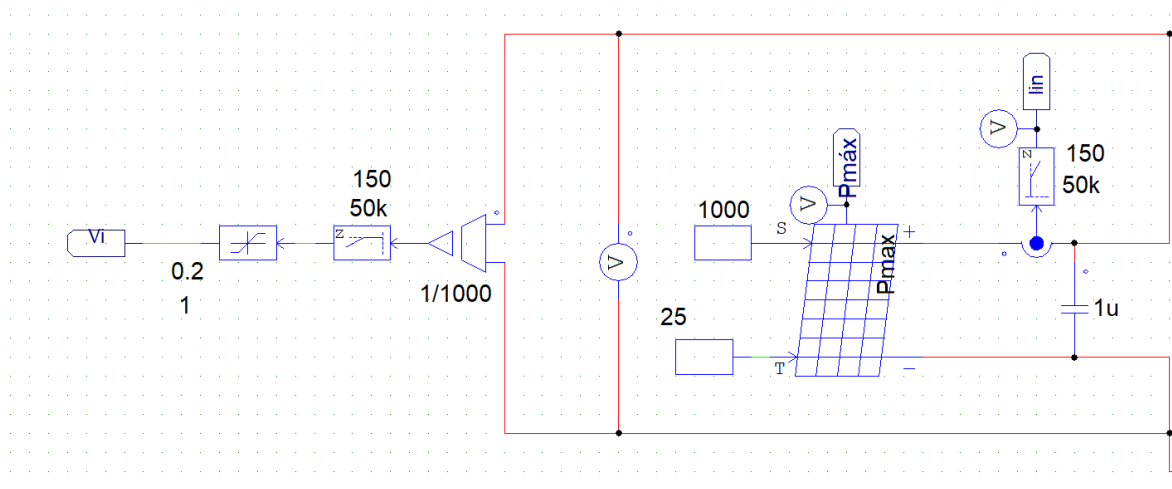
Avaliar o comportamento de curto prazo (segundos) do conjunto fonte DC/CA → inversor de frequência → motor de indução → bomba → rede hidráulica equivalente, incluindo eventos como: partida, aceleração, variação de carga hidráulica, perda e retorno de fonte, cavitação, frenagem e comutação de fontes (rede, fotovoltaica, baterias e gerador a diesel).

- Modelagem e Parâmetros

Com o objetivo de representar o comportamento da geração fotovoltaica utilizada na microrrede proposta, foi implementado no ambiente de simulação um modelo elétrico simplificado do arranjo fotovoltaico, no qual a potência máxima disponível é função direta da irradiância solar e da temperatura de operação dos módulos. Esse modelo permite avaliar a resposta do sistema frente a variações nas condições ambientais e sua interação com o barramento CC da microrrede.

Na Figura 39 apresenta o esquema de simulação do sistema fotovoltaico adotado, no qual a entrada de irradiância (S) e a temperatura (T) são utilizadas como variáveis de controle para o cálculo da potência máxima disponível (P_{max}). O modelo incorpora ganhos de escala, blocos de limitação e elementos de condicionamento elétrico, permitindo a adequação da potência gerada aos níveis compatíveis com o restante do sistema simulado. A tensão e a corrente do arranjo são monitoradas continuamente, possibilitando a análise e o controle do comportamento elétrico da fonte fotovoltaica em diferentes cenários de operação.

Figura 39 - Simulação do Módulo Fotovoltaico no PSIM



Fonte: Simulado pelo Autor (2025).

Os parâmetros utilizados na simulação do módulo fotovoltaico estão apresentados na Figura 40 e correspondem ao modelo físico do painel TSUN TS605S8F-132GANT, adotado como referência para a Fazenda Ressaca. Esses parâmetros foram inseridos no bloco de módulo fotovoltaico do ambiente de simulação com o objetivo de representar de forma realista o comportamento elétrico do painel, considerando tanto as condições padrão de teste quanto os efeitos de temperatura e irradiância.

Figura 40 - Parâmetros do Painel Fotovoltaico - Ressaca (TSUN TS605S8E-132GANT)

Parameter	Value	Display
Name	SCP1	☐
Number of Cells Ns	14*66	☐
Standard Light Intensity S0	1000	☐
Ref. Temperature Tref	25	☐
Series Resistance Rs	0.0025/20	☐
Shunt Resistance Rsh	1000	☐
Short Circuit Current Isc0	15.96*20	☐
Saturation Current Is0	20*7.3e-10	☐
Band Energy Eg	1.12	☐
Ideality Factor A	1.2	☐
Temperature Coefficient Ct	20*0.045	☐
Coefficient Ks	0	☐

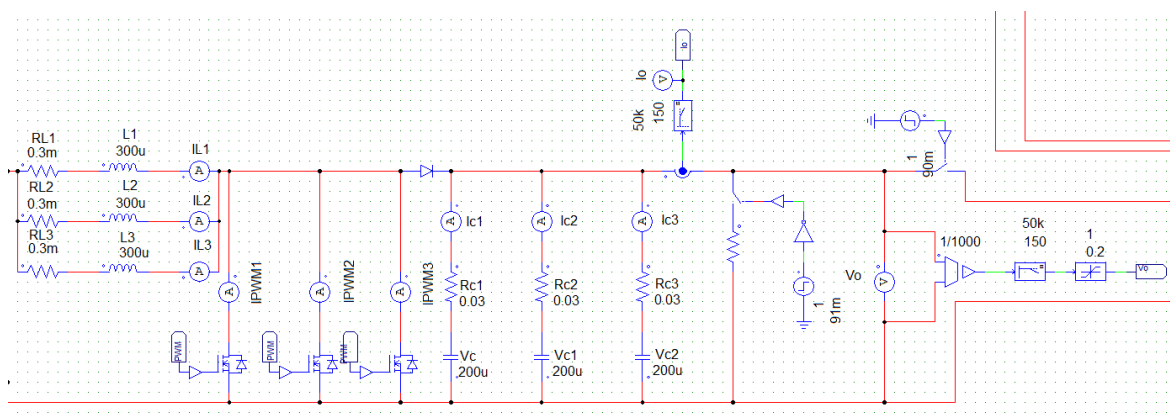
Fonte: Autor(2025).

Conforme ilustrado na Figura 40, o modelo considera o número de células em série, a irradiância padrão ($S0 = 1000 \text{ W/m}^2$) e a temperatura de referência ($T_{ref} = 25 \text{ }^\circ\text{C}$), além dos principais parâmetros elétricos do módulo, como a resistência série (R_s), a resistência de shunt (R_{sh}), a corrente de curto-circuito (I_{sc}) e a corrente de saturação (I_{s0}). Esses parâmetros são fundamentais para a correta reprodução das curvas características corrente–tensão (I–V) e potência–tensão (P–V) do módulo fotovoltaico.

Adicionalmente, o modelo incorpora o fator de idealidade do diodo, a energia de banda proibida do material semiconductor e os coeficientes de temperatura, permitindo avaliar a influência das condições térmicas sobre o desempenho do painel. A adoção desse conjunto de parâmetros possibilita que a potência máxima extraída pelo sistema fotovoltaico seja corretamente estimada e integrada ao controle do conversor Boost e ao gerenciamento energético da microrrede.

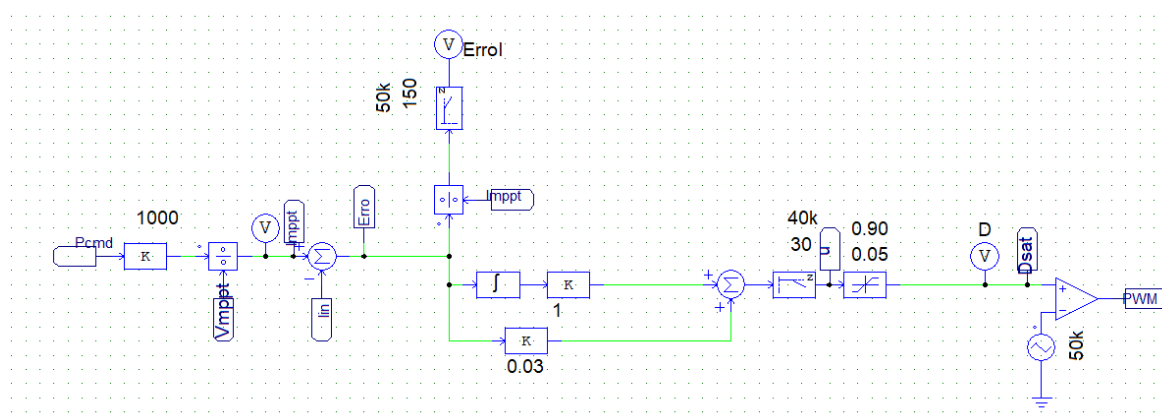
Com o objetivo de elevar a tensão da geração fotovoltaica (V_i) para o nível do barramento CC da microrrede (V_o), foi implementado um conversor CC–CC Boost multipernas com estratégia de controle em cascata, estruturada de forma hierárquica da malha mais rápida para a mais lenta. Essa abordagem permite garantir estabilidade dinâmica, resposta rápida a perturbações e adequada coordenação entre os objetivos elétricos e energéticos do sistema como mostra na Figura 41

Figura 41 - Simulação boost multipernas



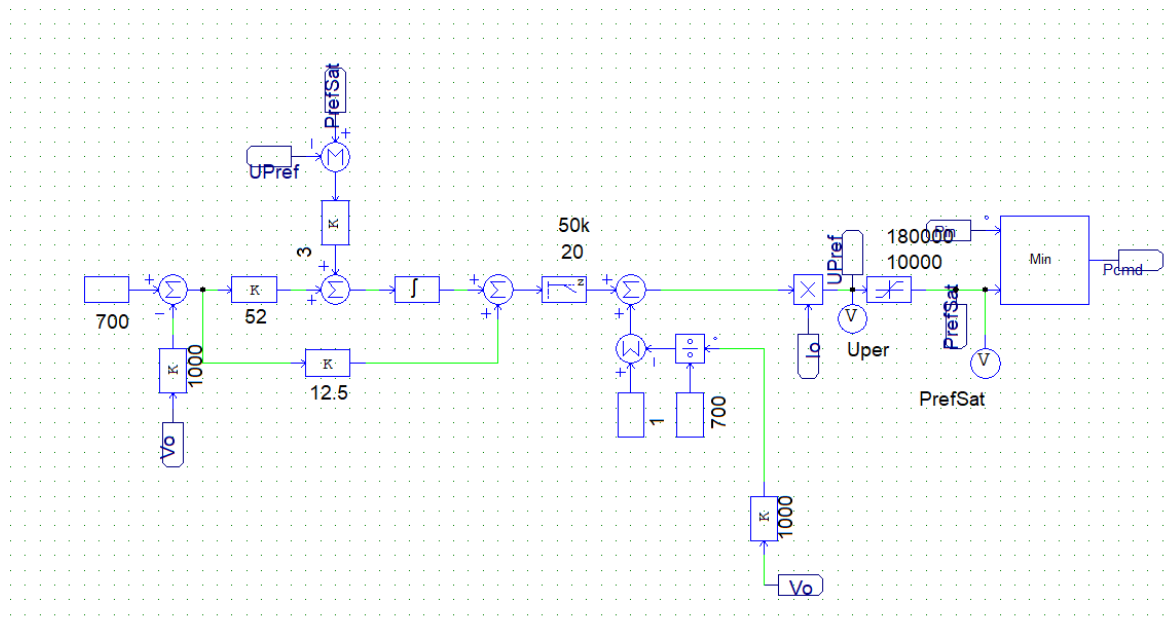
Fonte: Autor (2025).

As Figuras 42 apresenta a estrutura completa do sistema de controle adotado para o conversor Boost, no qual a malha interna de corrente (I_o) atua como a camada mais rápida do controle, sendo responsável por regular a corrente entregue ao barramento CC e assegurar o correto compartilhamento entre os ramos do conversor. Essa malha confere robustez ao sistema frente a variações abruptas de carga e de potência disponível na entrada fotovoltaica.

Figura 42 - Controle da malha de corrente I_o 

Fonte: Autor (2025).

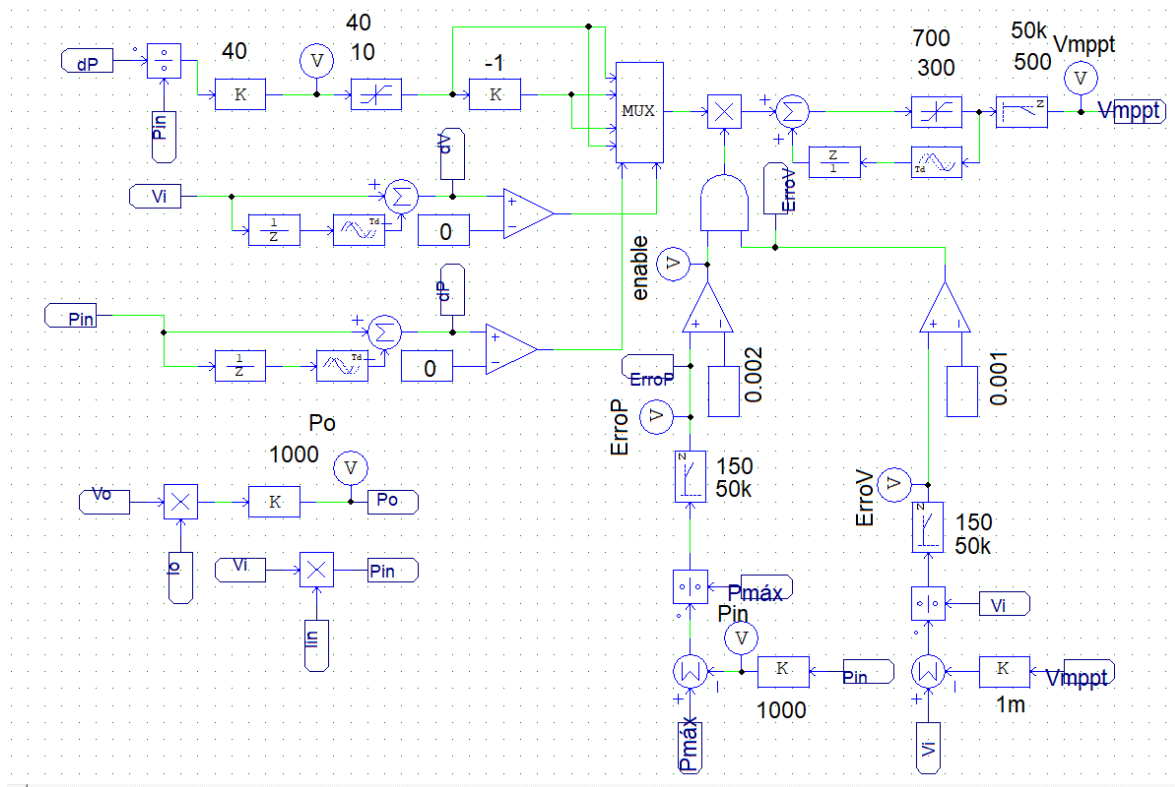
Sobre a malha de corrente, foi implementada a malha intermediária de controle da tensão do barramento CC (V_o), ajustada para manter o nível de tensão em 700 V como mostra a Figura 43. Essa malha atua definindo a referência de corrente para o conversor, garantindo a estabilidade do barramento CC e a adequada interface com os estágios subsequentes do sistema, como o inversor e o gerenciamento de energia da microrrede.

Figura 43 - Controle da malha de tensão V_o 

Fonte: Autor (2025).

Na Figura 44 mostra a camada mais externa e de dinâmica mais lenta, foi incorporado o controle de Ponto de Máxima Potência (MPPT), com estratégia do PeO (Perturba e Observa), para a tensão de entrada V_i , responsável por ajustar a referência de tensão de forma a maximizar a extração de energia disponível. A atuação do MPPT é naturalmente desacoplada das malhas internas, permitindo que a otimização energética ocorra sem comprometer a estabilidade elétrica do sistema.

Figura 44 - Controle MPPT com estratégia PeO



Fonte: Autor (2025).

Ressalta-se que não foi foco deste trabalho a análise detalhada das formas de onda internas de comutação do conversor, uma vez que o objetivo principal desta modelagem consiste em analisar o comportamento da corrente de saída (I_o) e da tensão do barramento CC (V_o), bem como a eficácia da estrutura de controle em cascata na regulação dessas grandezas. Essa escolha metodológica está alinhada com o escopo do trabalho, que prioriza a avaliação do desempenho elétrico e energético do inversor de tensão na microrrede, em detrimento da análise de fenômenos de chaveamento em alta frequência.

A Tabela 28 apresenta os principais parâmetros elétricos e de controle utilizados na modelagem do conversor boost CC-CC, responsável pela elevação e regulação da tensão do barramento contínuo do sistema, fixada em 700 V. O conversor foi implementado no ambiente de simulação considerando uma estrutura fisicamente mais realista (multipernas), com componentes distribuídos em ramos paralelos, permitindo a análise individual das correntes e das dinâmicas elétricas do sistema.

Tabela 28 – Parâmetros do boost do inversor de tensão. (Megarevo)

Parâmetro	Quantidade	Valor	Unidade
L_{Boost}	3 em paralelo	300	μH
$R_{L_{\text{Boost}}}$	3 em paralelo	300	$\mu\Omega$
C_{Boost}	3 em paralelo	200	μF

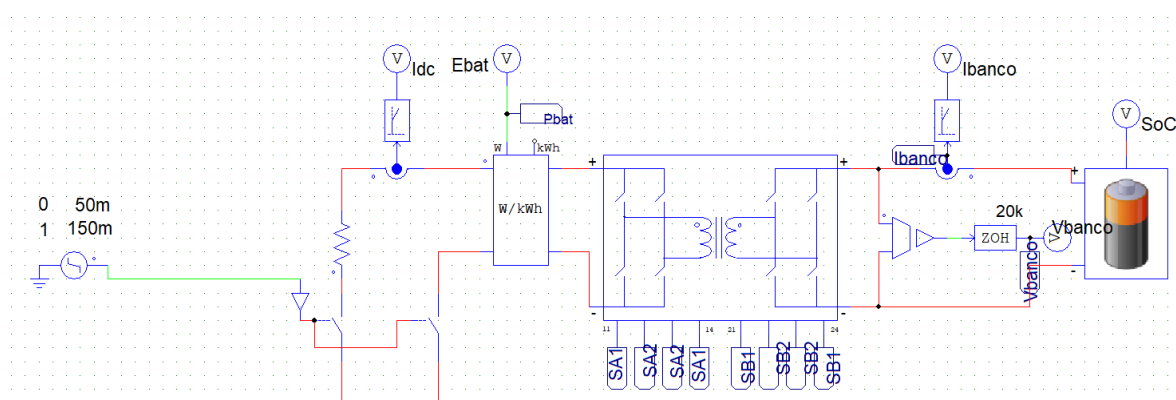
Parâmetro	Quantidade	Valor	Unidade
RC_{Boost}	3 em paralelo	10	$m\Omega$
C_{dc}	2 em série	115	μF
$f_{fechamento}$	-	50	kHz
Mosfets	3 em paralelo	120/1000	A/V
$K_{i_{corrente}}$	-	1	1/As
$K_{p_{corrente}}$	-	0,03	1/A
Técnica de MPPT	-	PeO	-
$K_{i_{tensão}}$	-	52	1/Vs
$K_{p_{tensão}}$	-	12,5	1/V
$K_{antiwindup}$	-	3	1/s
V_{dc}	-	700	V

Fonte: Autor(2025).

Com o objetivo de avaliar a interação entre o barramento CC da microrrede e o sistema de armazenamento por baterias, foi implementado um modelo de banco de baterias acoplado ao barramento por meio de um conversor CC–CC bidirecional do tipo *Dual Active Bridge* (DAB). Essa topologia foi adotada por permitir a transferência bidirecional de potência com isolamento galvânica, elevada eficiência e facilidade de controle do fluxo energético entre o barramento CC e o banco de baterias.

Na Figura 45 apresenta o esquema de simulação do subsistema de baterias baseado em um conversor DAB, no qual são monitoradas a tensão do barramento CC (V_o), a corrente do banco de baterias (I_{banco}), a potência trocada com o barramento (P_{bat}) e o estado de carga (SoC). O DAB possibilita a operação tanto em regime de carga quanto de descarga, permitindo que o banco de baterias atue como elemento de suporte energético em diferentes condições de geração e demanda.

Figura 45 - Simulação do DAB acoplado ao barramento CC

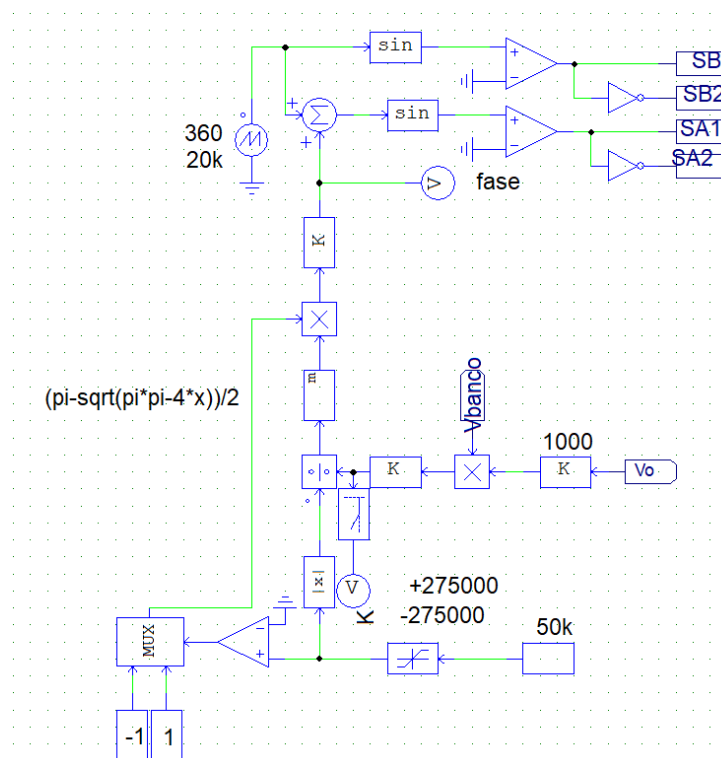


Fonte: Autor (2025).

Na Figura 46 é apresentado controle do conversor DAB foi estruturado de forma a regular a corrente do banco (I_{banco}), utilizando o deslocamento de fase entre as pontes ativas

como variável de controle do fluxo de potência. Dessa forma, a potência transferida entre o barramento CC e o banco de baterias é ajustada conforme a necessidade do sistema, respeitando os limites operacionais do banco e contribuindo para a estabilização da tensão V_o .

Figura 46 - Controle do DAB por defasamento



Fonte: Autor (2025).

Adicionalmente, o modelo contempla a estimativa do estado de carga (*SoC*) do banco de baterias, obtida a partir da integração da corrente ao longo do tempo, permitindo avaliar a autonomia energética e os limites de operação do sistema de armazenamento. Ressalta-se que não foi foco desta etapa a análise detalhada das formas de onda internas do DAB, mas sim a avaliação do comportamento da corrente I_{banco} e da tensão V_o , bem como o papel do armazenamento na manutenção do equilíbrio energético da microrrede.

Na Figura 47 apresenta os parâmetros utilizados na modelagem do conversor Dual Active Bridge (DAB), responsável pelo acoplamento bidirecional entre o barramento contínuo (V_o) e o estágio seguinte do inversor de tensão. O DAB foi escolhido por sua capacidade de operar com isolamento galvânica, fluxo bidirecional de potência e elevada flexibilidade no controle do fluxo energético, características essenciais para aplicações em microrredes e sistemas com múltiplas fontes.

Figura 47 - Parâmetros da DAB (dual active Bridge) do inversor de tensão (Megarevo)

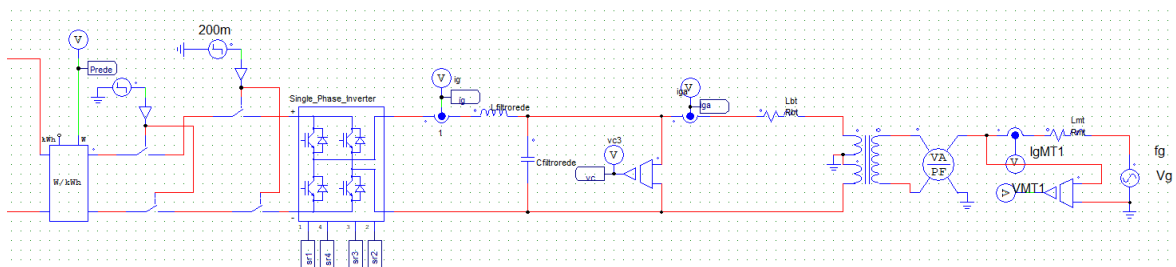
Parameter	Value	Display
Name	S1	☐
Model Level	Ideal	☐
Switch Resistance Rsw1	2m	☐
Switch Resistance Rsw2	2m	☐
Rp (primary)	2m	☐
Rs (secondary)	2m	☐
Lp (pri. leakage)	5u	☐
Ls (sec. leakage)	6u	☐
Np/Ns Ratio	0.93	☐
Current Flag S11...S14	0,0,0,0	☐
Current Flag S21...S24	0,0,0,0	☐
Current Flag Ipri,Isec	0,0	☐
Voltage Flag S11...S14	0,0,0,0	☐
Voltage Flag S21...S24	0,0,0,0	☐
Voltage Flag Vpri,Vsec	0,0	☐

Fonte: Autor (2025).

Com o objetivo de analisar o acoplamento entre a rede elétrica em corrente alternada e o barramento CC da microrrede (V_o), foi implementado um estágio de interface baseado em um conversor CA–CC bidirecional, responsável por permitir a troca controlada de potência entre a rede e o barramento contínuo. Essa estrutura possibilita tanto a absorção quanto a injeção de potência pela rede, contribuindo para a estabilidade energética do sistema.

Na Figura 48 apresenta o esquema de simulação do estágio de acoplamento com a rede, composto por uma ponte monofásica, associada a um filtro de saída que reduz os harmônicos de chaveamento antes do ponto de conexão com a rede. As grandezas elétricas monitoradas incluem a corrente da rede (i_g), a tensão no ponto de acoplamento e a tensão do barramento CC (V_o), permitindo avaliar o impacto da interação com a rede sobre a estabilidade do barramento contínuo.

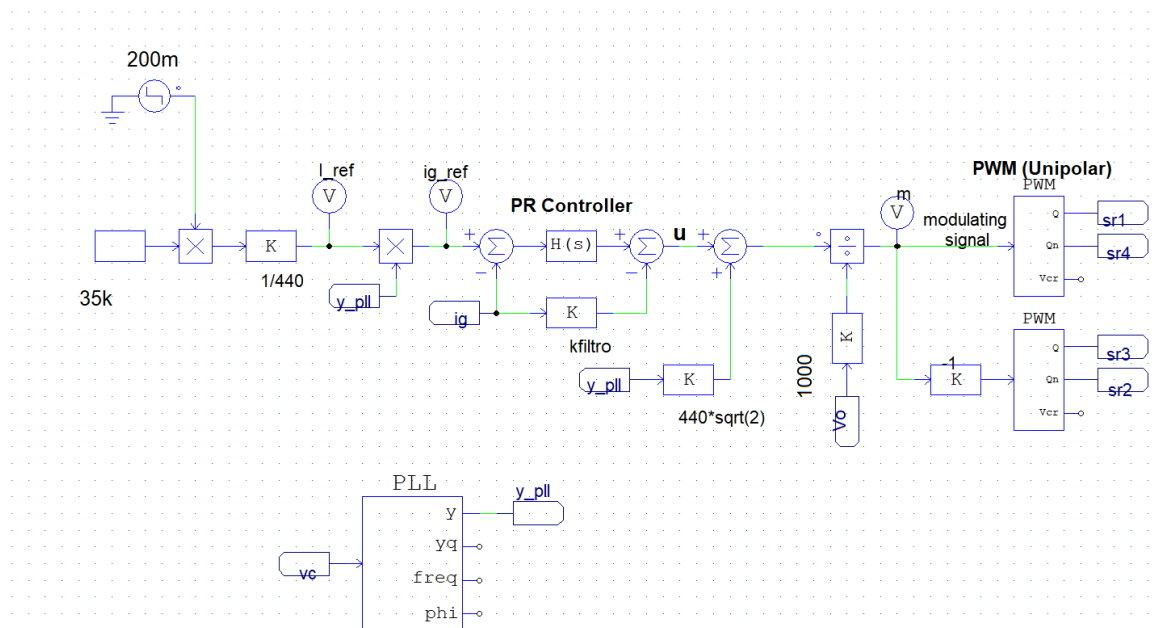
Figura 48 - Acoplamento da rede CA com o barramento CC



Fonte: Autor (2025).

O sistema de controle desse estágio, Figura 49, é estruturado a partir de uma malha de controle de corrente, na qual a corrente da rede (i_g) é regulada de acordo com uma referência derivada da potência desejada para troca com o barramento CC. O erro de corrente é processado por um controlador proporcional-ressonante (PR), adequado para aplicações em corrente alternada por apresentar elevado ganho na frequência fundamental, garantindo o correto rastreamento da referência senoidal.

Figura 49 – Controle do conversor CA-CC da rede



Fonte: Autor (2025).

A sincronização com a rede elétrica é realizada por meio de um Phase-Locked Loop (PLL), que fornece as informações de fase e frequência necessárias para a geração das referências e para a modulação do conversor. Dessa forma, o fluxo de potência entre a rede e o barramento CC é ajustado de maneira coordenada, assegurando que a atuação da rede contribua para a regulação da tensão V_o e para o equilíbrio energético da microrrede.

A Tabela 29 apresenta os parâmetros utilizados na modelagem da rede da concessionária, representada na simulação como uma rede de Média Tensão (MT) com configuração split-phase na baixa tensão (BT), conforme características típicas do atendimento da concessionária Equatorial. Essa modelagem permite avaliar a interação entre a rede elétrica convencional e o sistema de conversão de energia proposto, especialmente em regimes de acoplamento, suporte e contingência.

Tabela 29 – Parâmetros da Concessionária (Equatorial)

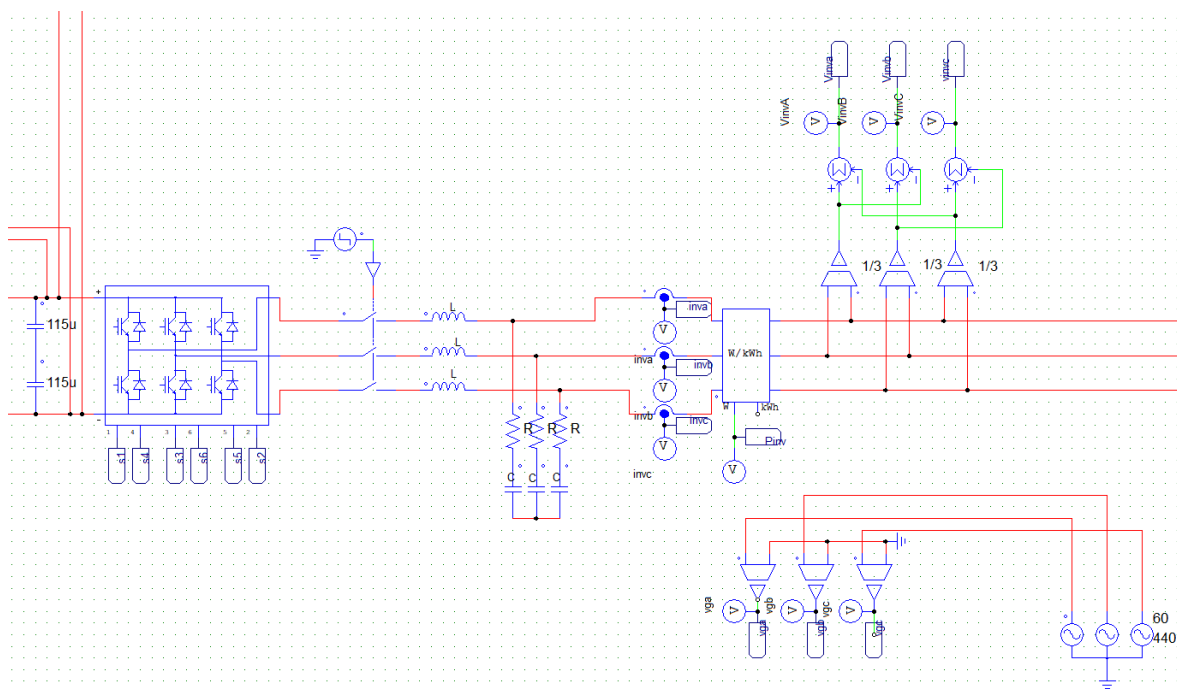
Parâmetro	Quantidade	Valor	Unidade
fechamento		MRT com split-phase.	
V_{LL}		7.97kV/440/220V	
$R_{\text{primário}}$	1 por fase	45	mΩ
$R_{\text{secundário}}$	1 por fase	22,5	mΩ
$L_{\text{primário}}$	1 por fase	865	μH
$L_{\text{secundário}}$	1 por fase	432,5	μH
L_m	1 por fase	75	H
N_p/N_s	-	18,11	
R_{MT}	1 por fase	34	mΩ
L_{MT}	1 por fase	112	μH
R_{BT}	1 por fase	170	mΩ
L_{BT}	1 por fase	40	μH

Fonte: Autor(2025).

Ressalta-se que, nesta etapa, o foco da análise está no comportamento da tensão do barramento CC (V_o) e da corrente de acoplamento com a rede (ig), não sendo realizada uma investigação detalhada dos fenômenos internos de chaveamento do conversor, em consonância com o escopo do trabalho.

Com o objetivo de analisar o acoplamento da carga elétrica trifásica ao barramento CC da microrrede (V_o), foi implementado um estágio de interface baseado em um conversor CA–CC trifásico bidirecional como mostra na figura 50, associado a uma estratégia de controle vetorial no referencial síncrono (dq). Essa abordagem permite controlar de forma desacoplada as componentes de corrente associadas à troca de potência ativa e reativa, garantindo estabilidade do barramento CC e adequada interação com a carga.

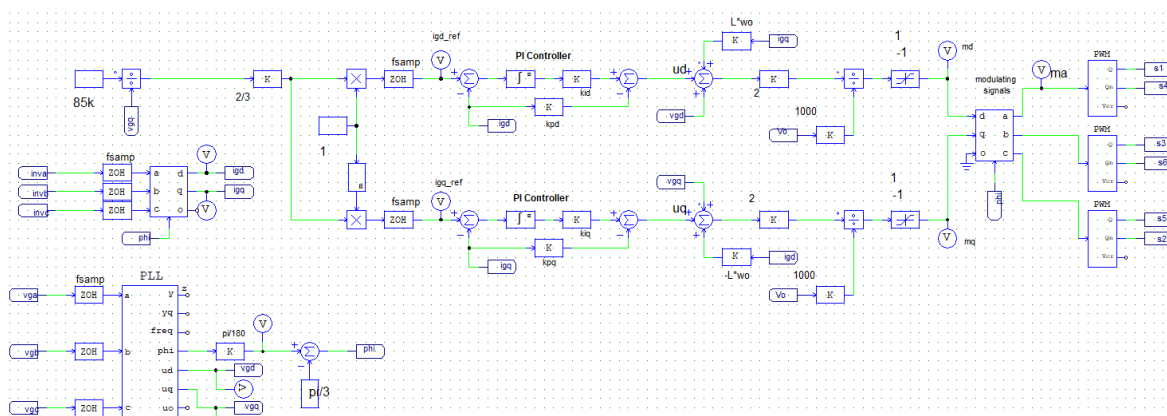
Figura 50 - Simulação conversor trifásico da carga



Fonte: Autor (2025).

A Figura 51 apresenta a estrutura completa do sistema de controle e do circuito de potência do conversor trifásico. As tensões e correntes da carga são inicialmente medidas e transformadas do sistema abc para o sistema dq por meio das transformações de Clarke e Park, utilizando o ângulo estimado por um Phase-Locked Loop (PLL) sincronizado com uma rede artificial. Essa simplificação na sincronização é fundamental para assegurar o correto alinhamento do referencial de controle com a tensão do barramento CC.

Figura 51 - Controle do conversor trifásico da carga com o barramento CC



Fonte: Autor (2025).

No referencial dq , as correntes medidas (igd e igq) são comparadas às respectivas referências (igd_ref e igq_ref). A componente direta (d) é associada ao controle da potência ativa trocada com a rede e, consequentemente, à regulação da tensão do barramento CC (V_o), enquanto a componente em quadratura (q) é utilizada para o controle da potência reativa,

sendo ajustada conforme os requisitos de operação do sistema. Os erros de corrente são processados por controladores do tipo PI, que fornecem as tensões de referência no eixo dq .

Os termos de desacoplamento cruzado, associados à frequência elétrica da rede, são incorporados à lei de controle, permitindo compensar os efeitos dinâmicos entre os eixos d e q . As tensões de referência calculadas são então transformadas de volta para o sistema abc e utilizadas como sinais modulantes para a geração dos pulsos PWM que comandam as chaves do conversor trifásico.

No circuito de potência, o conversor é conectado ao barramento CC por meio de capacitores de enlace e à rede por meio de indutores e filtros, responsáveis pela atenuação dos harmônicos de chaveamento e pela limitação das correntes transitórias. As grandezas monitoradas incluem as correntes de fase, a potência trocada com a rede e a tensão do barramento CC (V_o), permitindo avaliar a eficácia do acoplamento e o impacto da atuação da rede na estabilidade energética da microrrede.

A Tabela 30 apresenta os parâmetros elétricos e de controle associados à ponte inversora trifásica e ao filtro LC de saída do inversor de tensão. Esse estágio é responsável pela conversão da energia do barramento contínuo em tensão alternada trifásica, com amplitude e frequência controladas, garantindo compatibilidade com a carga conectada.

Tabela 30 – Parâmetros da ponte inversora do inversor de tensão (Megarevo)

Parâmetro	Quantidade	Valor	Unidade
$f_{\text{fechamento}}$	-	10	kHz
L_{filtroLC}	1 por fase	400	μH
C_{filtroLC}	1 por fase	35	μF
RC_{filtroLC}	1 por fase	2,2	Ω
$K_{id_{\text{corrente}}}$	-	125	M/As
$K_{pd_{\text{corrente}}}$	-	1,4	1/A
$K_{iq_{\text{corrente}}}$	-	125	M/As
$K_{pq_{\text{corrente}}}$	-	1,4	1/A
V_{refd}	-	0	V
V_{refq}	-	384	V
f_{ref}	-	60	Hz
$I_{d_{\text{ref}}}$	Corrente de potência ativa da carga		
$I_{q_{\text{ref}}}$	Corrente de potência reativa da carga		

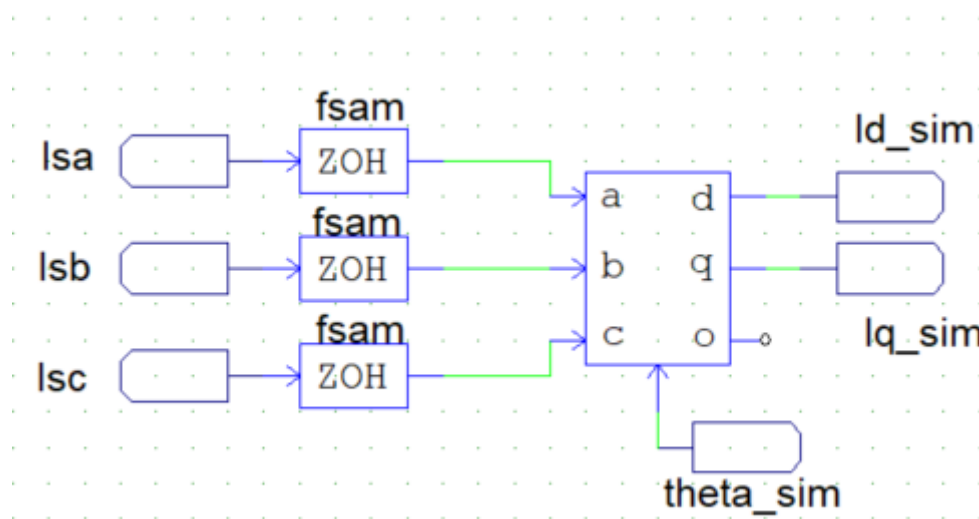
Fonte: Autor(2025).

Ressalta-se que, nesta etapa, o foco da análise está no comportamento da tensão V_o e das correntes associadas ao acoplamento com a rede, bem como na eficácia do controle vetorial em manter o equilíbrio energético do sistema. Não foi realizada uma análise detalhada dos fenômenos de chaveamento em alta frequência, em consonância com o escopo do trabalho e com o nível de abstração adotado nas simulações.

O conjunto de figuras apresentado, compreendido entre a Figura 52 e a Figura 58 representa a modelagem completa do sistema eletromecânico e de controle utilizado nas simulações deste trabalho. O objetivo do modelo é reproduzir, de forma fiel, o comportamento de um sistema de acionamento de motor de indução trifásico aplicado à irrigação, contemplando desde a conversão de energia elétrica até a interação com a carga hidráulica e a estratégia de controle adotada.

Conforme ilustrado na Figura 52 as correntes trifásicas do motor, medidas nas fases do estator, são inicialmente adquiridas e submetidas a um processo de amostragem digital por meio de blocos do tipo *Zero-Order Hold (ZOH)*. Esse procedimento é fundamental para representar corretamente a implementação prática do controle, uma vez que, em sistemas reais, as grandezas elétricas são lidas por conversores analógico-digitais e mantidas constantes durante o período de amostragem. Em seguida, essas correntes trifásicas são transformadas do sistema de coordenadas estacionário abc para o sistema de coordenadas rotativo dq, utilizando o ângulo elétrico estimado do campo girante. Essa transformação, também apresentada na Figura 52, permite a separação das componentes de corrente associadas ao fluxo magnético e ao torque eletromagnético do motor, viabilizando a aplicação do controle vetorial.

Figura 52 - Coleta das Correntes do MIT

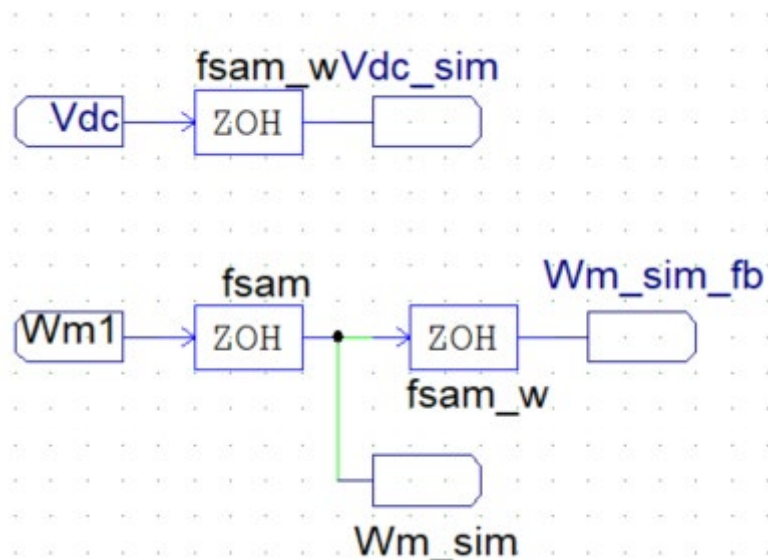


Fonte: Autor(2025).

De forma complementar, a Figura 53 apresenta os blocos responsáveis pela aquisição da tensão do barramento de corrente contínua e da velocidade mecânica do motor. A tensão do barramento CC é monitorada e amostrada para garantir que o inversor opere dentro dos limites adequados de modulação, enquanto a velocidade mecânica processada é utilizada como sinal de realimentação da malha de controle de velocidade. A presença de diferentes

taxas de amostragem, evidenciada na Figura 53, reflete uma característica típica de sistemas de controle em cascata, nos quais a malha interna de corrente opera em frequência mais elevada do que a malha externa de velocidade, assegurando maior estabilidade e rapidez de resposta dinâmica, semelhante a malha de controle do inversor de tensão.

Figura 53 - Coleta da Velocidade e Tensão do Link CC do MIT

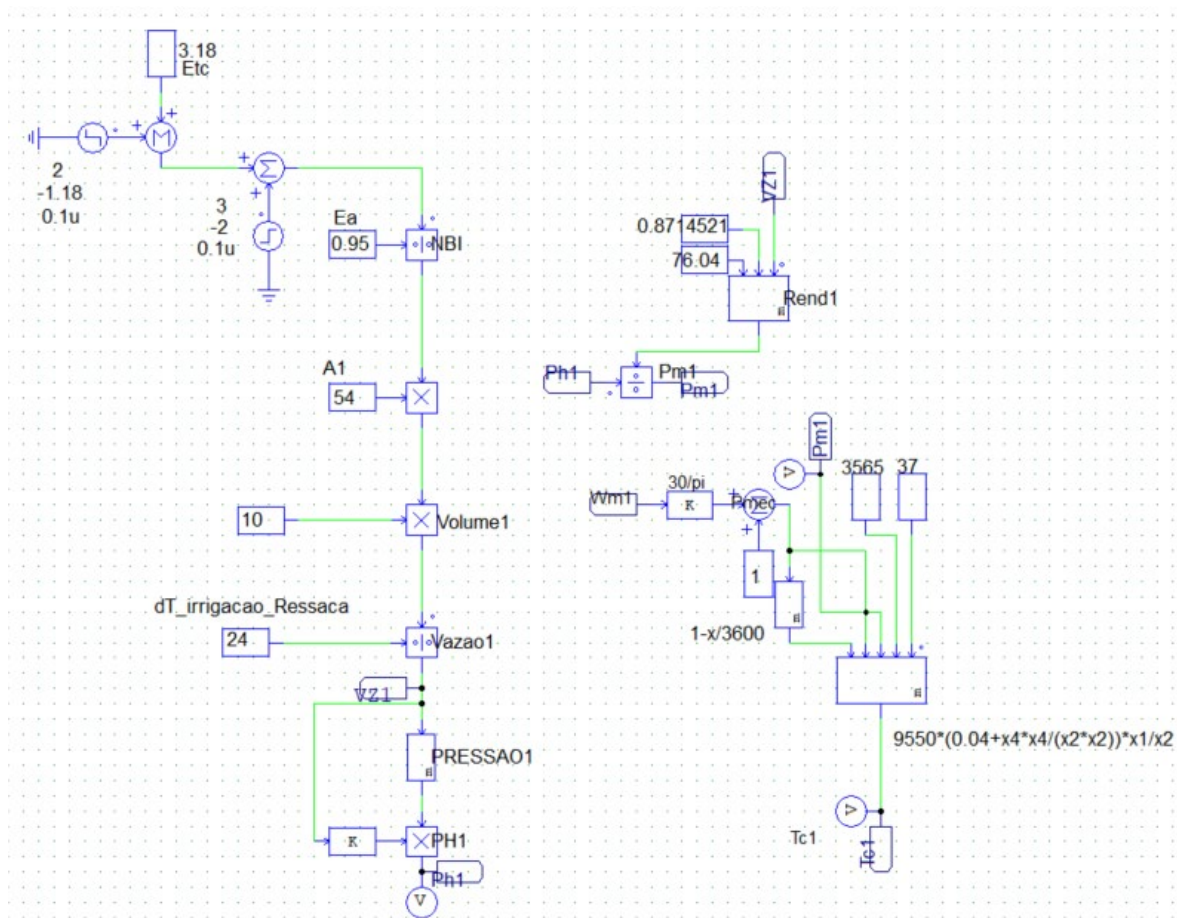


Fonte: Autor(2025).

O subsistema responsável pela representação da carga hidráulica associada à irrigação é apresentado na Figura 54. Nesse bloco, variáveis agronômicas, como a evapotranspiração e a eficiência de aplicação, são utilizadas para determinar a necessidade bruta de irrigação. Essa necessidade é convertida em volume de água a ser aplicado sobre a área irrigada e, posteriormente, em vazão, considerando o tempo disponível para irrigação.

A partir da vazão requerida, são estimadas as condições hidráulicas impostas ao sistema, como pressão ou altura manométrica equivalente, que influenciam diretamente o torque resistente aplicado ao eixo do motor. Dessa forma, conforme ilustrado na Figura 54, a simulação estabelece uma ligação direta entre a demanda hídrica do cultivo e o esforço mecânico exigido do conjunto motobomba, tornando o modelo coerente com a aplicação real.

Figura 54 - Relação das variáveis agrônômicas com o eixo do motor

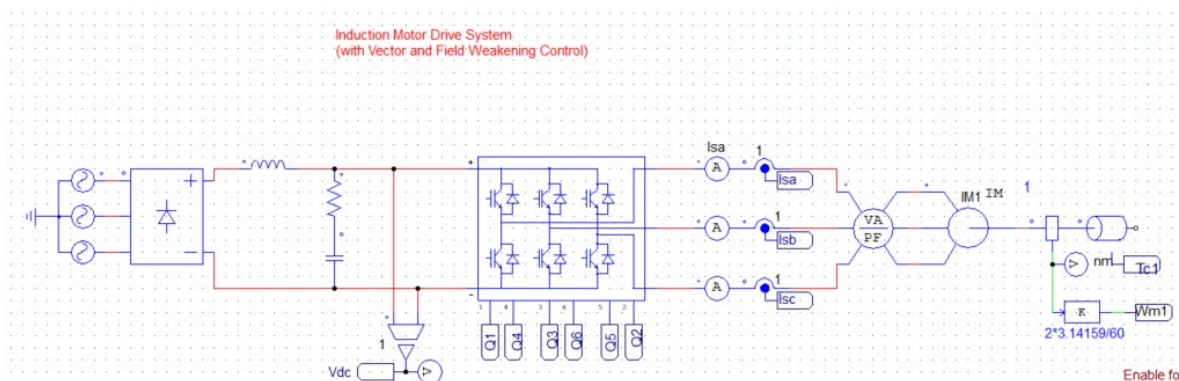


Fonte: Autor (2025).

O núcleo do sistema de controle, apresentado na Figura 55, é baseado na técnica de Controle Vetorial Orientado a Campo (FOC), estruturada em malhas em cascata. A malha externa de velocidade compara a velocidade de referência com a velocidade medida do motor, gerando uma referência de torque. Essa referência é convertida em uma componente de corrente no eixo q, enquanto a componente no eixo d é utilizada para o controle do fluxo magnético. A malha interna de corrente, que opera em maior frequência, regula as correntes d e q por meio de controladores apropriados, resultando em tensões de comando no referencial rotativo. Essas tensões são posteriormente transformadas em sinais adequados para a modulação do inversor, conforme evidenciado na Figura 55.

com elementos de filtragem e um inversor trifásico de dois níveis comandado por modulação por vetor espacial. Esse conjunto alimenta o motor de indução trifásico, cujo comportamento elétrico e mecânico é modelado a partir de parâmetros representativos de uma máquina real.

Figura 57 - Simulação circuito de força



Fonte: Autor (2025).

Durante a simulação, são monitoradas grandezas como correntes de fase, torque eletromagnético e velocidade mecânica, possibilitando uma análise detalhada da resposta dinâmica do sistema.

Por fim, a Figura 58 apresenta a janela de parametrização utilizada nas simulações, na qual são definidos a tensão do barramento CC, a frequência de chaveamento do inversor, os parâmetros elétricos e mecânicos do motor, as características da carga e os ajustes do controlador. A apresentação explícita desses parâmetros é essencial para garantir a reprodutibilidade dos resultados e a coerência entre o modelo matemático implementado e o sistema físico que se deseja representar.

Figura 58 - Janela de parametrização MIT

Update Parameter File		Help
DC Bus		
Vdc	700	
Inverter		
fsw	20000	
Load		
T_load	200	
J_load	0.01	
Motor		
Rs	0.150	
Lls	0.687m	
Rr	0.037	
Llr	0.687m	
Lm	31.64m	
P	2	
J	0.2128	
nm_rated	3565	
f	60	
Vll_rms	440	
Motor Controller		
Vtri	1	
fsm	20000	
fsm_w	2000	
fcr_i	1000	
fcr_w	100	
nm_ref	2500	
Update Parameter File		

Fonte: Autor (2025).

Em conjunto, as Figuras 52 a 58 constituem um modelo completo e integrado, capaz de avaliar o desempenho do acionamento elétrico sob diferentes condições de carga e operação, bem como de analisar a interação entre o sistema de controle, o conversor de potência e a demanda hidráulica associada à irrigação.

- Cenários de ensaio

- Inversor de Tensão

C1 – Start do Inversor até estabilizar a tensão do barramento CC e sincronismo com a rede (0 até 90ms).

C2 – Alimentação da carga pela fonte principal (90 ms até 150 ms).

C3 – Alimentação da carga pela fonte principal e baterias (150 ms até 200 ms).

C4 – Alimentação da carga pela fonte principal, baterias e injeção na rede (200 ms até 400 ms).

- Inversor de Frequência

C5 – Partida suave e aceleração do conjunto até a rotação nominal do setor 1 da Fazenda Ressaca (maior Necessidade Hidrica) de 0 à 2 segundos.

C6 – Degrau de carga hidráulica (abertura/fechamento parcial de linha) e verificação de estabilidade de 2 à 3 segundos.

C7 – Frenagem com rampa (parada controlada) de 3 à 10 segundos.

Nas simulações realizadas neste trabalho, optou-se por empregar abordagens distintas para a representação da carga no inversor de tensão e para a representação da fonte no inversor de frequência, conforme as etapas de ensaio descritas entre C1 e C7. Essa escolha está diretamente relacionada à diferença de escala temporal, objetivo da análise e fenômenos físicos predominantes em cada caso.

Na simulação do inversor de tensão, correspondente às etapas C1 a C4, o foco principal é a análise do comportamento do barramento de corrente contínua, do processo de sincronismo com a rede e da transição entre as diferentes fontes de energia (fonte principal, baterias e injeção na rede). Esses fenômenos ocorrem em uma escala de tempo da ordem de milissegundos, sendo fortemente influenciados pela dinâmica elétrica do conversor, dos elementos passivos do barramento CC e pelos algoritmos de controle associados ao chaveamento e à regulação de tensão. Nesse contexto, a carga foi modelada como uma carga CC constante, uma vez que o objetivo não é avaliar a dinâmica da carga em si, mas sim a capacidade do inversor de tensão em manter a estabilidade do barramento CC frente às transições de operação. A utilização de uma carga CC constante permite isolar os efeitos do controle do inversor e das fontes de energia, evitando que variações dinâmicas externas mascarem o comportamento intrínseco do conversor durante eventos rápidos, como o *start-up*, a entrada das baterias e a injeção de potência na rede.

Por outro lado, na simulação do inversor de frequência, associada às etapas C5 a C7, o objetivo passa a ser a análise do comportamento eletromecânico do conjunto motor–carga, incluindo a partida suave, a aceleração até a rotação nominal, a resposta a degraus de carga hidráulica e a frenagem controlada. Esses fenômenos ocorrem em uma escala de tempo significativamente maior, tipicamente da ordem de segundos, sendo dominados pela inércia mecânica do sistema, pela dinâmica do controle vetorial e pelas características da carga hidráulica. Nesse cenário, a fonte de alimentação foi considerada como uma fonte de tensão constante, representando um barramento CC ideal já estabilizado. Essa simplificação é justificada pelo fato de que, para os tempos analisados nessa simulação, as dinâmicas rápidas do inversor de tensão e do barramento CC já se encontram amortecidas e estabilizadas, não interferindo de forma relevante na resposta do motor.

É importante destacar que os passos de simulação adotados em cada estudo são substancialmente diferentes. A simulação do inversor de tensão utiliza um passo de integração reduzido de 1 μ s, adequado à análise de fenômenos rápidos de chaveamento e controle, enquanto a simulação do motor trifásico adota um passo de 5 μ s compatível com

fenômenos eletromecânicos mais lentos. Em razão dessa separação de escalas temporais, as respostas em degrau observadas em uma simulação não interferem, para efeitos práticos, nos resultados da outra. Dessa forma, as duas análises podem ser tratadas como quase desacopladas, permitindo que cada subsistema seja avaliado de forma independente, sem perda de validade física ou coerência do modelo global.

Assim, a adoção de uma carga CC constante na simulação do inversor de tensão e de uma fonte de tensão constante na simulação do inversor de frequência constitui uma estratégia de modelagem intencional, alinhada aos objetivos específicos de cada etapa do estudo. Essa abordagem reduz a complexidade computacional, melhora a clareza da análise e assegura que os resultados obtidos reflitam, de forma direta, os fenômenos de interesse em cada faixa temporal, mantendo a consistência entre o modelo numérico e o comportamento esperado do sistema real.

3.5.2 Simulações no PV*SOL – Configuração, Saídas e Validação

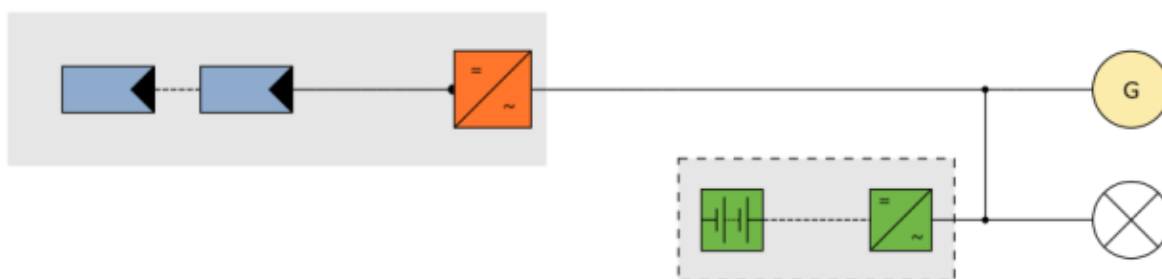
- Objetivo

Estimar energia anual (kWh/ano), autoconsumo e perdas do sistema fotovoltaico para cada fazenda (Ressaca e Bebedouro), com baterias, e com a lógica grid-zero (EMS).

- Modelagem e Parâmetros

O processo de simulação energética do sistema fotovoltaico foi realizado a partir da configuração apresentada na Figura 59, que ilustra o diagrama funcional do sistema adotado no software. O arranjo corresponde a um sistema fotovoltaico autônomo com gerador adicional, no qual a geração solar constitui a fonte principal de energia, sendo complementada por armazenamento de LifePO4 sendo a fonte gerenciável e por um gerador auxiliar, garantindo maior confiabilidade operacional. Essa configuração é compatível com aplicações isoladas e com microrredes destinadas ao atendimento de cargas críticas, como sistemas de irrigação, nas quais a continuidade do fornecimento energético é um requisito essencial.

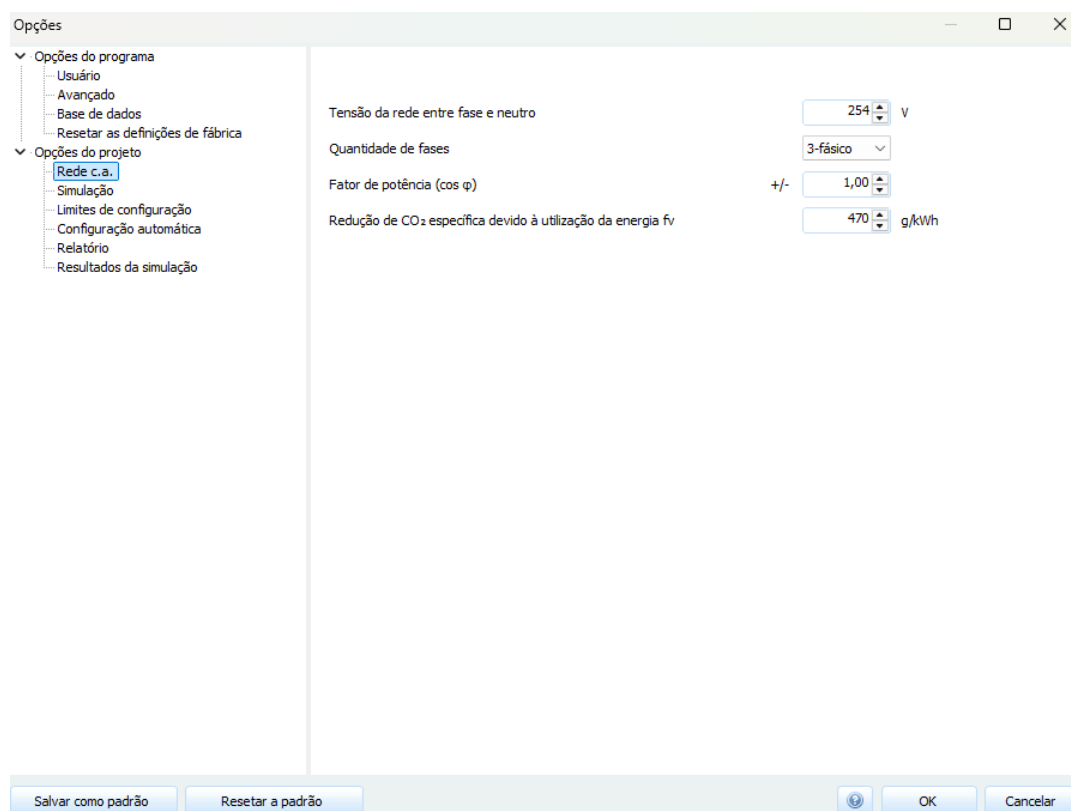
Figura 59 - Esquemático da simulação no PV*SOL



Fonte: Autor (2025).

As características da rede elétrica de apoio utilizadas como referência na simulação são apresentadas na Figura 60. Observa-se que a tensão nominal entre fase e neutro foi definida como 254 V, com sistema trifásico e fator de potência unitário. Essa parametrização reflete uma condição idealizada do ponto de acoplamento em corrente alternada do inversor de tensão com os inversores de frequência e gerador adicional, adequada para a análise energética global do sistema. Adicionalmente, foi adotado um fator de redução específica de emissões de CO₂ de 470 g/kWh, permitindo a posterior quantificação dos benefícios ambientais associados à utilização da energia fotovoltaica.

Figura 60 - Parâmetros de configuração da rede elétrica



Fonte: Autor (2025).

A Figura 61 apresenta as opções gerais de simulação adotadas. Optou-se pela utilização de um intervalo de simulação de 1 hora, classificado pelo software como uma

simulação mais rápida. Essa escolha se justifica pelo objetivo de avaliar o desempenho energético anual do sistema, no qual fenômenos de curta duração não possuem impacto significativo sobre os resultados globais. Também se observa a não utilização da modelagem tridimensional, uma vez que o foco do estudo não está na análise detalhada de sombreamentos geométricos complexos, mas sim no balanço energético e na interação entre geração e consumo ao longo do ano.

Figura 61 - Parâmetros de simulação

Opções

- Opções do programa
 - Usuário
 - Avançado
 - Base de dados
 - Resetar as definições de fábrica
- Opções do projeto
 - Rede c.a.
 - Simulação**
 - Limites de configuração
 - Configuração automática
 - Relatório
 - Resultados da simulação

☐ Modelagem 3D: Calcular a diminuição do rendimento devido a sombras (requer 2 simulações)

Intervalo da simulação: ☒ 1 hora (simulação mais rápida) ☐ 1 minuto (simulação mais precisa)

Parâmetros para os dados climáticos

Perdas devido a desvio do espectro padrão: %

Modelo para radiação difusa:

Modelo para radiação no nível inclinado:

Resultados detalhados da simulação

Registrar valores de radiação difusa e direta:

Gravar curvas características para módulos:

Parâmetros para as áreas de módulos

☐ Inserir as áreas de módulos separadamente

Perdas de potência devido a queda da tensão nos diodos de desvio: %

Perdas de potência devido a Mismatch ou menor rendimento: %

Usando micro-inversores e otimizadores de potência não são consideradas quaisquer perdas de Mismatching.

Reflexão do solo (albedo)

☒ Albedo médio ao longo do ano %

☐ Albedo em valores mensais

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %	20 %

Perdas de potência devido a sujeira nos módulos fotovoltaicos

☒ Sujeira ao longo do ano %

☐ Sujeira em valores mensais

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %

Salvar como padrão Resetar a padrão OK Cancelar

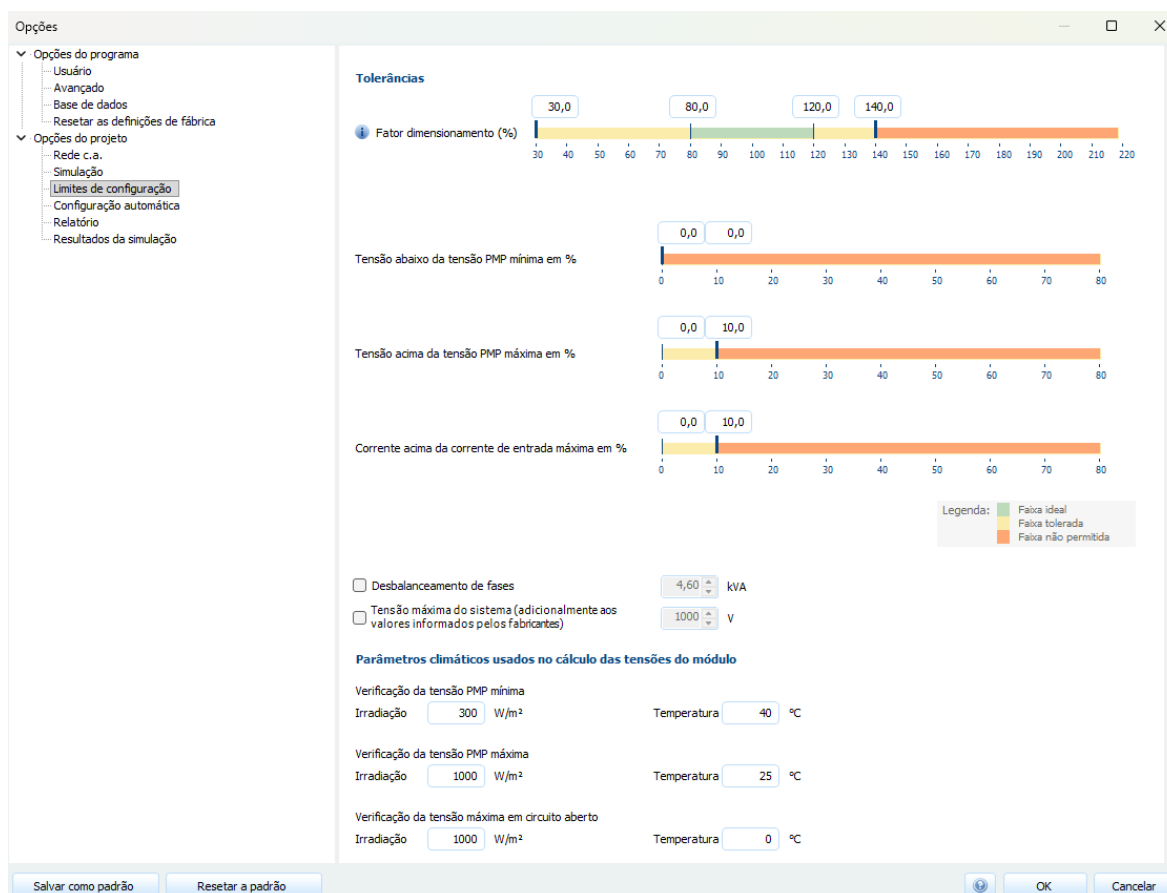
Fonte: Autor (2025).

Os parâmetros relacionados às perdas e aos modelos de radiação também são apresentados na Figura 61. Foi considerado um modelo específico para a radiação difusa, bem como um modelo adequado para a conversão da radiação no plano inclinado dos módulos. Além disso, foram incluídas perdas associadas ao desvio do espectro padrão, perdas nos diodos de desvio e perdas por *mismatch* entre módulos, de modo a tornar a simulação mais próxima das condições reais de operação de um sistema fotovoltaico.

Na Figura 62 são mostrados os limites de configuração elétrica do sistema, incluindo tolerâncias de tensão e corrente na entrada do inversor. Esses limites definem as faixas ideais, toleradas e não permitidas de operação, assegurando que as combinações de módulos e inversores respeitem as restrições impostas pelos fabricantes. Também é apresentada a

verificação de condições extremas de temperatura e irradiância utilizadas no cálculo das tensões mínima e máxima no ponto de máxima potência e em circuito aberto, o que é fundamental para garantir a segurança elétrica do arranjo fotovoltaico ao longo de toda a sua vida útil.

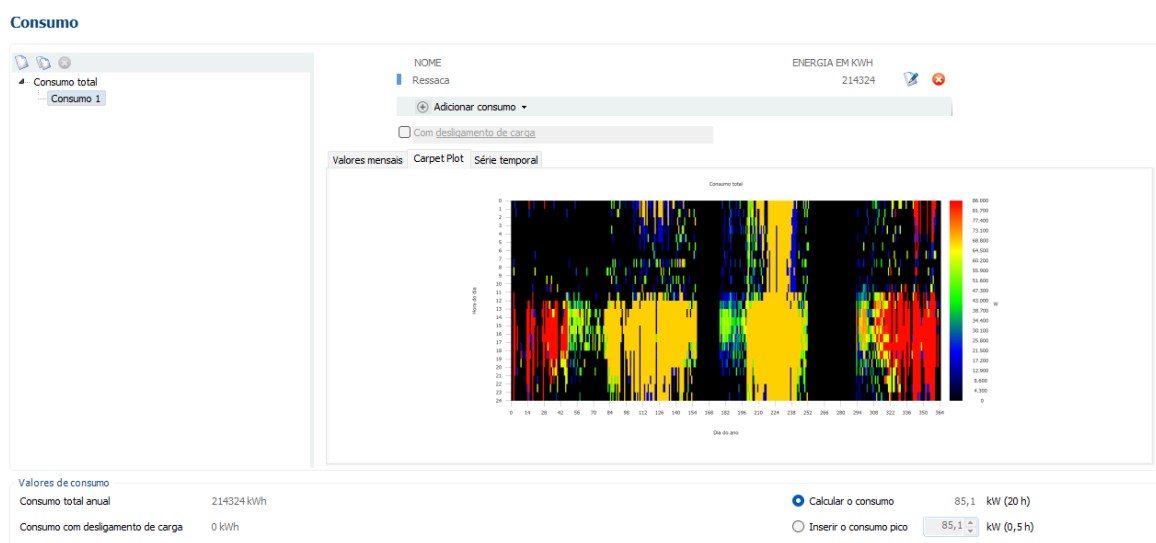
Figura 62 - Parâmetros de Tolerância



Fonte: Autor (2025).

O perfil de consumo considerado na simulação é apresentado na Figura 63. Observa-se que o consumo anual total associado à carga denominada “Ressaca” é de aproximadamente 214.324 kWh, sendo representado por meio de uma série temporal horária ao longo do ano. O gráfico de densidade horária evidencia períodos de maior demanda concentrados em janelas específicas do dia e do ano, comportamento típico de sistemas de irrigação, cuja operação depende tanto da necessidade hídrica quanto da disponibilidade energética. Para fins de simulação, foi adotado os dados agronômicos obtidos da estação solar e através de planilha eletrônica foi obtido a potência nos eixos dos motores característica de aproximadamente 85,1 kW, com duração diária de operação compatível com o regime de irrigação analisado.

Figura 63 - Parametrização do consumo



Fonte: Autor (2025).

A configuração dos módulos fotovoltaicos é apresentada na Figura 64. O sistema foi composto por dois campos fotovoltaicos idênticos, cada um com 140 módulos, totalizando uma potência instalada de 169,4 kWp. Os módulos selecionados são do fabricante TSUN, modelo TS60558E-132GANT, e foram considerados com montagem flutuante, sem rastreamento solar. A inclinação adotada foi de 20°, com orientação de 30° em relação ao Norte, a configuração adotada incorpora de forma deliberada o fator de sobredimensionamento (oversize) da usina fotovoltaica em relação à potência da carga, conforme metodologia proposta pelo autor. Esse oversize exerce influência direta sobre o perfil temporal da geração, permitindo que a potência disponível atinja valores suficientes para o acionamento e a manutenção da operação do sistema por um intervalo diário mais amplo. Na prática, o aumento do fator de oversize não visa exclusivamente a maximização da energia anual gerada, mas sim o alargamento da curva de geração ao longo do dia, antecipando o início da operação nas primeiras horas da manhã e prolongando sua continuidade no período da tarde. Essa característica é particularmente relevante para sistemas de irrigação fotovoltaica, nos quais a viabilidade operacional está fortemente associada à coincidência entre a disponibilidade energética instantânea e a demanda da carga hidráulica. Dessa forma, o fator de oversize definido pelo autor contribui para reduzir períodos de indisponibilidade energética, minimizar partidas e desligamentos frequentes do conjunto motobomba e aumentar a robustez do sistema frente a variações de irradiância, resultando em maior confiabilidade operacional e melhor aproveitamento da infraestrutura instalada.

Figura 64 - Parametrização dos Módulos Fotovoltaicos

Módulos fotovoltaicos

Fabricante: TSUN Módulo fotovoltaico: TS605S8E-132GANT

☐ Seleção somente dos favoritos

☐ Photo Plan - Previsão fotográfica da cobertura do telhado

☐ Ocupação gráfica

Número de módulos: 140 84,70 kWp [Calcular em relação ao consumo](#)

Situação de montagem: Montagem flutuante

Rastreamento: Sem

Inclinação: 20°

Orientação: 30°

Azimute 30°

Potência do gerador fotovoltaico: 169,4 kWp
Área do gerador fotovoltaico: 757,0 m²

Fonte: Autor (2025).

As perdas por sombreamento foram modeladas de forma simplificada, conforme mostrado na Figura 65, por meio da adoção de um valor percentual fixo de 5%. Essa abordagem é adequada quando não se dispõe de um modelo geométrico detalhado do entorno, permitindo ainda assim considerar perdas sistemáticas associadas a obstáculos, espaçamentos entre fileiras ou sujeira localizada.

Figura 65 - Parametrização da sujeira

Módulos fotovoltaicos

Sombreamento: ☒ Valor percentual 5,0 % ☐ Linha do horizonte

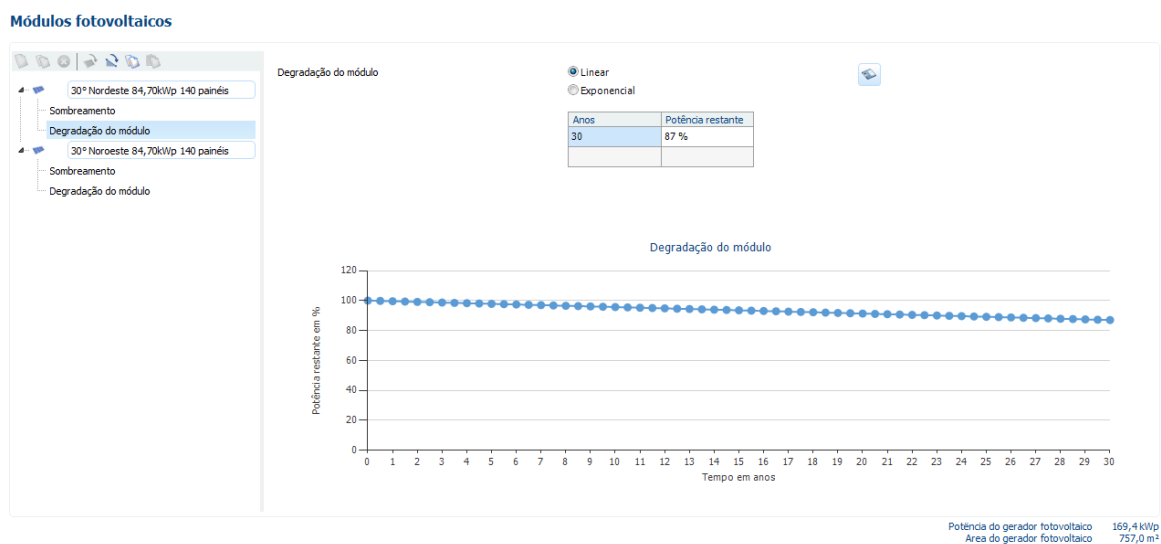
Potência do gerador fotovoltaico: 169,4 kWp
Área do gerador fotovoltaico: 757,0 m²

Fonte: Autor (2025).

A degradação dos módulos fotovoltaicos ao longo do tempo é apresentada na Figura 66. Foi adotado um modelo linear de degradação, no qual a potência dos módulos decresce gradualmente até atingir aproximadamente 87% da potência nominal ao final de 30 anos de operação. Esse modelo está alinhado com valores típicos fornecidos por fabricantes e é

fundamental para a avaliação de desempenho de longo prazo e análises econômicas do sistema.

Figura 66 - Parametrização degradação



Fonte: Autor (2025).

Na Figura 67 apresenta a configuração do inversor fotovoltaico. O sistema foi configurado com um inversor central, ao qual foram conectados dois conjuntos independentes de *strings*, cada um composto por 10 strings de 14 módulos em série. Essa configuração respeita os limites elétricos do inversor e permite um aproveitamento adequado da potência instalada dos módulos. A verificação automática do sistema indica que a configuração atende aos critérios elétricos e operacionais estabelecidos, garantindo a consistência da modelagem adotada.

Figura 67 - Parametrização do Inversor

Inversor

Configurar áreas de módulos juntas

30° Nordeste 84,70kWp 140 painéis + 30° N...

Propor configuração
(com base na seleção) - Inversor: Adequado: 0 / Seleção: 0

Selecionar configuração

VERIFICAÇÃO VALORES

CONFIGURAÇÃO: 30° Nordeste 84,70kWp 140 painéis + 30° Noroeste 84,70kWp 140 painéis

POTÊNCIA

INVERSOR 1: Conexão polistring

1 x Megarevo

MP50250-480S (Micro...

169,4 kWp

Otimizador de potência

PMP 1: 10 Strings x 14 Módulos em série 30° Nordeste 84,70kWp 140 painéis

Adicionar linha

PMP 2: 10 Strings x 14 Módulos em série 30° Noroeste 84,70kWp 140 painéis

Adicionar linha

Novo inversor

Áreas do módulo:

30° Nordeste 84,70kWp 140 painéis 140 x TS60558E-132GANT = 84,7 kWp 140 Módulos fotovoltaicos

30° Noroeste 84,70kWp 140 painéis 140 x TS60558E-132GANT = 84,7 kWp 140 Módulos fotovoltaicos

Configurado

Opções:

Verificar sistema

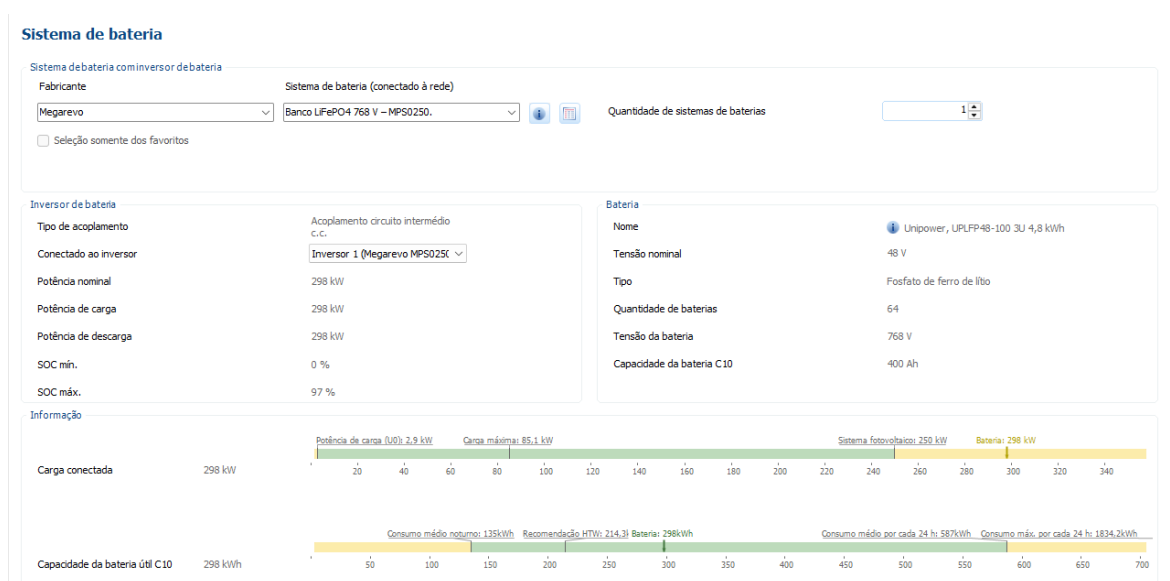
Limites de configuração

Selecionar o inversor apenas entre os favoritos

Fonte: Autor (2025).

A configuração do sistema de baterias utilizada nas simulações é apresentada na Figura 68. O sistema foi modelado a partir de um banco de baterias LiFePO₄ conectado ao inversor, configurado com acoplamento em corrente contínua (CC), o que permite uma interação direta entre a geração fotovoltaica, o armazenamento e o inversor principal do sistema. O fabricante selecionado foi a Megarevo, sendo adotado o sistema Banco LiFePO₄ 768 V – MPS0250, com uma única unidade de sistema de baterias instalada.

Figura 68 - Dimensionamento do banco e carga segundo PV*SOL



Fonte: Autor (2025).

Conforme indicado na Figura 68, o inversor de baterias apresenta potência nominal de 250 kW, tanto para os modos de carga quanto de descarga, valor compatível com a potência do sistema fotovoltaico e com a demanda máxima da carga analisada. Os limites de estado de carga foram definidos com SOC mínimo de 0% e SOC máximo de 97%, respeitando as recomendações operacionais da tecnologia LiFePO₄ e permitindo flexibilidade na estratégia de gerenciamento energético. A carga conectada ao sistema também foi definida como 250 kW, assegurando coerência entre as capacidades de geração, armazenamento e consumo.

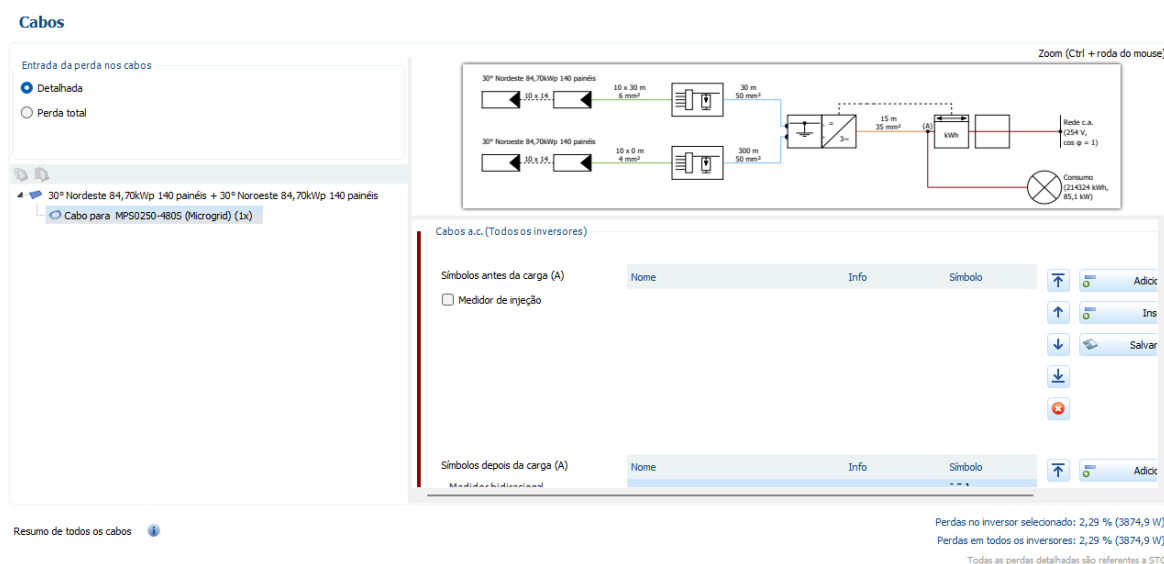
No que se refere às características do banco de baterias, a Figura 68 indica a utilização de 64 módulos de bateria, cada um com tensão nominal de 48 V, resultando em uma tensão total do banco de 768 V. A capacidade total do banco, considerada na base C10, é de 400 Ah, o que corresponde a uma capacidade útil de aproximadamente 298 kWh, valor destacado na seção inferior da figura 68. Esse dimensionamento foi realizado de modo a atender o consumo médio noturno estimado, indicado como 135 kWh, garantindo autonomia

suficiente para períodos sem geração fotovoltaica e permitindo a atuação das baterias como elemento de suporte energético.

A relação entre a capacidade do banco e o perfil de consumo é evidenciada ainda na Figura 68, na qual se observa a comparação entre o consumo médio noturno, o consumo médio diário e o consumo máximo diário. Essa análise confirma que a capacidade útil do banco de baterias foi dimensionada para operar dentro de limites seguros de profundidade de descarga, contribuindo para o aumento da vida útil cíclica do sistema de armazenamento, conforme discutido anteriormente no trabalho.

A modelagem das perdas elétricas nos cabos é apresentada na Figura 69. Optou-se pela inserção detalhada das perdas, permitindo ao software calcular individualmente as quedas de tensão e perdas de potência em cada trecho do sistema. O diagrama apresentado evidencia os comprimentos e seções dos cabos tanto no lado de corrente contínua quanto no lado de corrente alternada, incluindo os trechos entre os campos fotovoltaicos, o inversor, o sistema de baterias, o medidor de energia e a carga. Como resultado dessa modelagem, as perdas totais associadas aos cabos e ao inversor foram estimadas em aproximadamente 2,29%, correspondendo a cerca de 3,87 kW, valor considerado coerente para sistemas dessa escala.

Figura 69 - Detalhes de perdas nos cabos

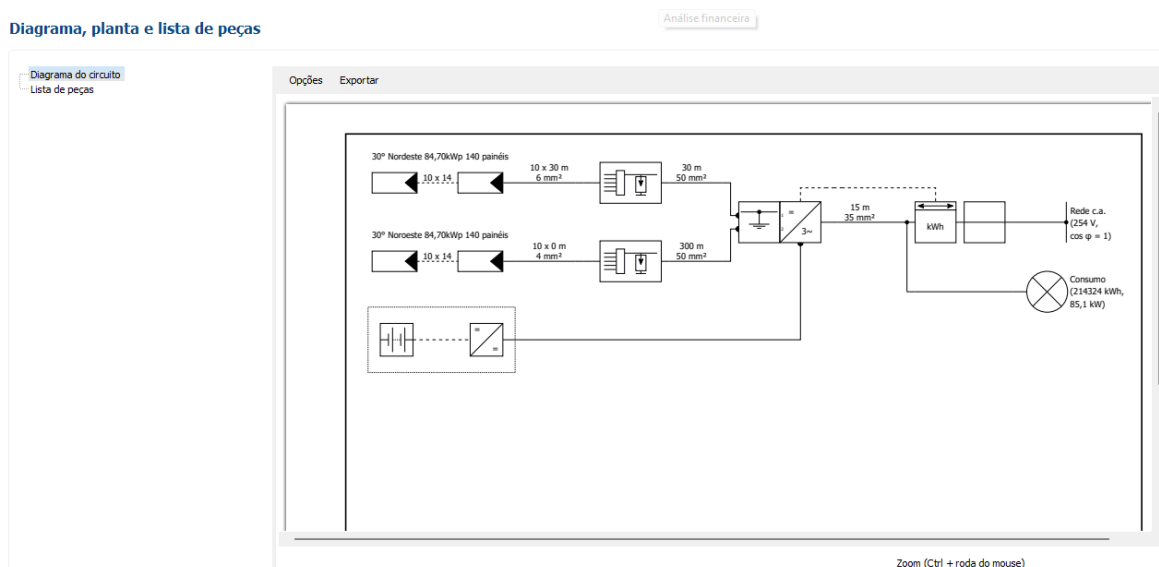


Fonte: Autor (2025).

Por fim, a Figura 70 apresenta o diagrama elétrico consolidado do sistema, no qual é possível visualizar de forma integrada os dois campos fotovoltaicos, o inversor principal, o banco de baterias em acoplamento CC, o sistema de medição de energia, a rede de referência em corrente alternada e a carga. Esse diagrama sintetiza a arquitetura da microrrede

modelada, evidenciando o fluxo bidirecional de energia entre geração, armazenamento e consumo, bem como a possibilidade de interação com a rede elétrica quando aplicável.

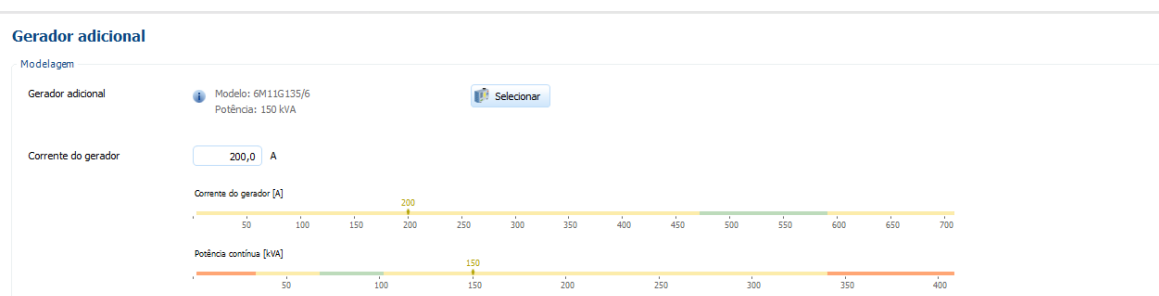
Figura 70 - Diagrama unifilar da microrrede criada pelo PV*SOL



Fonte: Autor (2025).

A configuração do gerador adicional utilizada nas simulações é apresentada na Figura 71. Esse elemento foi incluído no modelo com a finalidade de atuar como fonte de energia de redundância, garantindo a continuidade do suprimento elétrico em situações de indisponibilidade simultânea da geração fotovoltaica e do banco de baterias, ou ainda em cenários de manutenção e contingência operacional.

Figura 71 - Parâmetrização gerador



Fonte: Autor (2025).

Conforme indicado na Figura 71, foi selecionado um gerador de modelo 6M11G135/6, com potência nominal de 150 kVA. Esse valor foi definido de modo a assegurar a capacidade de atendimento da carga crítica do sistema, respeitando margens adequadas para variações transitórias e evitando operação contínua próxima ao limite nominal do equipamento. A potência do gerador é compatível com a demanda máxima

considerada nas simulações, permitindo sua atuação tanto no suprimento direto da carga quanto no apoio ao sistema de armazenamento, quando necessário.

Em conjunto, as Figuras 59 a 71 descrevem de forma integrada a configuração do sistema fotovoltaico utilizado nas simulações energéticas, abrangendo desde a definição do tipo de sistema e das condições climáticas até o detalhamento do consumo, da geração e da interface com o inversor. Essa base de simulação permite avaliar de maneira consistente o desempenho energético anual do sistema e sua adequação à aplicação proposta.

3.6 Análise Financeira

A análise financeira do sistema de microrrede fotovoltaica aplicada à irrigação foi estruturada com o objetivo de avaliar a viabilidade econômica de longo prazo da solução proposta, considerando não apenas o investimento inicial, mas também os custos operacionais recorrentes, os fluxos de caixa ao longo da vida útil do projeto e os riscos financeiros associados à variabilidade energética e operacional do sistema. Para isso, foram utilizados indicadores consagrados na engenharia econômica e na análise de investimentos, amplamente adotados em estudos de viabilidade de projetos de geração distribuída e sistemas de irrigação energeticamente intensivos.

Os valores energéticos que fundamentam esta análise foram obtidos a partir das simulações realizadas no software PV*SOL, o qual permitiu estimar, com resolução temporal horária, a geração fotovoltaica anual, os excedentes energéticos, os déficits atendidos por fontes auxiliares (baterias, rede e gerador), bem como as perdas associadas a sombreamento, temperatura, sujeira, conversão e armazenamento. Esses resultados energéticos constituem a base para a estimativa dos custos operacionais, da economia mensal de energia e da dinâmica de uso dos ativos do sistema, influenciando diretamente os indicadores financeiros avaliados.

3.6.1 CAPEX – Investimento Inicial

O investimento inicial do projeto (CAPEX – *Capital Expenditure*) contempla todos os custos necessários para a implantação da microrrede, incluindo módulos fotovoltaicos, estruturas de fixação, inversores híbridos, inversores de frequência, banco de baterias, quadros elétricos, sistemas de proteção, obras civis e comissionamento. Os valores adotados foram obtidos a partir de referências de mercado (SINAPI), catálogos de fabricantes, projetos executivos e estimativas técnicas coerentes com sistemas de porte semelhante,

conforme práticas recomendadas para estudos de viabilidade em geração distribuída. O CAPEX representa o desembolso inicial que viabiliza o projeto e é o principal parâmetro de comparação frente à alternativa convencional de extensão da rede elétrica trifásica.

3.6.2 OPEX – Custos Operacionais Anuais

Os custos operacionais anuais (OPEX – *Operational Expenditure*) englobam todas as despesas recorrentes necessárias para a operação do sistema ao longo do tempo. No caso da microrrede, são considerados custos de manutenção preventiva e corretiva dos sistemas fotovoltaicos e inversores, degradação e reposição parcial do banco de baterias, consumo de combustível do gerador de apoio, monitoramento e eventuais custos residuais de energia da concessionária (Ver Tabela 24). Para o cenário convencional, o OPEX é composto majoritariamente pelas tarifas de energia elétrica, encargos de demanda contratada, bandeiras tarifárias e manutenção da infraestrutura do consumidor. A correta estimativa do OPEX é essencial, pois influencia diretamente a economia mensal e a atratividade do projeto ao longo de sua vida útil.

3.6.3 PMT – Pagamentos Anuais

A economia anual foi modelada como um fluxo periódico uniforme, do tipo *PMT* (*payment*), representando o benefício econômico recorrente gerado pelo sistema ao longo do tempo. Diferentemente de uma abordagem restrita apenas à redução do custo energético, o *PMT* adotado neste trabalho considera explicitamente a produtividade das culturas associada à eficiência global da microrrede, subtraídos os custos operacionais inerentes à sua operação (Tabela 24). Dessa forma, o fluxo mensal equivalente é obtido a partir da relação entre o incremento de produção viabilizado pela irrigação estável e energeticamente otimizada, ponderado pela eficiência da microrrede, e os custos associados ao seu funcionamento, incluindo manutenção, gestão das baterias, consumo eventual do gerador e monitoramento.

Os valores que fundamentam esse fluxo periódico foram obtidos a partir das simulações energéticas realizadas no PV*SOL, que permitiram estimar a disponibilidade energética ao longo do ano, os excedentes e déficits de geração, bem como a participação relativa de cada fonte de energia. Esses resultados energéticos foram então correlacionados com os dados de produtividade agrícola (Custos de produção em cultivo), possibilitando traduzir o desempenho técnico do sistema em termos financeiros, posteriormente convertidos para uma base mensal média compatível com o modelo de *PMT*.

Para fins de comparação, no cenário convencional de suprimento por rede elétrica, o fluxo periódico equivalente foi definido de forma mais simples, considerando apenas a receita associada à produção agrícola, subtraídos os custos operacionais da rede, tais como consumo de energia, demanda contratada, encargos tarifários e manutenção da infraestrutura do consumidor. Nesse caso, não há ganho associado à eficiência energética do sistema, mas apenas a dependência direta da disponibilidade da rede e da estrutura tarifária vigente.

A adoção do modelo *PMT* permite, assim, tratar ambos os cenários sob uma mesma base de comparação financeira, representando seus respectivos fluxos de caixa como séries uniformes ao longo do tempo. Essa abordagem viabiliza a aplicação consistente dos métodos clássicos de análise de investimentos, como o valor presente líquido, a taxa interna de retorno, o índice de lucratividade e o payback descontado, assegurando que os impactos combinados da eficiência energética, da estratégia operacional da microrrede e da produtividade agrícola sejam devidamente refletidos nos indicadores econômicos do projeto.

3.6.4 Indicadores Financeiros

Com base nos fluxos de caixa anuais, foram calculados os principais indicadores de desempenho econômico:

O Payback Descontado foi utilizado para estimar o tempo necessário para que o investimento inicial seja recuperado por meio das economias geradas pelo sistema. Esse indicador fornece uma percepção da atratividade do projeto, especialmente relevante para o produtor rural na tomada de decisão.

O Retorno sobre o Investimento (ROI – *Return on Investment*) foi empregado para avaliar a relação percentual entre o ganho líquido acumulado ao longo do período de análise e o valor investido inicialmente. O ROI permite comparar a microrrede com outras alternativas de investimento, traduzindo o desempenho econômico do projeto em um indicador direto e de fácil interpretação.

A Taxa Interna de Retorno (TIR – *Internal Rate of Return*) foi utilizada como um dos principais critérios de decisão financeira. A TIR representa a taxa de desconto que zera o Valor Presente Líquido do projeto e indica a rentabilidade implícita do investimento. Quando comparada ao custo de capital, a TIR permite avaliar se o projeto gera retorno suficiente para compensar o risco assumido, sendo amplamente empregada em análises de projetos de infraestrutura e energia.

O Valor Presente Líquido (VPL – *Net Present Value*) foi adotado neste trabalho como um dos principais indicadores de avaliação econômico-financeira, por permitir

quantificar, em termos monetários atualizados, o valor efetivamente gerado pelo projeto ao longo de sua vida útil. O VPL considera o investimento inicial, os fluxos de caixa periódicos associados à operação do sistema e o custo de capital definido como taxa mínima de atratividade, incorporando o efeito do valor do dinheiro no tempo e o risco do empreendimento. Dessa forma, um VPL positivo indica que a solução proposta é capaz de remunerar o capital investido acima do retorno mínimo exigido, enquanto valores negativos sinalizam inviabilidade econômica. No contexto deste estudo, o VPL possibilita a comparação direta entre a implantação da microrrede fotovoltaica e a alternativa de expansão da rede elétrica convencional, sintetizando, em um único indicador, os impactos combinados da eficiência energética, da estratégia operacional do sistema e da produtividade agrícola sobre a viabilidade econômica do projeto.

O Índice de Lucratividade foi calculado como a razão entre o valor presente dos benefícios futuros e o investimento inicial. Esse indicador complementa o VPL e fornece uma visão relativa da eficiência do capital investido, sendo especialmente útil na comparação entre projetos com escalas distintas de investimento, como a microrrede fotovoltaica e a expansão da rede elétrica convencional.

O custo de capital adotado na análise foi fixado em 11% ao ano, representando a taxa mínima de atratividade do projeto e refletindo o custo de oportunidade do capital investido. Esse valor foi definido com base em referências clássicas de engenharia econômica (BLANK; TARQUIN, 2012; GITMAN; ZUTTER, 2017), em parâmetros utilizados em estudos de viabilidade de projetos de geração de energia no Brasil (EPE, 2023; ANEEL, 2022) e em análises econômicas aplicadas ao setor agroindustrial (BNDES, 2021; EMBRAPA, 2018). A taxa adotada situa-se em uma faixa intermediária, compatível com projetos de infraestrutura produtiva com risco moderado, impactando diretamente os resultados do valor presente líquido, da taxa interna de retorno e do índice de lucratividade.

Embora a rede elétrica convencional seja tecnicamente consolidada, sua dependência de custos operacionais variáveis, reajustes tarifários e encargos regulatórios introduz maior incerteza nos fluxos de caixa futuros, justificando a adoção de um custo de capital superior ao da microrrede fotovoltaica, será considerado 15% ao ano (Selic, 2026), cuja estrutura apresenta maior previsibilidade econômica ao longo do horizonte de análise.

O spread financeiro foi definido como a diferença entre a taxa de retorno do projeto (TIR) e o custo de capital adotado. Esse indicador permite avaliar a margem de segurança financeira do investimento, indicando o quanto o projeto é capaz de absorver variações de custos, redução de desempenho energético ou mudanças no cenário econômico sem perder

sua viabilidade. Um spread positivo e elevado indica maior robustez financeira da solução proposta.

Por fim, destaca-se que a integração entre os resultados energéticos obtidos nas simulações e a análise financeira permite compreender de forma sistêmica a dinâmica da fazenda sob o ponto de vista técnico-econômico. Variações na irradiância, no fator de oversize, na estratégia de operação das baterias e no perfil de irrigação refletem diretamente nos custos operacionais, na economia mensal e, conseqüentemente, nos indicadores financeiros. Dessa forma, a metodologia adotada não se limita a uma análise estática de custos, mas incorpora a influência do comportamento energético do sistema sobre a viabilidade econômica do projeto, tornando os resultados mais realistas e representativos das condições operacionais esperadas.

4 RESULTADOS E DISCUSSÕES

4.1 Comportamento do Inversor de Tensão

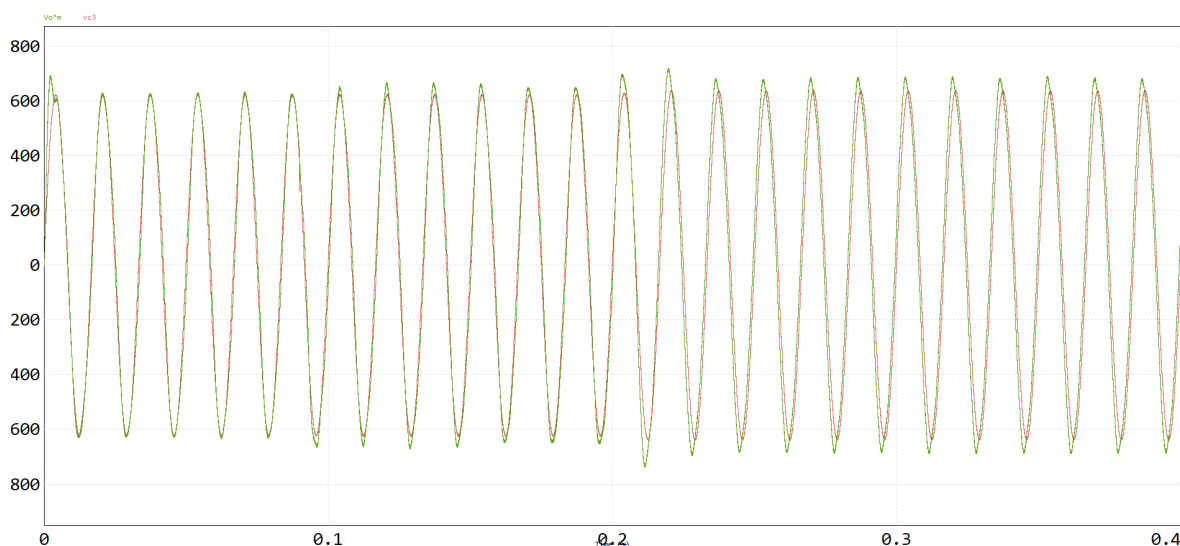
O inversor de tensão tem papel fundamental na conversão da energia em corrente contínua proveniente do sistema fotovoltaico e das baterias em energia alternada trifásica para alimentação das cargas e integração com a rede elétrica através da rede bifásica. Em uma microrrede configurada em modo grid-zero, limitação de injeção e consumo na potência do transformador, o inversor atua com controle EMS para equilibrar o fluxo de potência entre as fontes, injetando energia na rede ou não e garantindo estabilidade na saída. O modelo utilizado nas simulações é do tipo híbrido, com controle PLL descrito anteriormente.

Os resultados permitem analisar a resposta dinâmica, a qualidade da forma de onda e o desempenho geral do inversor.

4.1.1 Análise das formas de onda e comportamento dinâmico

A Figura 72 apresenta a tensão de linha gerada pelo inversor (V_{inv} em verde), juntamente com a rede elétrica (V_{rede} em vermelho). A forma de onda apresenta modulação senoidal limpa, demonstrando o correto funcionamento do PLL. A injeção para a rede, faz com que a tensão obtenha níveis levemente elevados (1,04 p.u), resultado estes esperados para a situação do inversor operando injetando.

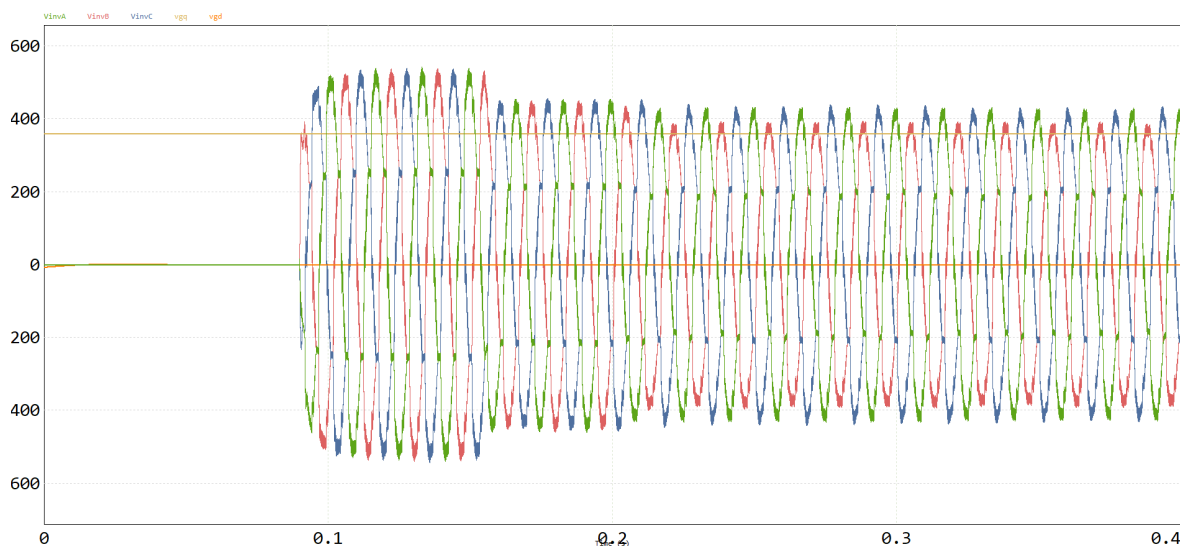
Figura 72 - Tensões do Inversor e sua Referência (Rede)



Fonte: Autor (2025).

A Figura 73 apresenta as tensões aplicadas à carga V_a , V_b e V_c (verde, vermelho e azul), referência de amplitude 359,25 V (V_q em amarelo) e o erro da tensão em 0 V (V_d em laranja) em regime permanente.

Figura 73 - Tensões trifásicas (*Load*) e eixos V_q e V_d



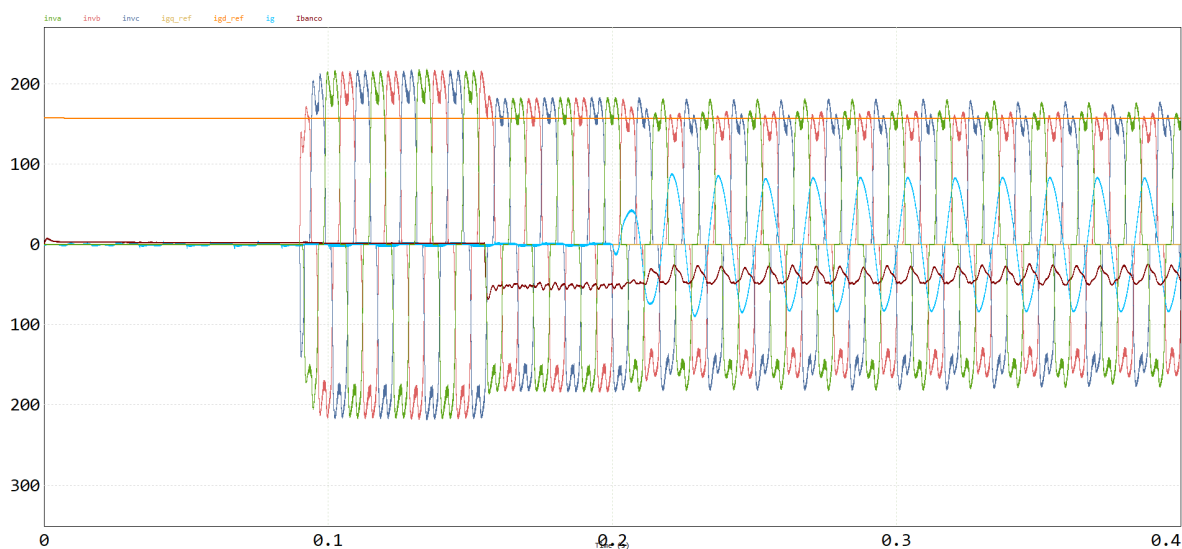
Fonte: Autor (2025).

Após a conexão do inversor à carga, em $t = 0,1$ s, observa-se que as formas de onda permanecem estáveis, porém com níveis de tensão significativamente elevados, atingindo aproximadamente 1,51 p.u, condição associada à disponibilidade de geração superior à demanda instantânea do sistema. Nesse cenário, o excedente de potência reflete-se diretamente na elevação da tensão do barramento CC e do ponto de acoplamento comum (PAC), garantindo o fornecimento energético aos inversores de frequência, porém impondo uma condição de sobretensão ao sistema. Com a entrada do banco de baterias, em $t = 0,15$ s, observa-se a redução dos níveis de tensão, não em função da limitação da potência gerada, mas sim devido à entrada das baterias, que passam a atuar como elemento gerenciável de amortecimento, equilibrando a relação entre geração e consumo e reduzindo a elevação do barramento CC. Posteriormente, com a possibilidade de injeção de potência na concessionária, verifica-se um leve desequilíbrio entre as tensões de fase, associado à dinâmica de acoplamento com a rede e às características do sistema elétrico externo. Esse comportamento evidencia a importância de que os inversores de frequência suportem níveis elevados de tensão em condições transitórias de geração excedente, especialmente durante o carregamento completo das baterias ou em situações de indisponibilidade da rede. Apenas no cenário crítico, em que não há possibilidade de absorção do excedente nem pelas baterias nem pela rede, torna-se necessária a atuação do controle de *curtailment* por meio da redução

da potência extraída do gerador fotovoltaico, deslocando deliberadamente o ponto de operação para fora do ponto de máxima potência (PMP). Nessa condição limite, a redução da potência na entrada do conversor *boost* passa a ser a estratégia de proteção do sistema, evitando a elevação excessiva da tensão no barramento CC e garantindo a operação segura da microrrede.

Na Figura 74 mostra a evolução temporal das correntes do sistema, contemplando as correntes trifásicas do inversor conectado à *LOAD* em 440 V *inva* (verde), *invb* (vermelho), *inv c* (azul), a corrente associada à interação com a rede bifásica em 440 V *Irede* (ciano), bem como a corrente do banco de baterias *ibanco* (marrom), além das referências de corrente nos eixos síncronos *iqref* e *idref* (laranja e amarelo). Inicialmente, observa-se a ausência de circulação significativa de corrente, caracterizando o período anterior à conexão efetiva da carga. A partir de aproximadamente $t = 0,1$ s, com a energização do sistema, as correntes trifásicas da carga passam a apresentar elevada amplitude, refletindo o atendimento da demanda pelo inversor principal, com formas de onda equilibradas e defasadas de 120° , compatíveis com um sistema trifásico de 440 V.

Figura 74 - Correntes trifásicas de carga e eixos I_q , I_d , I_{rede} e I_{banco}



Fonte: Autor (2025).

Na sequência em $t = 0,15$ s, verifica-se a atuação simultânea das diferentes fontes e elementos gerenciáveis do sistema. o banco de baterias inicia seu processo de carregamento, representado pela corrente *Ibanco*, em $t = 0,20$ s, a corrente associada à rede bifásica *Irede* passa a contribuir para o balanço energético, evidenciando a troca de potência ativa com a concessionária. A presença simultânea da carga trifásica, da rede bifásica injetando e do banco de baterias impõe uma dinâmica mais complexa ao sistema de controle, exigindo a

coordenação entre as malhas responsáveis pela regulação de potência ativa, tensão do barramento CC e fluxo de energia entre os diferentes subsistemas.

Nesse contexto, observa-se que, embora as correntes trifásicas da carga permaneçam globalmente equilibradas, surgem oscilações perceptíveis na amplitude das correntes, decorrentes da atuação conjunta dos três mecanismos de controle. Essas oscilações estão associadas à interação entre a referência de corrente no eixo q , responsável pela regulação da potência ativa fornecida à carga, e a referência ($I_{rederef}$), que governa a troca de potência com a rede, além da corrente do banco de baterias, que atua como elemento amortecedor do excedente energético. A natureza bifásica da rede introduz componentes assimétricas no sistema, que se refletem na modulação das correntes trifásicas do inversor, tornando visível a influência da rede sobre o comportamento da carga mesmo em um sistema predominantemente trifásico.

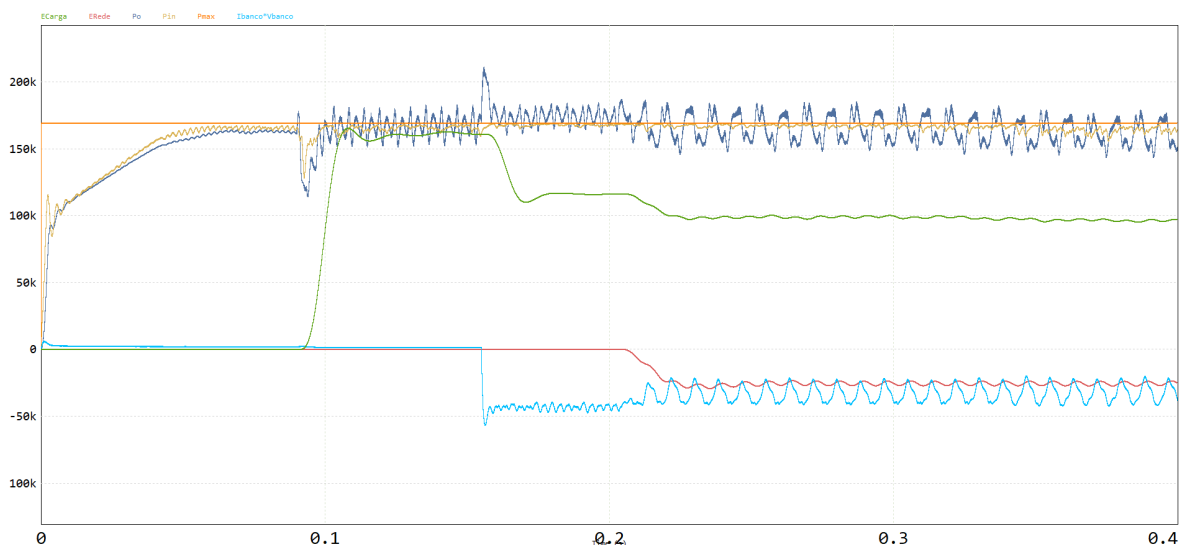
A corrente do banco de baterias apresenta comportamento oscilatório associado ao regime de carregamento, acompanhando as variações instantâneas do excedente de potência disponível no barramento CC. Esse comportamento evidencia que o banco de baterias não atua de forma estática, mas sim como um elemento dinâmico de balanceamento energético, absorvendo variações rápidas decorrentes da interação entre geração, carga e rede. Como consequência, o sistema apresenta pequenas oscilações transitórias, que não comprometem a estabilidade global, mas revelam a complexidade do controle quando múltiplas fontes e cargas operam de forma simultânea.

De forma geral, o gráfico demonstra que a operação conjunta da carga trifásica em 440 V, da rede bifásica e do banco de baterias é viável e estável, porém naturalmente sujeita a oscilações resultantes da interação entre as diferentes malhas de controle. Esses resultados reforçam a importância de uma coordenação adequada entre os controles de corrente, tensão e gerenciamento de energia, especialmente em microrredes híbridas, nas quais coexistem sistemas trifásicos e monofásicos operando sobre um mesmo barramento CC.

A figura 75 apresenta a evolução temporal das potências associadas aos diferentes subsistemas da microrrede, destacando-se a potência entregue à carga (P_{carga} em verde), a potência trocada com a rede (P_{rede} em vermelho), a potência de entrada do conversor CC-CC (P_{in} em amarelo), a potência máxima disponível do gerador fotovoltaico (P_{max} em laranja) e a potência associada ao banco de baterias (P_{banco} em ciano). Inicialmente, observa-se um regime transitório de partida da pré-carga no qual a potência fornecida pelo sistema cresce rapidamente até o MPPT, enquanto a potência extraída do gerador fotovoltaico ainda se encontra em processo de ajuste. Nesse intervalo, o controlador de

MPPT atua de forma agressiva, promovendo a rápida convergência entre P_{in} e P_{max} , evidenciando a eficácia do algoritmo de rastreamento.

Figura 75 – Potências Load, Grid, Fotovoltaico, Bateria, MPPT e Barramento CC



Fonte: Autor (2025).

De forma particularmente relevante, nota-se que o rastreamento do ponto de máxima potência ocorre em um intervalo inferior a 10 ms, conforme indicado pela rápida aproximação entre as curvas de P_{in} e P_{max} . Esse comportamento demonstra que o conversor *boost* e o algoritmo de MPPT são capazes de ajustar o ponto de operação do gerador fotovoltaico de maneira extremamente rápida, mesmo diante das variações iniciais de carga e das condições transitórias do barramento CC. Após esse curto intervalo, a potência extraída dos módulos passa a acompanhar de forma consistente a potência máxima disponível, com pequenas oscilações residuais inerentes ao chaveamento e à discretização do controle.

Na sequência, observa-se a atuação coordenada e em sequência entre carga, banco de baterias e rede. A potência da carga mantém-se reduzida, refletindo o regime de operação dos inversores sem o excesso de geração, enquanto a potência associada ao banco de baterias passa a absorver parte do excedente energético disponível, caracterizando o regime de carregamento. Essa absorção contribui para a limitação das variações no barramento CC, reduzindo a necessidade de curtailment da geração fotovoltaica. A potência trocada com a rede apresenta comportamento complementar, ajustando-se conforme a disponibilidade de geração e a capacidade de absorção das demais fontes gerenciáveis.

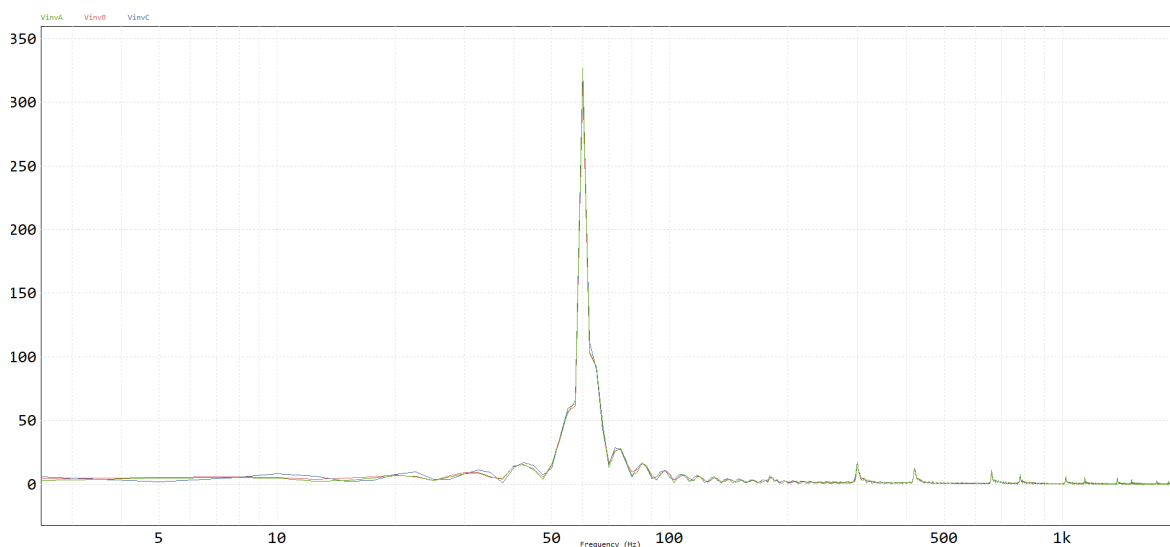
As oscilações observadas nas curvas de potência, especialmente após a atuação simultânea do banco de baterias e da rede, estão associadas à interação entre as diferentes malhas de controle do sistema, incluindo o controle do MPPT, a regulação da tensão do

barramento CC e o gerenciamento do fluxo de potência entre os subsistemas. Apesar dessas oscilações, o sistema mantém-se estável, com o MPPT preservando o rastreamento do ponto de máxima potência sempre que existam meios de absorção do excedente energético.

De forma geral, os resultados evidenciam que a estratégia de controle adotada é capaz de garantir um rastreamento rápido e eficiente do MPPT, assegurando que a potência de entrada do conversor se mantenha próxima da potência máxima disponível do gerador fotovoltaico em escalas de tempo muito inferiores às dinâmicas eletromecânicas do sistema. Esse desempenho é fundamental para maximizar o aproveitamento energético e assegurar a estabilidade da microrrede sob condições de operação variável.

As Figuras 76 e 78 apresentam a análise espectral, por meio da Transformada Rápida de Fourier (FFT), das tensões associadas à carga e à rede elétrica. Observa-se que o espectro é dominado pela componente fundamental, com amplitude aproximada de 342,25 Vrms na carga e 622,25 Vrms na rede, praticamente sem valores significativos em outras faixas, evidenciando a correta regulação da tensão em regime permanente. Destacam-se as componentes harmônicas de 6ª e 13ª ordem, com amplitudes da ordem de 17,5 Vrms e 7,5 Vrms na carga, respectivamente, associadas às características do acionamento e à interação entre os inversores de tensão e frequência na saída *LOAD*.

Figura 76 – Análise espectral (FFT) das tensões no Load



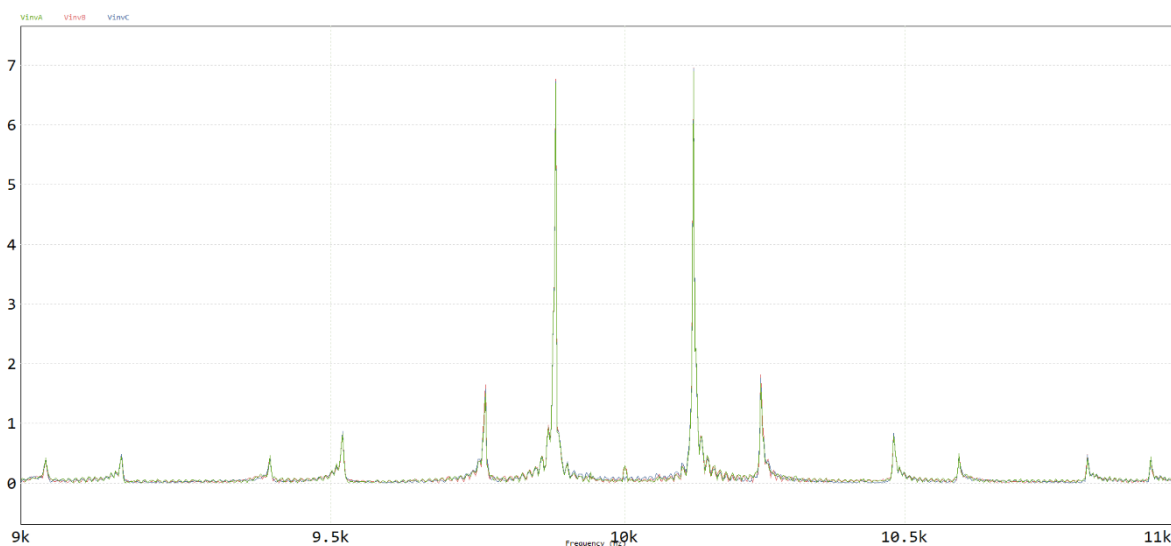
Fonte: Autor (2025).

Adicionalmente na Figura 77, verifica-se a presença de uma componente espectral concentrada em torno de 10 kHz, com amplitude aproximada de 7 Vrms, a qual está diretamente relacionada à frequência de chaveamento do inversor bipolar utilizado no sistema de acoplamento com a rede. Essa componente de alta frequência é inerente à

modulação por largura de pulso (PWM) adotada e não representa uma harmônica da fundamental, mas sim um efeito do processo de comutação dos semicondutores de potência.

A concentração da energia espectral nessa faixa confirma a coerência entre o modelo de chaveamento implementado na simulação e o comportamento esperado de inversores bipolares operando nessa frequência.

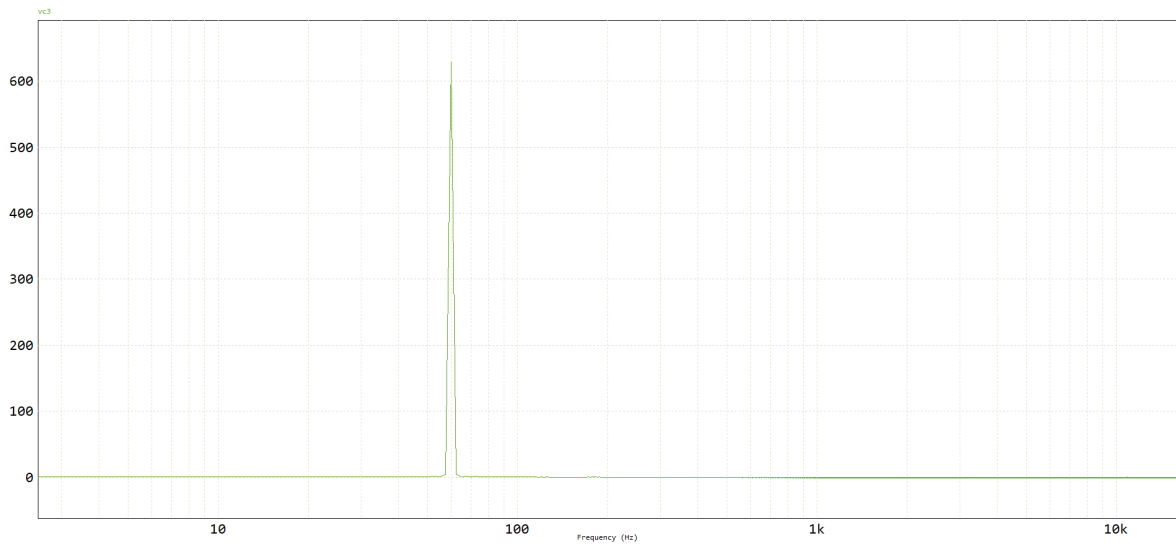
Figura 77 – Análise espectral (FFT) da tensão no LOAD nas bandas de 9 até 11kHz



Fonte: Autor (2025).

De forma geral, os resultados da análise espectral indicam que as componentes harmônicas de baixa ordem permanecem em níveis controlados, enquanto as componentes de alta frequência associadas ao chaveamento estão adequadamente localizadas fora da faixa da fundamental, podendo ser mitigadas por elementos passivos do sistema, como filtros e a própria impedância da carga. Esses resultados evidenciam a qualidade da tensão fornecida à carga e a adequação da estratégia de modulação e chaveamento adotada no inversor, garantindo compatibilidade eletromagnética e operação segura do sistema.

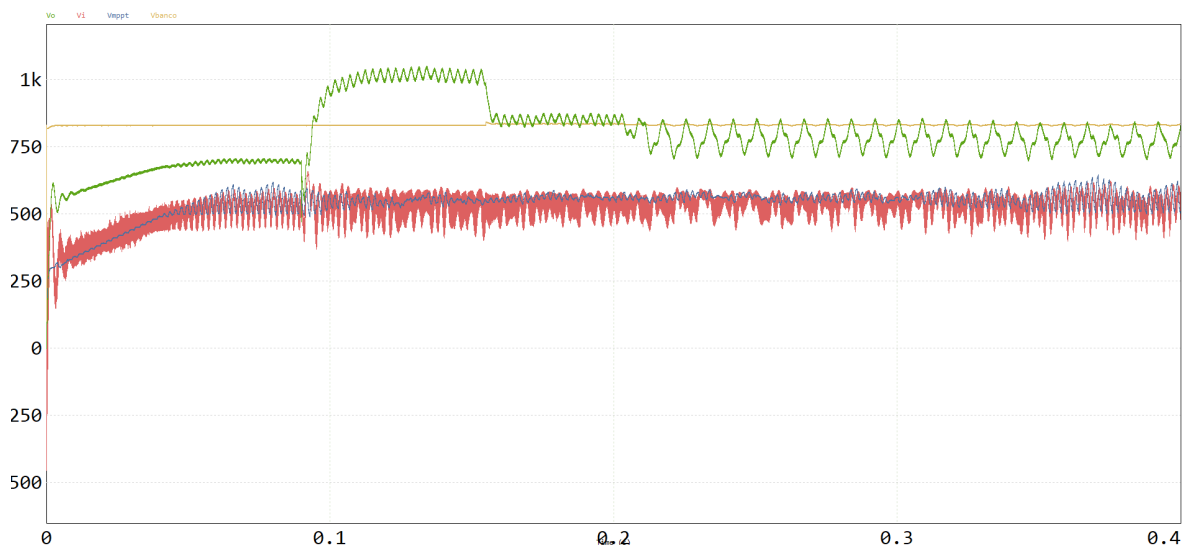
Figura 78 – Análise espectral (FFT) da tensão no Grid



Fonte: Autor (2025).

A figura 79 apresenta a evolução temporal das principais variáveis do estágio CC do sistema, destacando a tensão de saída do conversor (V_o em verde), a tensão de entrada (V_i em vermelho), a tensão no ponto de máxima potência do gerador fotovoltaico V_{gMPP} e a tensão do banco de baterias (V_{banco} em laranja). Inicialmente, observa-se um regime transitório de partida no qual a tensão de entrada V_i cresce gradualmente, acompanhando o estabelecimento da geração fotovoltaica, enquanto a tensão de saída do conversor V_o é elevada pelo estágio *boost* até atingir o nível necessário para alimentar o barramento CC. Durante esse intervalo, o controle de MPPT atua ajustando o ponto de operação do gerador, fazendo com que (V_i) se aproxime progressivamente de V_{gMPP} , mesmo na presença das ondulações decorrentes do chaveamento do conversor.

Figura 79 – Tensão do fotovoltaico, MPPT, barramento CC e Baterias



Fonte: Autor (2025).

Por volta de $t = 0,1$ s observa-se uma alteração significativa no comportamento do sistema, caracterizada por um aumento mais pronunciado da tensão no barramento CC, associado à condição de geração excedente em relação à demanda instantânea. Nesse instante, o barramento atinge valores elevados, evidenciando a rápida resposta do conversor *boost* e do controle de MPPT na maximização da potência extraída do gerador fotovoltaico.

A tensão V_{gMPP} permanece próxima do valor de referência esperado para operação no ponto de máxima potência, confirmando que o rastreamento é mantido mesmo diante das variações abruptas no barramento.

Na sequência, a partir de aproximadamente $t=0,15$ s, observa-se a estabilização do nível de tensão do barramento CC, concomitante à entrada em operação dos elementos gerenciáveis do sistema, em especial o banco de baterias. A tensão V_{banco} passa a atuar como referência energética do barramento, absorvendo parte do excedente de potência e limitando a elevação de V_o . Essa atuação resulta em uma redução do valor médio da tensão do barramento, acompanhada por oscilações de menor amplitude, associadas à dinâmica de carregamento das baterias e à interação com as demais malhas de controle do sistema.

As ondulações observadas em V_i e V_o ao longo de todo o intervalo analisado estão diretamente relacionadas ao chaveamento do conversor *boost* e à modulação do inversor, sendo características esperadas em sistemas de eletrônica de potência operando nessa faixa de frequência. Apesar dessas ondulações, o sistema mantém estabilidade global, com o controle de MPPT preservando o ponto de operação próximo ao MPP sempre que há possibilidade de absorção do excedente energético.

De forma geral, o gráfico evidencia o correto funcionamento da cadeia de controle do estágio CC, demonstrando a capacidade do conversor *boost* de elevar e regular a tensão do barramento, a efetividade do algoritmo de MPPT em manter a operação no ponto de máxima potência e o papel fundamental do banco de baterias como elemento de amortecimento energético, garantindo a estabilidade do sistema mesmo em condições de geração excedente.

4.1.2 Considerações sobre o desempenho do inversor de tensão

Os resultados obtidos confirmam que o inversor de tensão apresenta desempenho estável, garantindo baixo conteúdo harmônico para rede e carga, rápida resposta dinâmica para carga e controle preciso de potência ativa e reativa. O fator de potência unitário, a baixa

distorção e a estabilidade do barramento CC demonstram a viabilidade da arquitetura híbrida para sistemas de irrigação fotovoltaicos.

Dessa forma, o inversor de tensão não apenas atua como elemento de conversão, mas como um componente essencial de regulação e qualidade de energia na microrrede proposta, garantindo operação segura e de alto rendimento em todas as condições simuladas.

4.2 Comportamento do Inversor de Frequência

O inversor de frequência é o elemento central no controle do motor de indução trifásico utilizado no sistema de bombeamento da microrrede. Através do controle vetorial (Field Oriented Control – FOC), o inversor ajusta em tempo real a tensão e a frequência aplicadas ao estator, mantendo o torque constante e proporcionando uma resposta dinâmica rápida. Neste estudo, foi utilizado o inversor WEG CFW900 com a função Pump Genius, que combina controle PID avançado com algoritmos de proteção integrados.

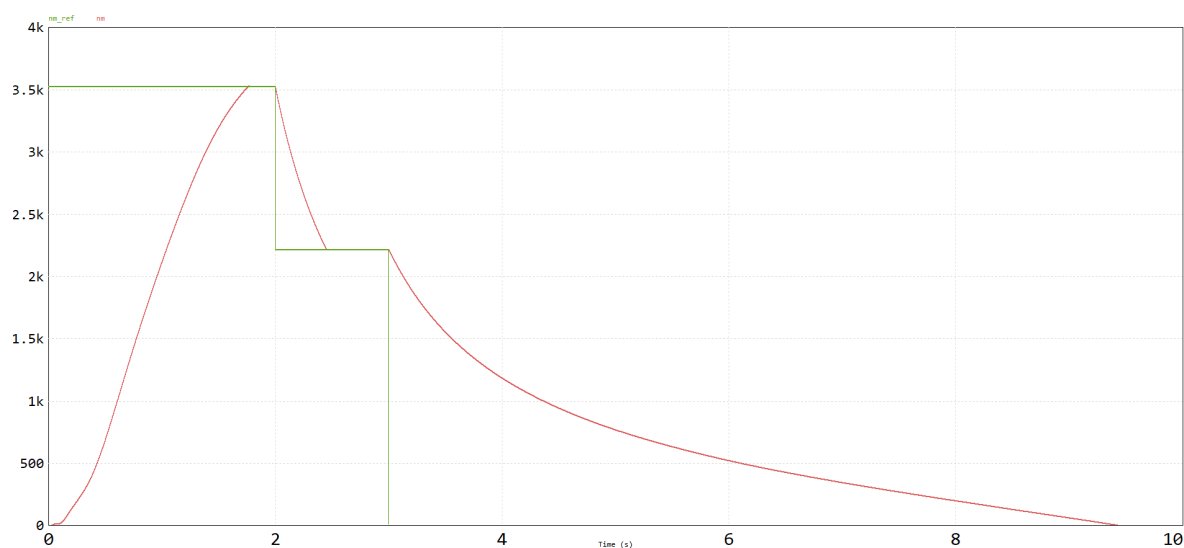
O Pump Genius permite a operação inteligente das bombas, ajustando automaticamente os parâmetros de operação de acordo com a pressão e o fluxo requeridos. Além disso, o sistema possui mecanismos de segurança que protegem o motor e a bomba contra condições de sobrecorrente, subtensão, cavitação e funcionamento a seco. As simulações apresentadas a seguir demonstram o comportamento dinâmico do motor sob diversas condições de operação, com o controle do inversor atuando para garantir estabilidade e eficiência.

4.2.1 Análise das formas de onda e comportamento dinâmico

A Figura 80 mostra o comportamento da velocidade mecânica do motor W_m (Vermelho) fazendo com que tenha uma aceleração suave até a nominal 3565 rpm, depois o controle faz com que o motor reduza até 2100 rpm, podendo ser o resultado de uma queda de geração, problemas hidráulicos ou redução na necessidade hídrica.

Na sequência, o controle realiza uma rampa de frenagem suave até parar, porém mantendo o campo constante para qualquer aumento da carga. O perfil revela que o controle vetorial do inversor ajusta a tensão e frequência de forma precisa, permitindo que o motor atinja rapidamente a velocidade de regime sem oscilações significativas, evidenciando a atuação do controle de rampa configurado pelo Pump Genius.

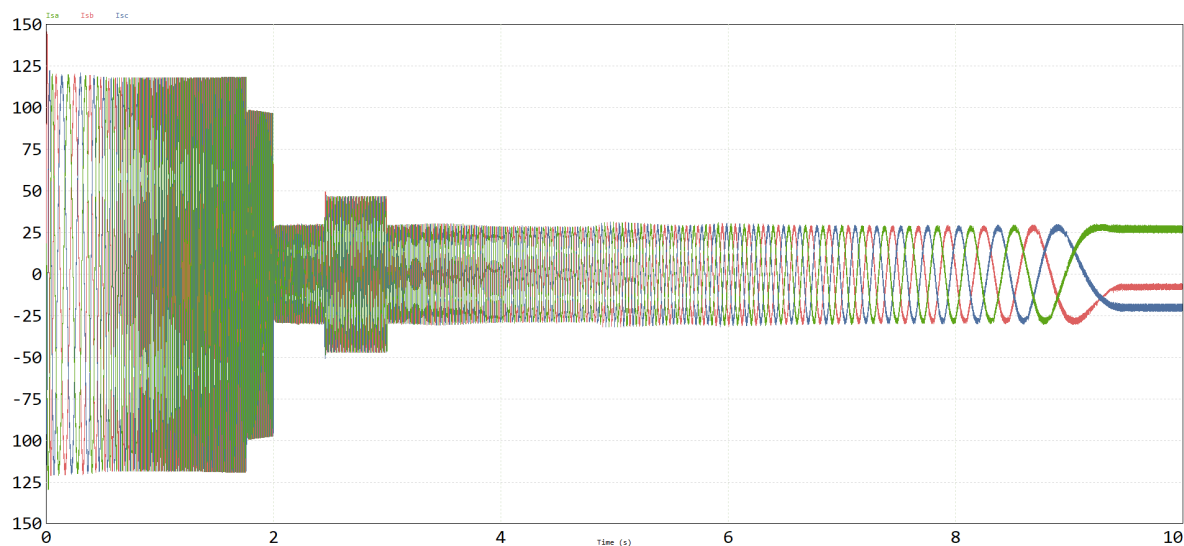
Figura 80 - Velocidade do motor



Fonte: Autor (2025).

Na Figura 81 apresenta as correntes trifásicas de armadura Ia, Ib, Ic (verde, vermelha e azul) durante o processo de partida e estabilização. Nos primeiros instantes, com velocidade mecânica diferente da referência, ocorre uma corrente de partida elevada e controlada em 2 p.u devido à magnetização inicial do motor, seguida de estabilização em valores senoidais balanceados até os 2 segundos, após observa-se apenas o valor da corrente de fluxo, significando que o motor está deixando a inércia da carga frear o motor até a nova referência, antes dos 3 segundos observa-se um aumento da corrente ocasionado pelo aumento da corrente de torque mantendo o motor na referência, após os 3 segundos observa-se somente a corrente de fluxo, mostrando mais uma vez a frenagem do motor até parar. O controle SVPWM aplicado pelo inversor assegura a simetria das fases, promovendo eficiência energética e menor aquecimento do estator.

Figura 81 – Correntes trifásicas do motor

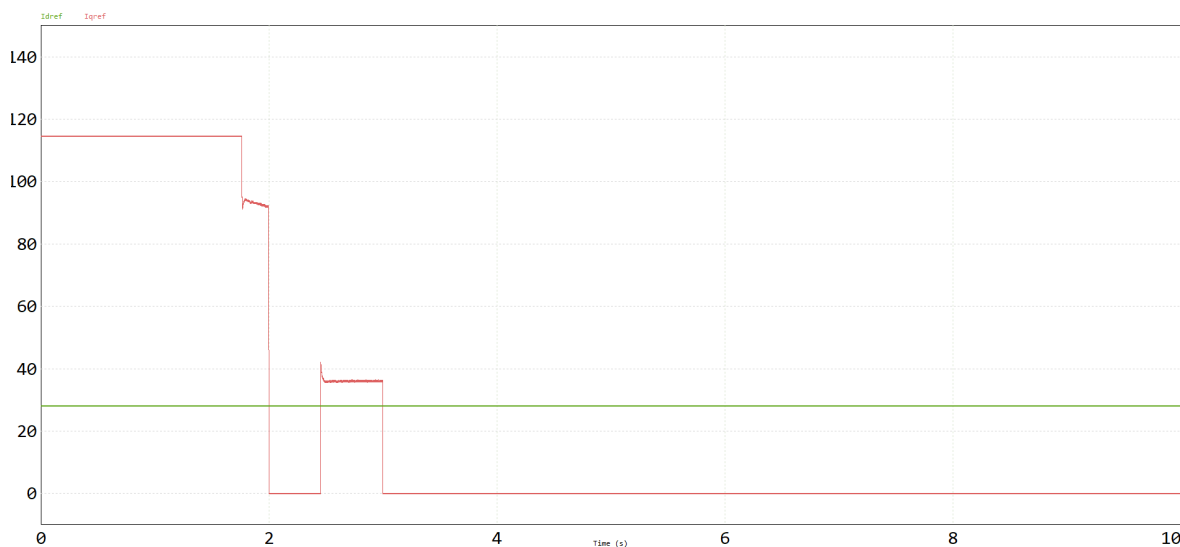


Fonte: Autor (2025).

Na Figura 82 observam-se as correntes de referência I_{d_ref} (Verde) e I_{q_ref} (Vermelha), que representam as componentes de fluxo e torque, respectivamente. O controle FOC desacopla essas duas variáveis, permitindo que o torque seja controlado independentemente do fluxo magnético. Durante a partida, a corrente de torque (I_{q_ref}) é máxima para a corrente de 2 p.u, enquanto a componente de fluxo (I_{d_ref}) permanece constante, assegurando magnetização estável do rotor.

Durante frenagens, a corrente de torque (I_{q_ref}) é nula, fazendo com que a corrente seja somente à componente de fluxo (I_{d_ref}), aproximadamente 0,5 p.u, assegurando magnetização estável do rotor e frenagem de acordo com a inércia. A rápida convergência dos sinais demonstra a precisão do controle PI interno.

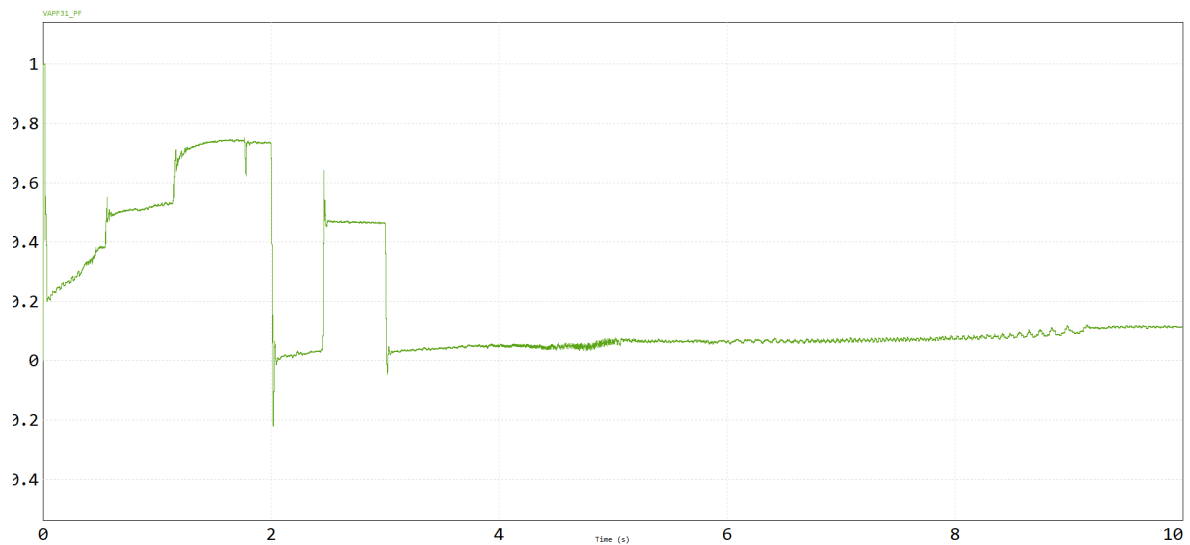
Figura 82 - Correntes de referência I_{d_ref} e I_{q_ref} sob controle vetorial (FOC)



Fonte: Autor (2025).

O comportamento do fator de potência é mostrado na Figura 83. Durante a aceleração, o fator de potência apresenta degraus naturais devido à rampa de aceleração associado ao aumento da potência mecânica e de torque do rotor. Após a estabilização do regime, o valor médio converge para 0,70 e 0,45, nominais para as velocidades de referências. Em Frenagens é possível observar baixo fator de potência devido a componente de torque nula e a de fluxo constante. Esse resultado confirma o balanceamento entre potência ativa e reativa obtido pelo algoritmo de controle do inversor e o menor gasto de energia em sua operação.

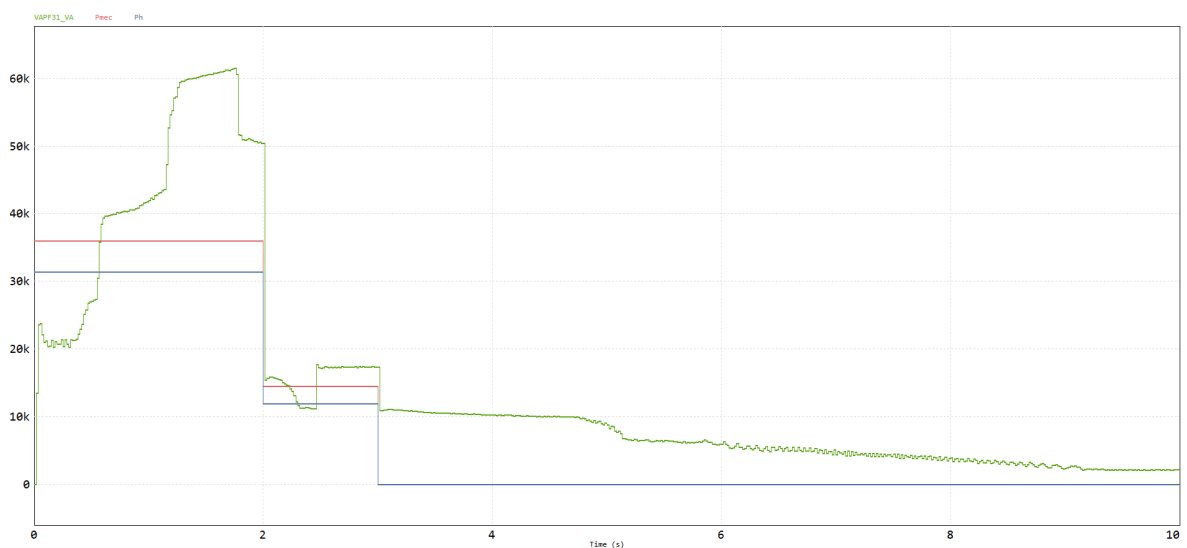
Figura 83 – Fator de potência



Fonte: Autor (2025).

Na Figura 84 são apresentadas as curvas de potência elétrica aparente medida (Verde), mecânica (Vermelha) e hídrica (Azul) de referência. Observa-se que, no início da operação, a potência elétrica fornecida pelo inversor tem o mesmo comportamento do fator de potência até atingir sua estabilização em 50 kVA. Para valores de velocidade menores do que a nominal se observa a lei dos afins reduzindo drasticamente o consumo da bomba de forma praticamente instantânea, demonstrando ser uma alternativa eficiente dimensionar a bomba para operar no nominal na situação que abrange 90% de suas operação totais, dimensionado para o valor da lâmina média acrescidos de 65% o desvio padrão.

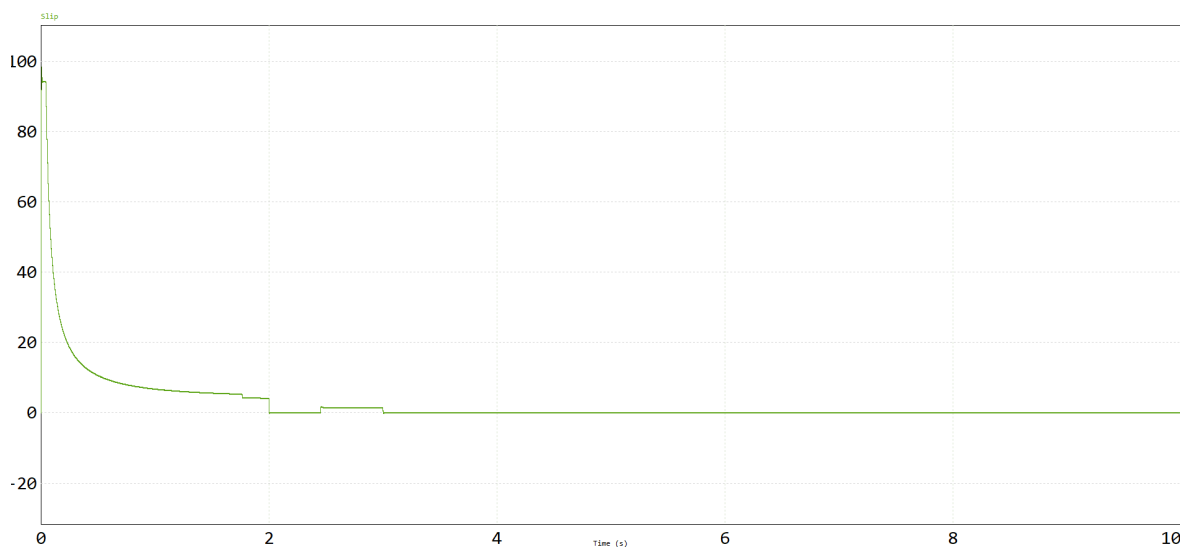
Figura 84 – Potências elétrica, mecânica e hídrica



Fonte: Autor (2025).

A Figura 85 representa o comportamento do escorregamento ao longo do tempo. Nos primeiros instantes, o escorregamento é elevado, característico da fase de aceleração. Com o avanço do tempo, o valor tende a zero, o que indica sincronismo entre o campo girante e o rotor. Esse comportamento confirma o ajuste correto da malha de controle vetorial e a resposta precisa do sistema em regime permanente.

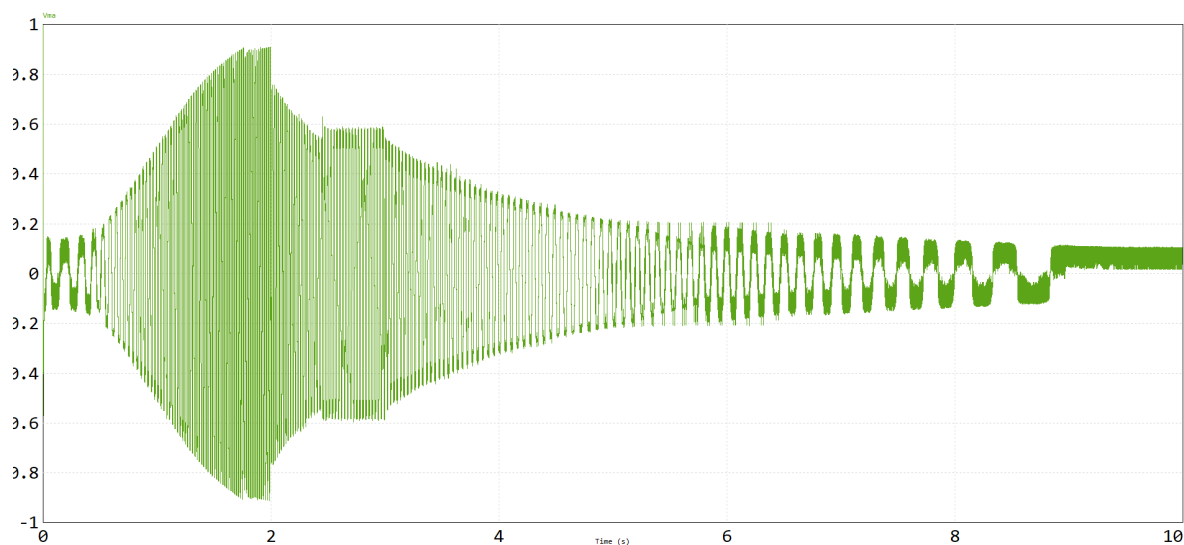
Figura 85 - Variação do escorregamento



Fonte: Autor (2025).

A Figura 86 mostra a forma de onda da tensão de referência trifásica pelo inversor. O padrão senoidal e a modulação simétrica demonstram a ação eficiente do método Space Vector PWM (SVPWM), que ajusta os vetores de tensão de acordo com o erro instantâneo de corrente. Essa técnica reduz a distorção harmônica e melhora o fator de potência global do sistema.

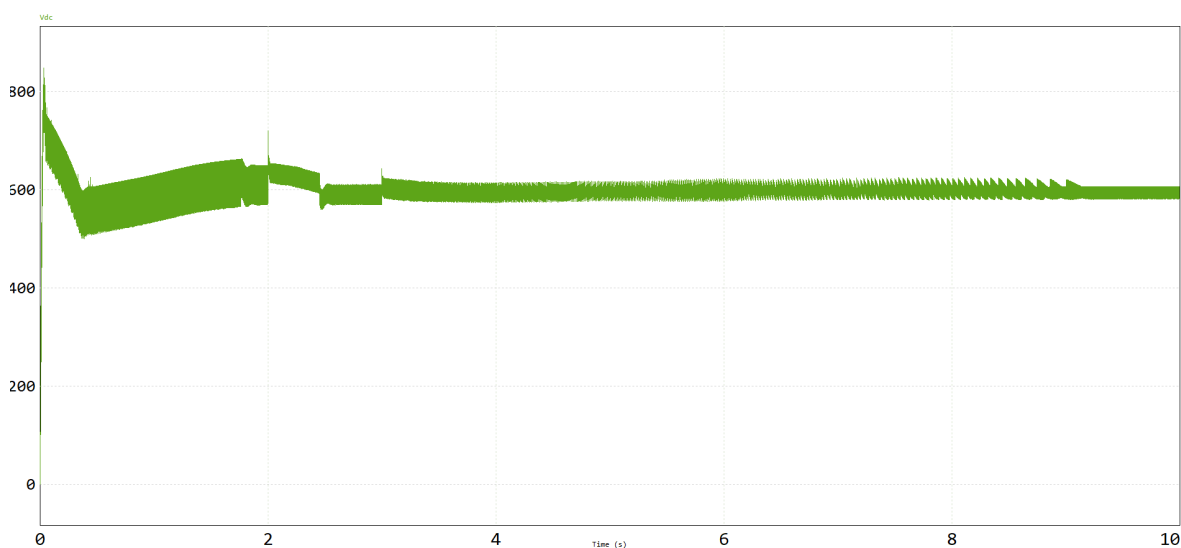
Figura 86 – Tensão de referência trifásica do inversor (Vref)



Fonte: Autor (2025).

A Figura 87 apresenta a tensão do barramento CC (Vdc). Durante a partida, nota-se leve aumento de tensão, aproximadamente 800 V, devido ao aumento da corrente de entrada. Logo após, o valor estabiliza em torno de 600 V, evidenciando o bom desempenho do circuito de filtragem. O Pump Genius atua monitorando essa tensão continuamente, realizando desligamento controlado em casos de sobretensão ou subtensão, o que evita falhas na comutação dos IGBTs.

Figura 87 - Tensão do barramento CC (Vdc)

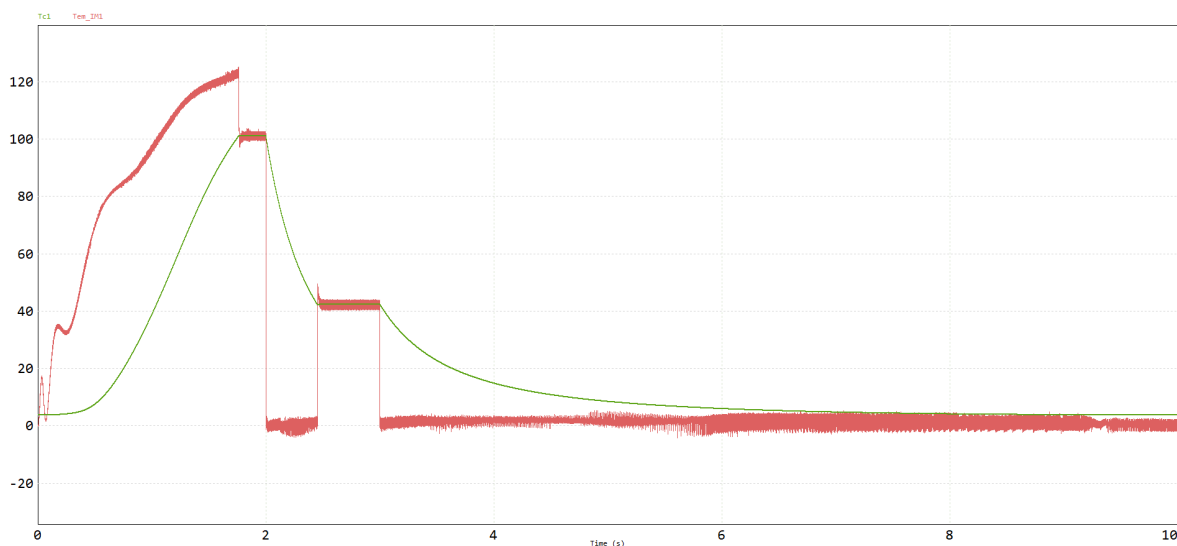


Fonte: Autor (2025).

Na Figura 88 são apresentados os torques eletromagnético (Vermelho) e de carga (Verde). Durante a partida, o torque eletromagnético excede o torque de carga, acelerando o rotor até o ponto de equilíbrio. Após a estabilização, ambos se igualam, mantendo a rotação

constante. Quando ocorre redução da velocidade de referência, o torque é invertido de forma imediata, representando o modo de frenagem rápida. O controle PID do Pump Genius garante a transição entre modos sem picos de corrente nem inversões abruptas.

Figura 88 - Torques eletromagnético e de carga durante a operação do motor



Fonte: Autor (2025).

4.2.2 Discussão sobre a segurança do Pump Genius

O sistema Pump Genius do inversor WEG CFW900 é dotado de um conjunto de proteções integradas que asseguram operação contínua e segura. Entre as principais proteções estão:

- Sobrecorrente e curto-circuito no motor;
- Sobretensão e subtensão no barramento CC;
- Perda de fase ou desequilíbrio de tensão;
- Operação a seco (detecção de baixa corrente e ausência de contrapressão);
- Cavitação (detecção de flutuação rápida de torque);
- Bloqueio de partida com falha de comunicação entre inversor e sensores;
- Controle de frenagem e parada suave (soft stop) para evitar golpe de aríete no sistema hidráulico.

Essas funções são essenciais para prolongar a vida útil do motor e da bomba, além de evitar danos à tubulação e ao sistema elétrico. Dessa forma, o inversor de frequência não apenas controla a velocidade, mas atua como elemento de proteção inteligente, garantindo o funcionamento seguro e eficiente da microrrede de irrigação.

4.3 Aspectos que influenciam o comportamento da carga

O comportamento da carga elétrica no sistema de irrigação está intimamente relacionado às variáveis agronômicas, climáticas, solo e hidráulicas. Cada uma dessas variáveis interfere de forma distinta na demanda de energia, refletindo diretamente no perfil de consumo ao longo do ano. Nas microrredes fotovoltaicas estudadas, observou-se que o consumo acompanha a dinâmica da necessidade hídrica das culturas, influenciada por fatores como o coeficiente de cultura (K_c), a disponibilidade de água no solo, a irradiância solar e as características do sistema de irrigação empregado. Os sub-capítulos a seguir apresentam a variação temporal da carga nas Fazendas Bebedouro e Ressaca, permitindo compreender como esses parâmetros interagem no comportamento energético do conjunto motobomba.

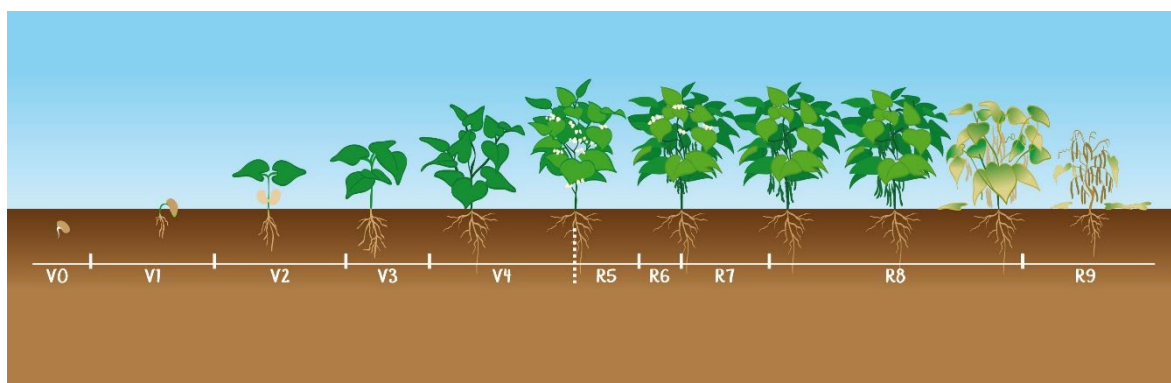
4.3.1 Discussão sobre o aspecto da cultura

O coeficiente de cultura (K_c) é o principal fator agronômico que determina a variação do consumo energético ao longo do ciclo produtivo. Durante as fases iniciais de desenvolvimento (emergência e crescimento vegetativo), o K_c apresenta valores baixos, reduzindo a frequência e a duração das irrigações. À medida que a cultura avança para as fases de floração e frutificação, o K_c atinge valores máximos, exigindo maior volume de água e maior tempo de operação das bombas. Consequentemente, o consumo de energia cresce proporcionalmente à lâmina de irrigação aplicada e à área efetivamente irrigada.

Após o pico de produtividade, durante a fase de maturação, o K_c volta a decrescer, o que se reflete na redução da carga. Esse comportamento cíclico é observado nas simulações anuais, onde os picos de consumo coincidem com os períodos de máximo desenvolvimento vegetativo.

A Figura 89 representa as fases fenológicas da planta, desde a emergência (V_0) até a maturação (R_9). Cada estágio indica uma variação do coeficiente de cultura (K_c), influenciando diretamente a demanda hídrica e, consequentemente, o consumo de energia elétrica para irrigação.

Figura 89 - Estágios de desenvolvimento da cultura



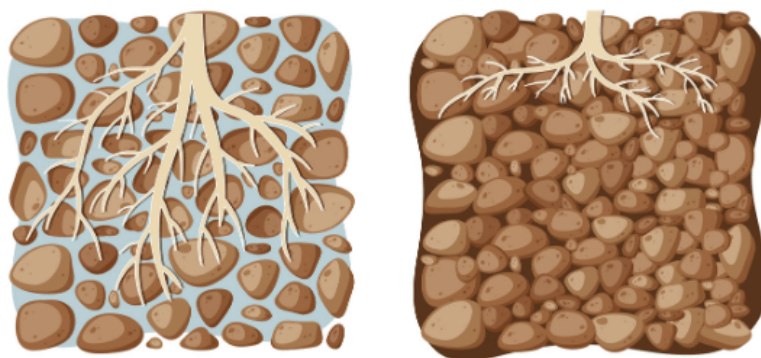
Fonte: Embrapa, Fenologia do Feijão (2023).

4.3.2 Discussão sobre o aspecto do solo

As propriedades físicas do solo influenciam diretamente a forma como a água é armazenada, infiltrada e disponibilizada às plantas. Solos arenosos apresentam alta taxa de infiltração e baixa capacidade de retenção, exigindo irrigações mais frequentes e curtas. Já os solos argilosos, com maior capacidade de campo, permitem armazenar maior volume de água, reduzindo a frequência de acionamento do sistema. Essa diferença afeta o perfil de carga elétrica, pois solos argilosos proporcionam intervalos mais longos entre as irrigações, enquanto solos arenosos demandam acionamentos mais constantes do conjunto motobomba.

A Figura 90 mostra como os solos arenosos (à esquerda) possuem grandes poros e menor capacidade de retenção de água, exigindo irrigações mais frequentes. Já os solos argilosos (à direita) apresentam poros menores e maior capacidade de campo, mantendo a umidade por mais tempo e reduzindo o número de acionamentos do sistema de irrigação.

Figura 90 – Comparativo entre solos arenoso e argiloso



Fonte: Agropós, solo poroso (2022).

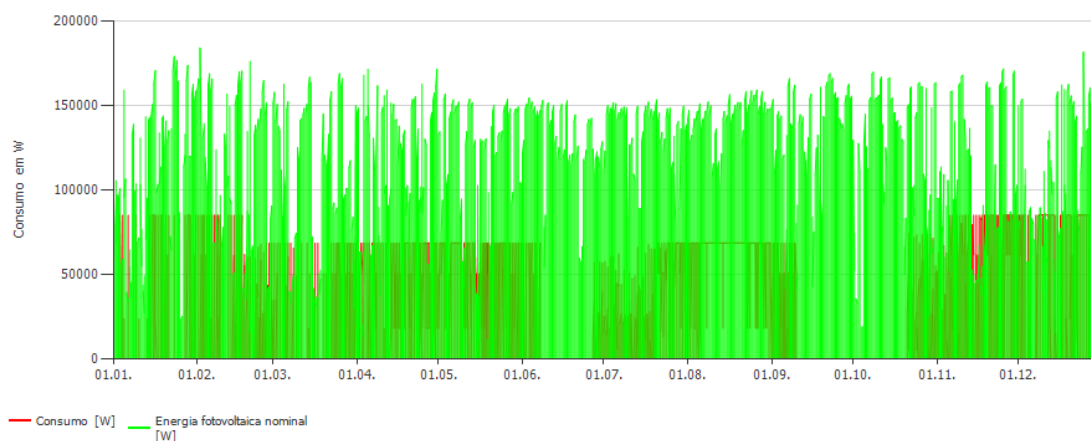
4.3.3 Discussão sobre o aspecto do clima

O clima exerce influência direta tanto sobre o desenvolvimento das culturas quanto sobre o comportamento da microrrede. A radiação solar, temperatura e velocidade do vento determinam a evapotranspiração de referência (ET_o), parâmetro base para o cálculo da lâmina de irrigação e da energia requerida para bombeamento. Nos períodos de alta irradiância, o aumento da ET_o eleva simultaneamente o consumo hídrico e a disponibilidade de energia solar, criando uma correlação positiva entre geração e demanda.

Durante os meses de menor insolação, o consumo tende a diminuir devido à menor evapotranspiração e à redução do tempo de operação das bombas. Entretanto, a menor geração fotovoltaica nesses períodos exige maior suporte da rede elétrica, baterias e gerador, alterando o perfil de carga global.

A Figura 91 mostra a relação entre a energia fotovoltaica disponível (em verde) e o consumo do sistema de irrigação (em vermelho). Observa-se que, nos períodos de maior irradiância solar, há coincidência entre a geração e o consumo, levando a operação autônoma da microrrede ao melhor rendimento. Já nas épocas de menor radiação, o consumo tende a reduzir em função da menor evapotranspiração e menor demanda hídrica das culturas, porém exigindo mais das demais fontes.

Figura 91 – Correlação entre geração fotovoltaica e consumo da carga ao longo do ano



Fonte: Autor (2025).

4.3.4 Discussão sobre o aspecto hidráulico

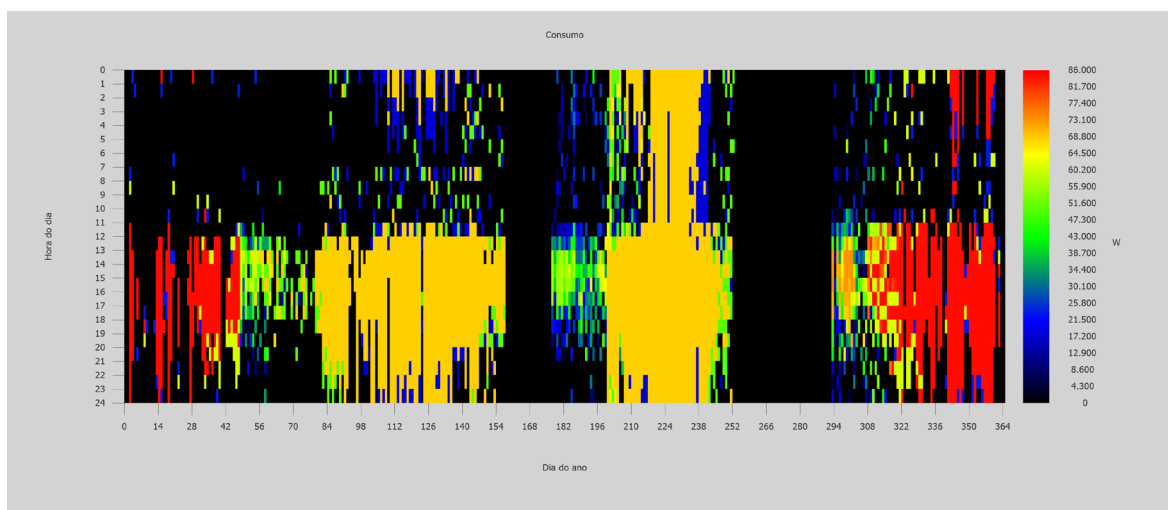
O tipo de sistema de irrigação utilizado (aspersão, pivô central, gotejamento ou microaspersão) também influencia a forma e a intensidade do consumo elétrico. Sistemas

pressurizados, como pivôs e aspersores, requerem maior potência instantânea, enquanto sistemas localizados, como o gotejamento, operam com menores pressões e fluxos, reduzindo o consumo médio. Além disso, o escalonamento dos setores e o uso de inversores de frequência com controle PID permitem suavizar as partidas e paradas das bombas, reduzindo picos de corrente e melhorando o fator de potência.

O controle hidráulico, aliado à automação da microrrede, permite que o sistema opere dentro de janelas de oportunidade energética, momentos do dia em que a geração fotovoltaica supera a potência demandada. Dessa forma, o consumo da carga torna-se não apenas dependente da necessidade agrícola, mas também da disponibilidade instantânea de energia limpa.

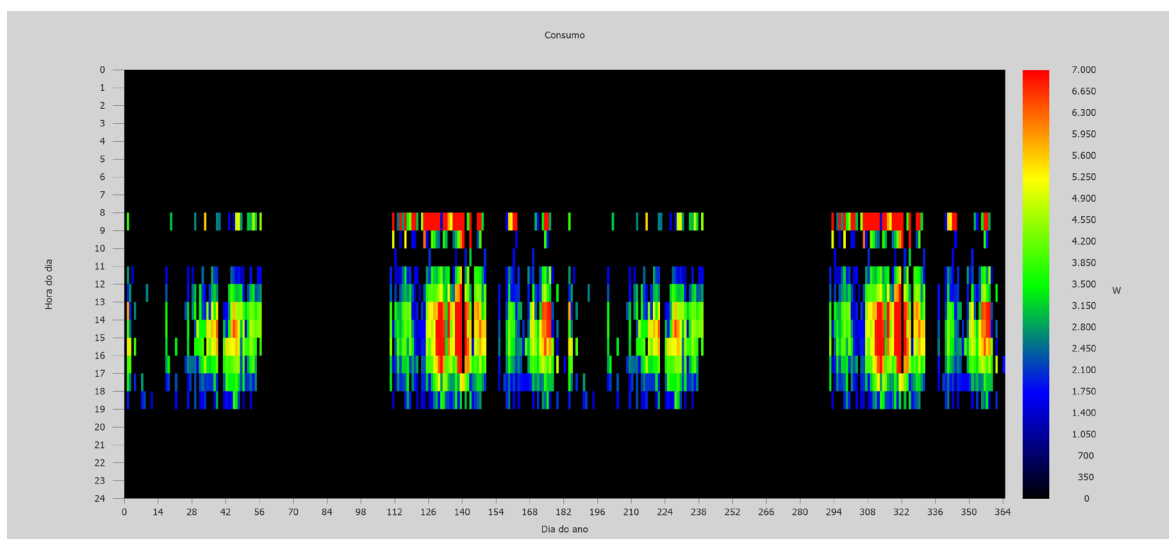
De modo geral, o comportamento da carga elétrica nas fazendas estudadas é o resultado da interação entre variáveis agrícolas, climáticas, edáficas e hidráulicas. A compreensão dessas relações é essencial para o dimensionamento adequado da microrrede, o planejamento das irrigações e o gerenciamento energético sazonal. Os resultados obtidos evidenciam que a sincronização entre geração fotovoltaica e demanda hídrica é possível mediante o uso de controle inteligente, tornando o sistema eficiente, sustentável e tecnicamente viável. As Figura 92 e Figura 93 demonstram essas interações no consumo elétrico das fazendas Ressaca e Bebedouro.

Figura 92 - Consumo Elétrico da Fazenda Ressaca



Fonte: Autor (2025).

Figura 93 - Consumo Elétrico da Fazenda Bebedouro



Fonte: Autor (2025).

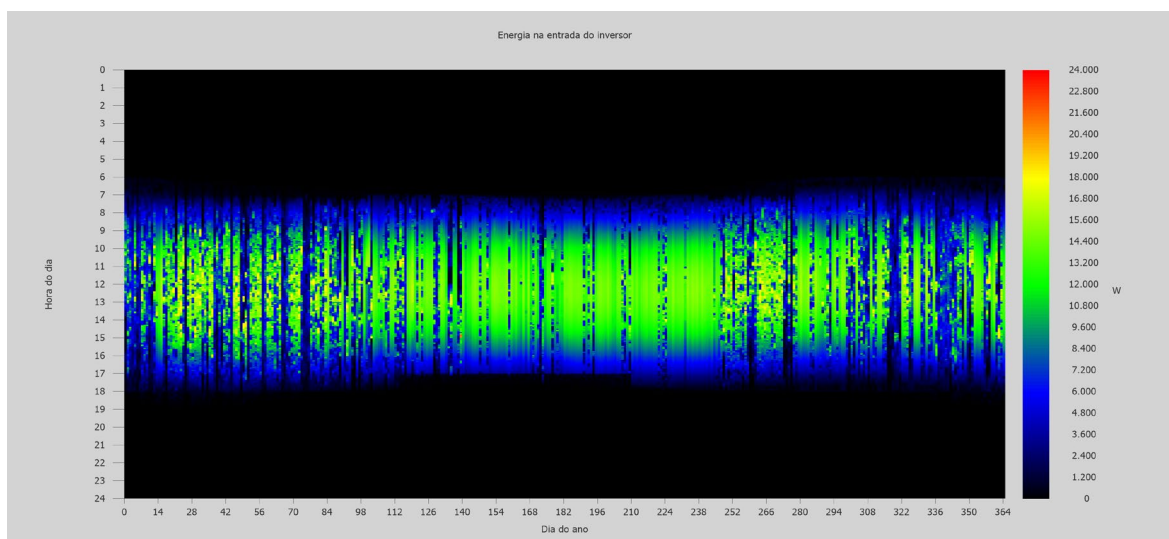
4.4 Atendimento da carga pela Microrrede

4.4.1 Fazenda Ressaca

A microrrede da Fazenda Ressaca foi projetada para operar em regime híbrido, integrando geração fotovoltaica, banco de baterias, rede elétrica e gerador a diesel. O objetivo é garantir o atendimento contínuo da carga de irrigação ao longo do ano, compensando as variações sazonais da radiação solar e das necessidades hídricas das culturas. Os gráficos a seguir apresentam a evolução diária e horária das principais variáveis energéticas, destacando os períodos de maior atividade e o comportamento integrado das fontes ao longo do tempo.

A Figura 94 mostra o perfil de potência entregue à entrada do inversor ao longo do ano. Observa-se que a geração fotovoltaica se concentra entre 8h e 17h, acompanhando a curva típica de irradiância solar. As maiores densidades de potência ocorrem entre os dias 60 e 300, correspondendo ao período de maior radiação solar e coincidindo com os meses de maior demanda hídrica. Nos meses de menor insolação, a energia disponível se reduz, exigindo maior contribuição das demais fontes para manter o fornecimento contínuo à carga.

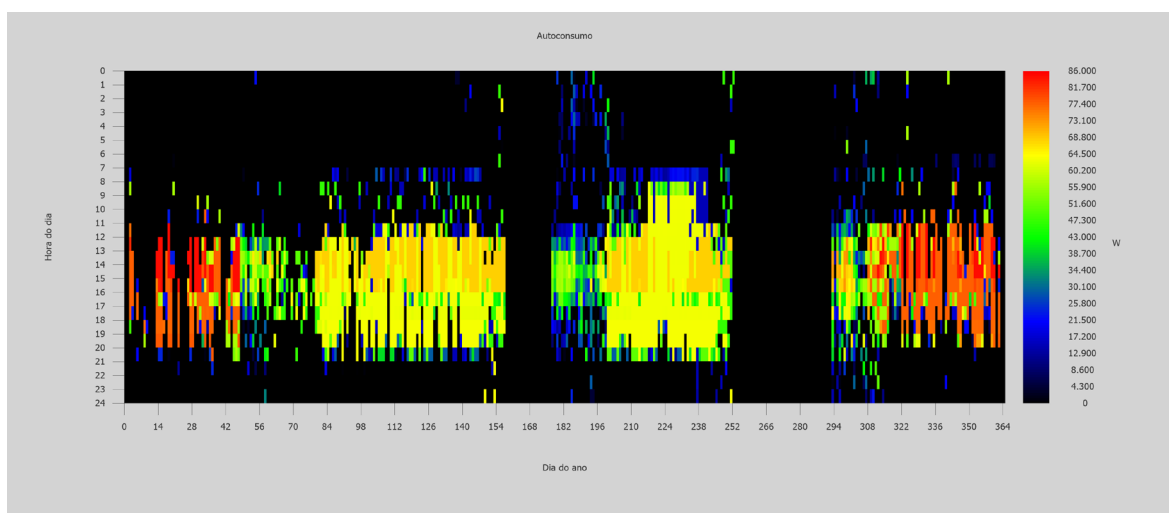
Figura 94 - Energia na entrada do inversor da fazenda Ressaca



Fonte: Autor (2025).

A Figura 95 evidencia a proporção da energia gerada localmente que é utilizada diretamente pelas cargas da fazenda. Nota-se um padrão concentrado nas horas de maior luminosidade, com operação praticamente contínua nos meses de pico produtivo. Durante os períodos chuvosos ou de baixa irradiância, há redução significativa no autoconsumo, indicando a atuação complementar das baterias e da rede elétrica. Esse comportamento reforça a eficiência do sistema em aproveitar a geração local para suprir a demanda de irrigação, reduzindo a dependência externa.

Figura 95 - Autoconsumo da microrrede

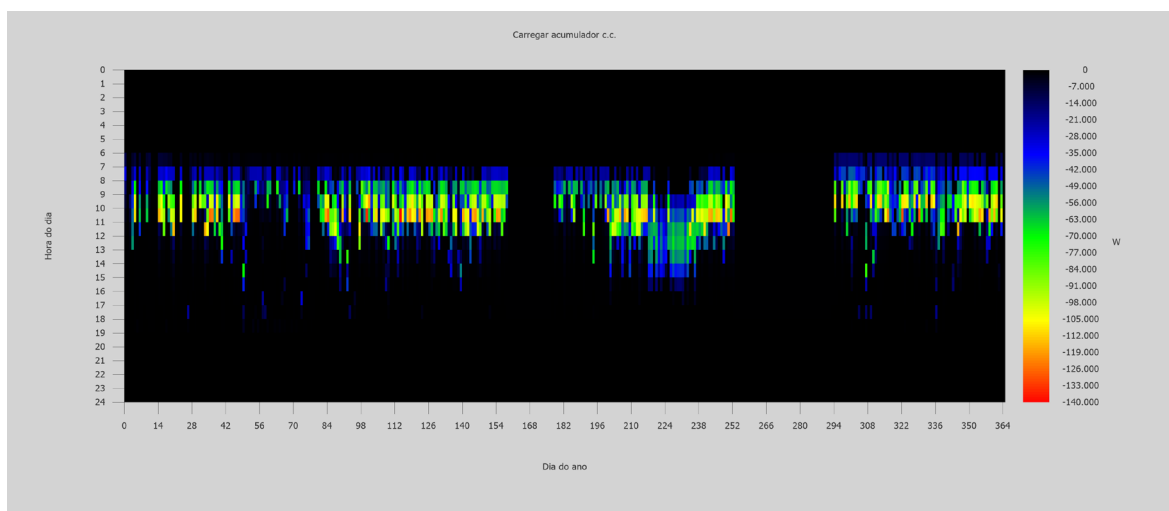


Fonte: Autor (2025).

O carregamento das baterias ocorre principalmente entre 8h e 11h, quando a geração fotovoltaica excede a demanda instantânea da carga. Observa-se na Figura 96 que a intensidade de carga é maior nos períodos de alta irradiância, reduzindo-se gradativamente à medida que a energia solar disponível diminui. Essa estratégia permite armazenar o

excedente de geração durante o dia, garantindo energia suficiente para sustentar o sistema nos horários noturnos ou durante variações climáticas adversas.

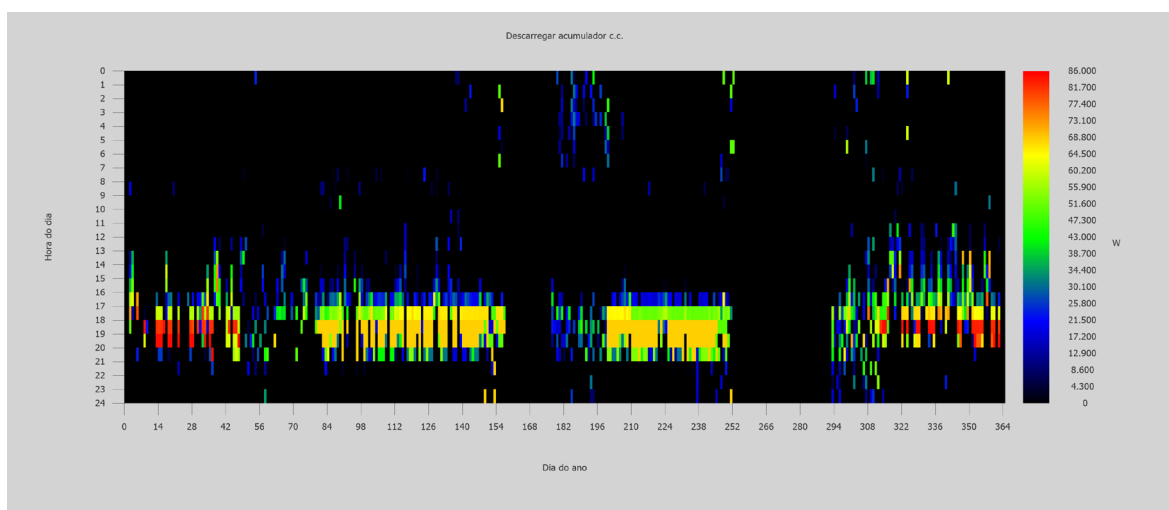
Figura 96 – Carregamento do banco de baterias



Fonte: Autor (2025).

A Figura 97 mostra como a descarga das baterias é mais intensa nos períodos noturnos e nas primeiras horas da manhã, quando não há geração solar suficiente para atender à carga. O comportamento observado demonstra o equilíbrio energético do sistema, com as baterias atuando como fonte transitória e garantindo estabilidade ao fornecimento. Em dias de menor insolação, a descarga tende a se prolongar, reforçando a importância do dimensionamento adequado do banco de acumuladores para garantir autonomia operacional.

Figura 97 – Descarregamento do banco de baterias

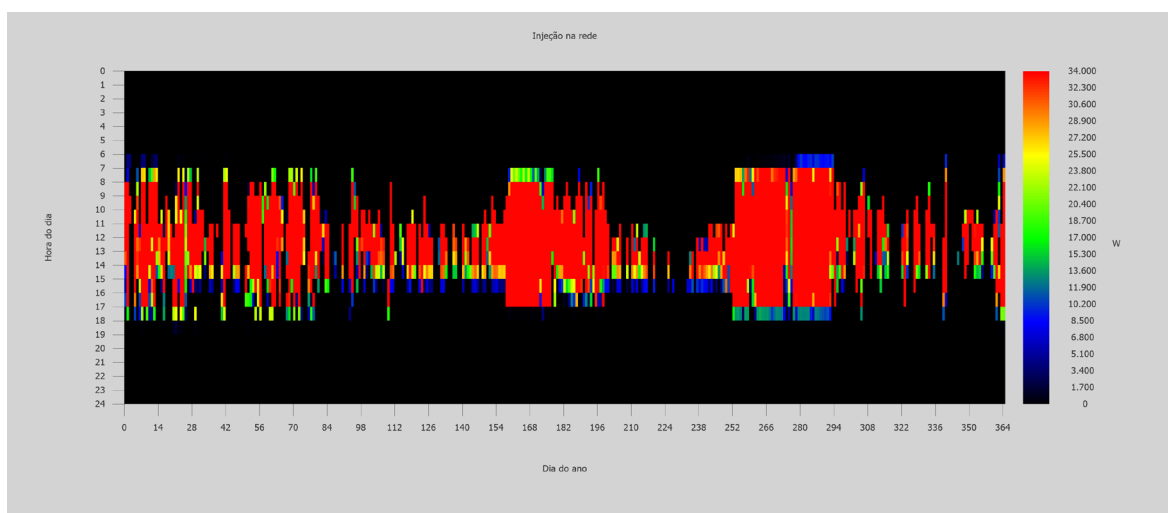


Fonte: Autor (2025).

Durante os períodos de maior geração, especialmente em dias de baixa demanda hídrica, o excedente de energia é injetado na rede elétrica. A Figura 98 demonstra que essa injeção ocorre de forma pontual e distribuída ao longo do ano, principalmente entre 8h e

16h. Esse comportamento indica que o sistema opera em condições de alto superávit energético em determinados momentos, contribuindo para a estabilidade do barramento e reduzindo o consumo de energia proveniente da concessionária.

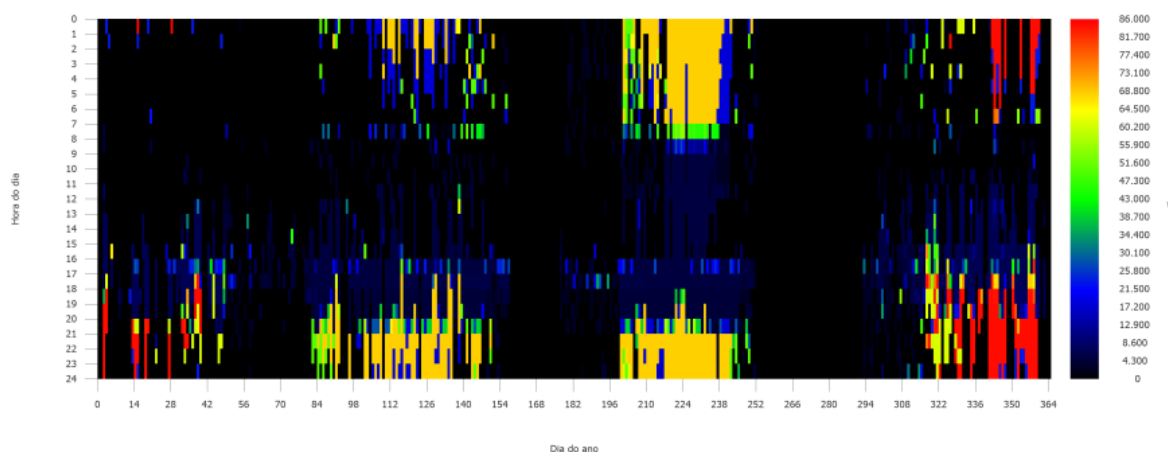
Figura 98 – Injeção de energia na rede



Fonte: Autor (2025).

A Figura 99 evidencia os períodos de acionamento do gerador a diesel, concentrados nos meses de menor radiação solar e durante eventuais picos de demanda. O funcionamento do gerador ocorre predominantemente no período noturno, complementando a energia proveniente das baterias. Apesar de sua operação limitada, o gerador desempenha papel essencial na confiabilidade do sistema, garantindo o atendimento pleno da carga mesmo em condições climáticas extremas ou falhas momentâneas na rede.

Figura 99 – Consumo do gerador a diesel

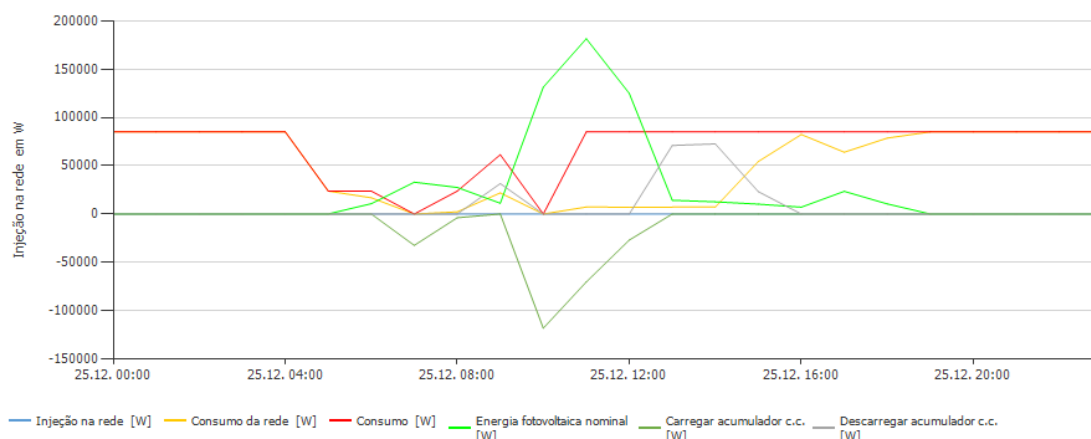


Fonte: Autor (2025).

A Figura 100 apresenta o comportamento das principais variáveis energéticas ao longo de um dia de operação. Observa-se que, nas primeiras horas, o consumo é suprido parcialmente pelo gerador (linha amarela), enquanto o restante é atendido pelas baterias em

descarga. Com o aumento da irradiância solar, a energia fotovoltaica (linha verde) passa a atender integralmente a carga e a carregar o banco de baterias. Durante o período da tarde, ocorre leve injeção de energia excedente na rede, seguida de uma nova fase de descarga das baterias no período noturno, assegurando o atendimento contínuo da carga mesmo após o pôr do sol.

Figura 100 - Fluxo de energia na microrrede da Fazenda Bebedouro (dia com mais Irradiância)



Fonte: Autor (2025).

De modo geral, observa-se que a Fazenda Ressaca apresenta um perfil energético estável e bem distribuído ao longo do ano. A interação entre geração fotovoltaica, armazenamento em baterias e apoio do gerador proporciona autonomia e continuidade no atendimento das cargas de irrigação. O comportamento diário demonstra coerência entre os períodos de geração e de consumo, validando a eficiência do controle de fluxo de energia implementado na microrrede.

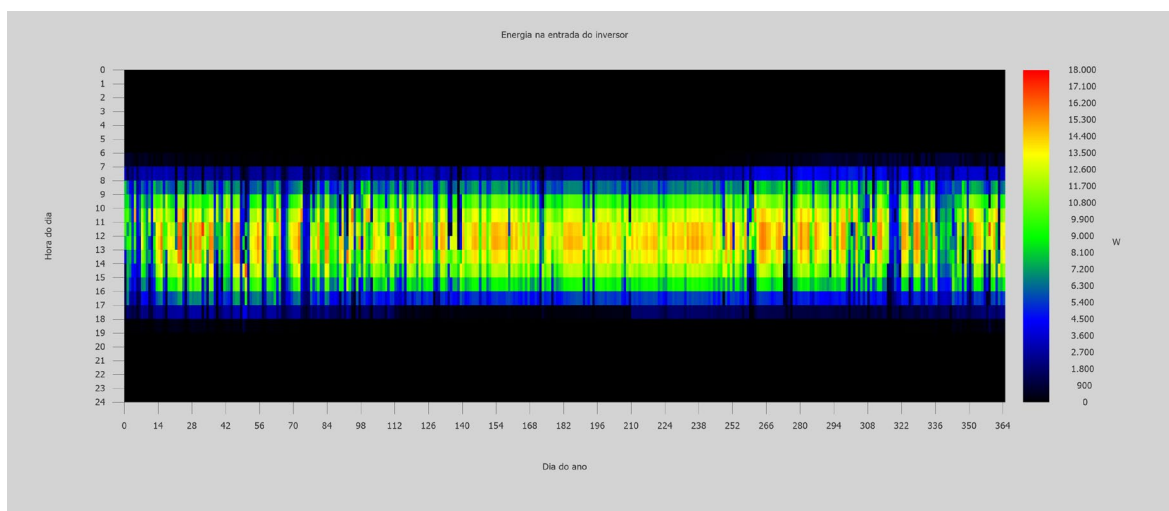
4.4.2 Fazenda Bebedouro

A microrrede da Fazenda Bebedouro foi dimensionada para operar em regime predominantemente conectado à rede, utilizando o sistema fotovoltaico como fonte principal de suprimento e as baterias como suporte operacional. A energia gerada é destinada prioritariamente ao atendimento da bomba de irrigação, e o excedente é utilizado para carregamento das baterias ou injeção controlada na rede. O conjunto de gráficos a seguir representa o comportamento anual e diário das variáveis de geração, autoconsumo, armazenamento e interação com a rede elétrica e gerador.

A Figura 101 apresenta o perfil da energia fotovoltaica entregue ao inversor ao longo do ano. Observa-se que a geração ocorre de forma concentrada entre 7h e 17h, com picos

durante o período seco, quando a irradiância solar é mais intensa. Há ligeira redução nos meses de maior nebulosidade, indicando a sensibilidade do sistema às variações climáticas. Mesmo com menor potência instalada em comparação à Fazenda Ressaca, o comportamento de geração demonstra consistência e estabilidade, assegurando o suprimento das demandas diurnas de irrigação.

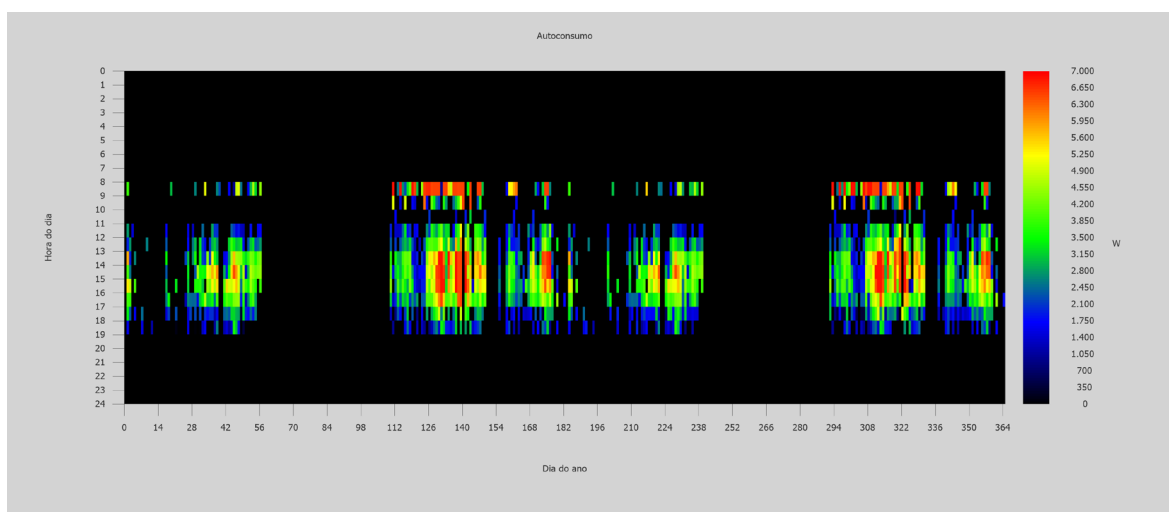
Figura 101 - Energia na entrada do inversor



Fonte: Autor (2025).

A Figura 102 que representa autoconsumo revela que a energia gerada é amplamente utilizada para atender a carga local, especialmente nas horas centrais do dia. A coincidência entre o pico de geração e os horários de irrigação otimiza o uso direto da energia fotovoltaica, reduzindo perdas de conversão e evitando a necessidade de acionamento do gerador. Durante os períodos de baixa demanda hídrica, observa-se menor densidade de autoconsumo, refletindo o comportamento sazonal das culturas irrigadas.

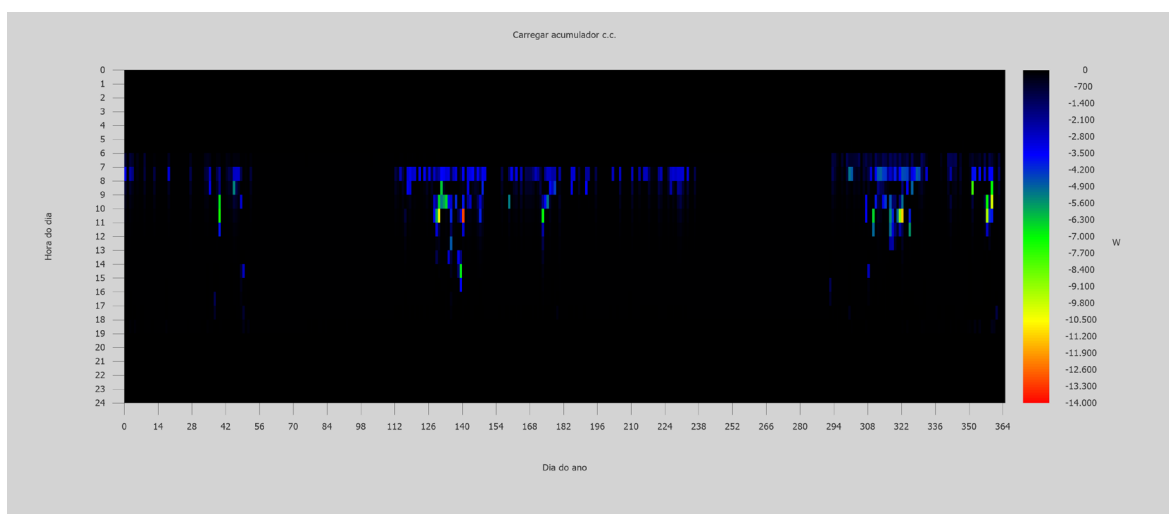
Figura 102 – Autoconsumo da microrrede



Fonte: Autor (2025).

O carregamento das baterias ocorre de forma moderada e concentrada entre 7h e 10h, quando a geração fotovoltaica excede o consumo imediato. A Figura 103 observa-se que a intensidade reduzida de carga demonstra que o sistema prioriza o atendimento direto da carga, utilizando as baterias como reserva operacional para contingências e manutenção. Essa estratégia garante que o banco de acumuladores opere dentro de faixas seguras de tensão e corrente, preservando sua vida útil e estabilidade energética.

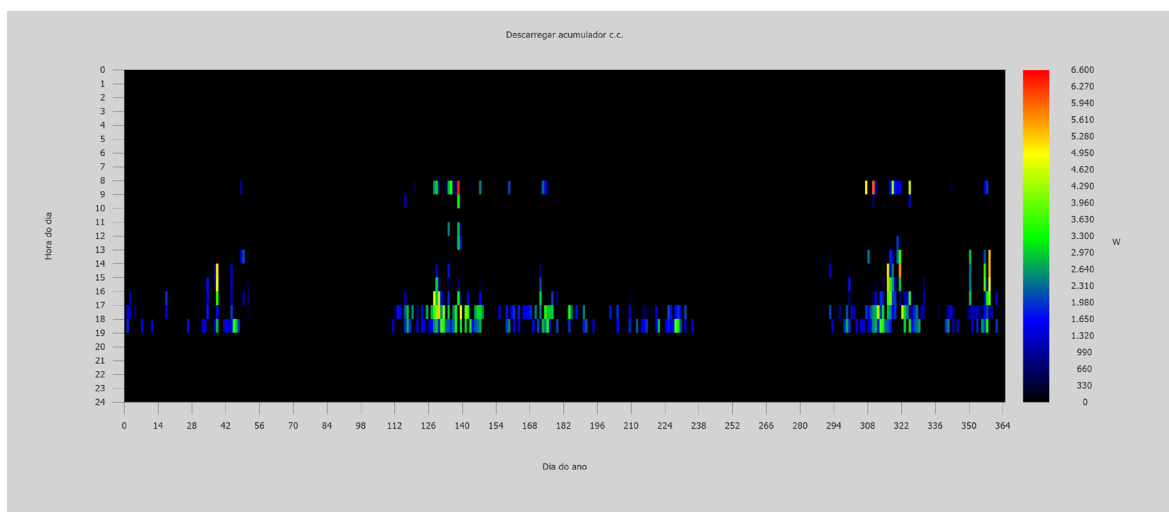
Figura 103 – Carregamento do banco de baterias



Fonte: Autor (2025).

A descarga ocorre principalmente nas primeiras horas da manhã e no final da tarde, quando a geração solar é insuficiente. Em geral, a profundidade de descarga é baixa, indicando que o sistema utiliza o banco de baterias apenas para compensar pequenas flutuações de potência ou breves períodos sem radiação. Essa característica confirma a operação coordenada com a rede, que atua como fonte de apoio em situações de déficit energético, mantendo a estabilidade do barramento CC e das cargas conectadas como demonstrado na Figura 104.

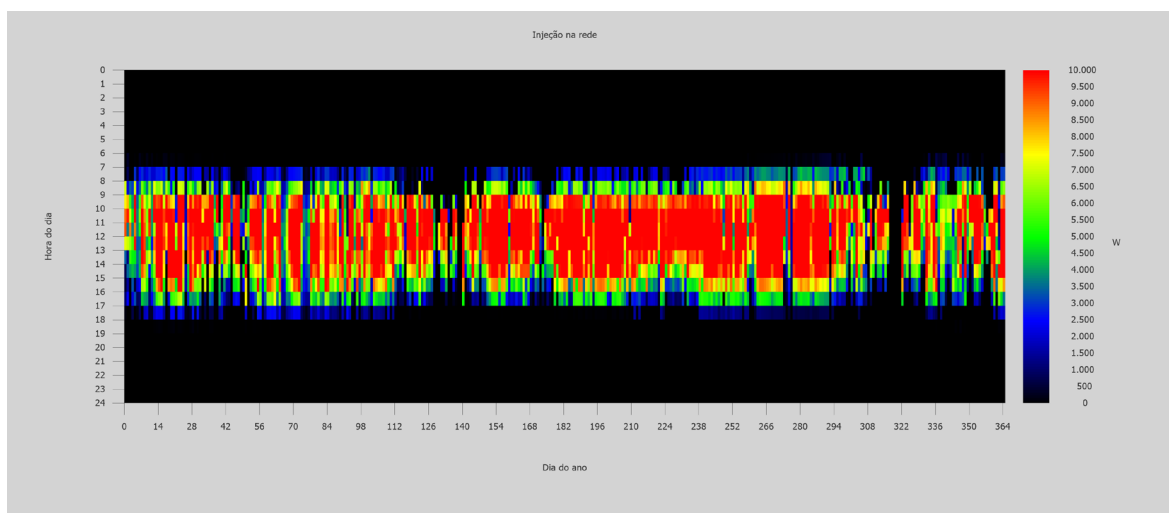
Figura 104 – Descarregamento do banco de baterias



Fonte: Autor (2025).

A Figura 105 demonstra que, durante grande parte do ano, há injeção contínua de energia excedente na rede elétrica. Os períodos de maior intensidade ocorrem entre os meses de junho e setembro, quando a radiação solar é elevada e a carga de irrigação se mantém moderada. Essa condição confirma o comportamento de exportação controlada da microrrede, que contribui para a compensação energética e reduz o custo operacional da fazenda, aproveitando os créditos de energia gerados.

Figura 105 – Injeção de energia na rede

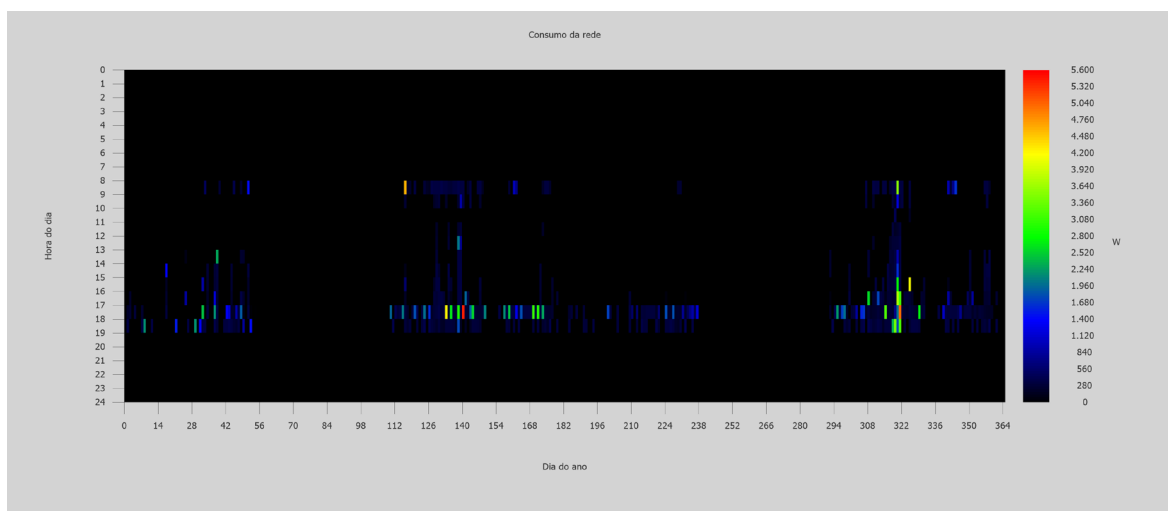


Fonte: Autor (2025).

A Figura 106 mostra consumo da rede ocorre de forma pontual, concentrando-se em dias nublados ou durante o funcionamento fim de tarde do sistema. A demanda proveniente da rede é significativamente inferior à geração local, comprovando a eficiência energética do sistema híbrido. Essa característica garante autonomia elevada, com o uso da

concessionária apenas em situações de contingência ou durante manutenções programadas do gerador e do banco de baterias.

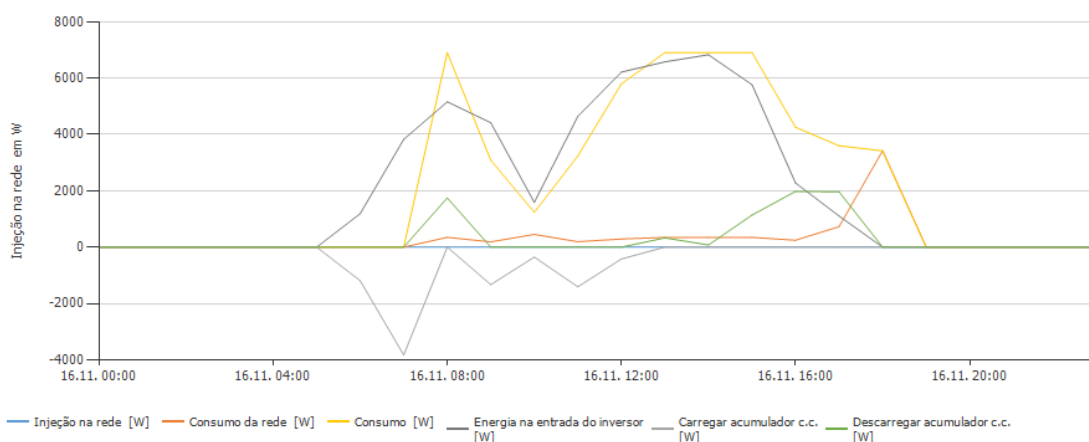
Figura 106 – Consumo da rede elétrica (apoio)



Fonte: Autor (2025).

A Figura 107 representa o comportamento energético ao longo de um dia intenso de demanda hídrica de funcionamento da microrrede. Durante o período da manhã, observa-se o início da geração fotovoltaica, que rapidamente ultrapassa o consumo e passa a carregar o banco de baterias. No período de maior irradiância, ocorre leve injeção de excedente na rede, enquanto no fim da tarde o consumo é sustentado pela descarga das baterias e, pontualmente, pela rede elétrica. Esse equilíbrio dinâmico evidencia o desempenho satisfatório do sistema de controle na gestão das diferentes fontes de energia.

Figura 107 – Fluxo de energia em dia típico de operação



Fonte: Autor (2025).

De maneira geral, a microrrede da Fazenda Bebedouro apresenta operação altamente estável e eficiente, com predominância da geração fotovoltaica no atendimento da carga e

atuação limitada das baterias e da rede de apoio. O comportamento anual demonstra coerência entre os ciclos de produção solar e as necessidades energéticas de irrigação, validando o dimensionamento e a estratégia de controle aplicada no sistema. O gerador à diesel não foi necessário para suprir as demandas energéticas da fazenda, sendo recomendado o uso em eventualidade.

4.5 Retornos Financeiros

Este capítulo apresenta e discute os resultados financeiros obtidos a partir da aplicação da metodologia de análise econômica descrita na Seção 3.6, com o objetivo de avaliar a viabilidade econômico-financeira da microrrede fotovoltaica aplicada à irrigação, em comparação com o cenário convencional de suprimento por rede elétrica. A análise concentra-se na interpretação dos fluxos de caixa projetados, dos indicadores financeiros calculados e da robustez econômica da solução ao longo do horizonte de estudo.

Os resultados apresentados refletem diretamente o desempenho energético do sistema, previamente obtido por meio das simulações realizadas no software PV*SOL, e sua conversão em variáveis econômicas, considerando os investimentos iniciais, os custos operacionais recorrentes, os benefícios econômicos associados à produção agrícola e as estratégias de operação da microrrede. Dessa forma, a análise financeira não é tratada de maneira isolada, mas integrada ao comportamento técnico-operacional do sistema, permitindo uma avaliação mais realista e representativa das condições de operação da fazenda.

Inicialmente, são apresentados os resultados individuais dos principais indicadores econômicos, Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Retorno sobre o Investimento (ROI), Payback Descontado e Índice de Lucratividade, para os cenários analisados. Em seguida, esses resultados são comparados de forma crítica, destacando-se as diferenças de desempenho financeiro entre a microrrede fotovoltaica e a alternativa convencional, bem como a influência do custo de capital, dos custos operacionais e da previsibilidade dos fluxos de caixa.

Por fim, discute-se o spread financeiro obtido em cada cenário e sua relação com o risco do investimento, evidenciando a capacidade da microrrede fotovoltaica de absorver variações operacionais e econômicas sem comprometer sua viabilidade. Essa abordagem permite não apenas verificar a atratividade econômica do projeto, mas também compreender os fatores que mais influenciam seus resultados financeiros, subsidiando a tomada de decisão sob a ótica técnico-econômica.

4.5.1 Estrutura dos fluxos de caixa e premissas finais

Os resultados financeiros apresentados neste capítulo foram obtidos a partir da consolidação dos fluxos de caixa definidos na metodologia de análise econômica descrita na Seção 3.6, aplicados aos cenários de microrrede fotovoltaica e de suprimento convencional por rede elétrica. Para ambos os casos, os fluxos de caixa foram estruturados de forma a permitir uma comparação direta e consistente entre as alternativas, respeitando as particularidades técnicas, operacionais e econômicas de cada solução.

O horizonte de análise adotado corresponde à vida útil do sistema (25 anos), considerando a durabilidade dos principais ativos envolvidos, como os módulos fotovoltaicos, inversores, banco de baterias e infraestrutura elétrica. O investimento inicial (CAPEX) foi alocado integralmente no instante zero, enquanto os custos operacionais e os benefícios econômicos foram modelados como fluxos periódicos uniformes ao longo do tempo, representados por um pagamento anual equivalente (PMT). Essa abordagem possibilita tratar os benefícios econômicos recorrentes de forma compatível com os métodos clássicos de análise de investimentos, facilitando a interpretação dos indicadores financeiros.

No cenário da microrrede fotovoltaica, os fluxos de caixa anuais incorporam os ganhos econômicos associados à redução do consumo de energia da concessionária, à maior previsibilidade energética do sistema e ao incremento de produtividade agrícola viabilizado pela irrigação estável, descontados os custos operacionais relacionados à manutenção dos equipamentos, à gestão do banco de baterias, ao consumo eventual do gerador de apoio e aos custos residuais de energia da rede. Esses valores foram diretamente fundamentados nos resultados energéticos obtidos por meio das simulações realizadas no software PV*SOL, as quais forneceram a base para a estimativa da participação relativa de cada fonte de energia e de suas implicações econômicas.

Para o cenário convencional, os fluxos de caixa foram definidos de forma mais simplificada, considerando a receita associada à produção agrícola e os custos operacionais decorrentes do suprimento integral por rede elétrica, incluindo tarifas de energia, encargos de demanda contratada, bandeiras tarifárias e custos de manutenção da infraestrutura do consumidor. Nesse caso, não há ganhos associados à eficiência energética ou à estratégia de gerenciamento da geração, sendo os resultados fortemente dependentes da estrutura tarifária vigente e de seus reajustes ao longo do tempo.

As taxas de desconto adotadas refletem o risco e a previsibilidade econômica de cada alternativa. Para a microrrede fotovoltaica, foi considerado um custo de capital de 11% ao

ano, compatível com projetos de infraestrutura produtiva com risco moderado e elevada previsibilidade dos custos operacionais. Para o cenário convencional de suprimento por rede elétrica, adotou-se uma taxa de desconto de 15% ao ano, refletindo a maior incerteza associada à variabilidade tarifária, aos encargos regulatórios e à dependência externa do sistema.

A partir dessa estrutura de fluxos de caixa e das premissas finais estabelecidas, foram calculados os indicadores financeiros apresentados nas seções subsequentes. Os resultados obtidos permitem avaliar não apenas a atratividade econômica de cada cenário, mas também a robustez financeira da microrrede fotovoltaica frente às incertezas operacionais e econômicas, fornecendo subsídios objetivos para a comparação entre as alternativas analisadas.

4.5.2 Consolidação dos parâmetros econômicos do fluxo de caixa (CAPEX, OPEX e PMT)

A consolidação dos parâmetros econômicos apresentados nesta seção tem como objetivo explicitar os valores que compõem os fluxos de caixa utilizados no cálculo dos indicadores financeiros discutidos nas seções subsequentes. Os parâmetros considerados, investimento inicial (CAPEX), custos operacionais anuais (OPEX) e benefício econômico anual equivalente (PMT) representam, de forma conjunta, a base quantitativa que define o desempenho econômico de cada cenário analisado.

Na Tabela 31 é mostrado o CAPEX correspondente ao desembolso inicial necessário para a implantação de cada alternativa de suprimento energético. No caso da microrrede fotovoltaica, esse investimento contempla os custos associados à geração fotovoltaica, aos sistemas de conversão de energia, ao banco de baterias, aos sistemas de controle, proteção e à infraestrutura elétrica necessária para a operação da irrigação. Para o cenário convencional, o CAPEX está relacionado principalmente à infraestrutura elétrica de atendimento pela concessionária, incluindo obras de extensão, adequações e equipamentos associados ao suprimento trifásico.

Tabela 31 - Estrutura de CAPEX

Componente do investimento	Base de preço adotada	Microrrede FV Fazenda Ressaca	Microrrede FV Fazenda Bebedouro	Rede elétrica Fazenda Ressaca	Rede elétrica Fazenda Bebedouro
Módulos fotovoltaicos	R\$ 1.000,00/módulo	R\$ 280.000,00	R\$ 30.000,00	-	-

Componente do investimento	Base de preço adotada	Microrrede FV Fazenda Ressaca	Microrrede FV Fazenda Bebedouro	Rede elétrica Fazenda Ressaca	Rede elétrica Fazenda Bebedouro
Estruturas de fixação	R\$ 400,00/módulo	R\$ 112.000,00	R\$ 12.000,00	-	-
Inversor Tensão	R\$ 500,00/kW	R\$ 137.500,00	R\$ 16.500,00	-	-
Inversores de frequência	R\$ 800,00/cv	R\$ 122.000,00	R\$ 12.000,00	R\$ 122.000,00	R\$ 12.000,00
Banco de baterias	R\$ 8.000,00/bateria	R\$ 512.000,00	R\$ 40.000,00	-	-
Transformador	R\$ 1.000,00/kW	-	-	R\$ 112.500,00	R\$ 112.500,00
Quadros elétricos e sistemas de proteção	Preço médio por conjunto	R\$ 20.000,00	R\$ 10.000,00	R\$ 20.000,00	R\$ 10.000,00
Sistema de controle e supervisão	Preço unitário por sistema	R\$ 20.000,00	R\$ 5.000,00	R\$ 20.000,00	R\$ 5.000,00
Infraestrutura elétrica	R\$ 500,00/metro	R\$ 150.000,00	R\$ 15.000,00	R\$ 150.000,00	R\$ 15.000,00
Obras civis e montagem eletromecânica	R\$ 2.000,00/metro ²	R\$ 40.000,00	R\$ 10.000,00	R\$ 40.000,00	R\$ 10.000,00
Extensão/adequação da rede elétrica	R\$ 156.070,00/km	-	-	R\$ 1.746,423,30	R\$ 1.560.700,00
Projetos, comissionamento e startup	Preço médio engenharia	R\$ 10.000,00	R\$ 2.500,00	R\$ 20.000,00	R\$ 5.000,00
CAPEX TOTAL		R\$ 1.403.500,00	R\$ 153.000,00	R\$ 2.230.923,30	R\$ 1.730.200,00

Fonte: Autor (2025).

Além dos valores consolidados de investimento, apresenta-se também a base de preços adotada para cada componente, com o objetivo de explicitar os critérios de estimativa utilizados, com base em buscar de mercado, sem prejuízo da generalidade da análise econômica.

O OPEX anual representa os custos recorrentes de operação e manutenção ao longo da vida útil do projeto. Na microrrede fotovoltaica, esses custos incluem a manutenção dos módulos e inversores, a degradação e reposição parcial do banco de baterias, o consumo eventual de combustível do gerador e os custos residuais de energia provenientes da concessionária. No cenário convencional, o OPEX é predominantemente composto pelas despesas com consumo de energia elétrica, encargos tarifários, demanda contratada,

bandeiras tarifárias e manutenção da infraestrutura do consumidor, estando diretamente sujeito a reajustes e variações regulatórias.

Tabela 32 - Estrutura de OPEX

Componente do investimento	Base de preço adotada	Microrrede FV Fazenda Ressaca	Microrrede FV Fazenda Bebedouro	Rede elétrica Fazenda Ressaca	Rede elétrica Fazenda Bebedouro
Manutenção sistema Fotovoltaico	1% CAPEX/ano	R\$ 14.035,00	R\$ 1.530,00	-	-
Manutenção Inversores e eletrônica de Potência	1% CAPEX/ano	R\$ 13.750,00	R\$ 1.650,00	R\$ 13.750,00	R\$ 1.650,00
Degradação / reposição de baterias	R\$ 0,39 / (kWh.ano)	R\$ 20.004,60	R\$ 276,05	-	-
Consumo de combustível do gerador	R\$ 1,73 / (kWh.ano)	R\$ 138.675,77	R\$ 549,22	-	-
Energia elétrica da concessionária	R\$ 0,75 / (kWh.ano)	R\$ 450,00	R\$ 450,00	R\$ 159.864,38	R\$ 3.921,94
Encargos de demanda contratada	R\$ 259,20 / (kW.ano)	R\$ 9.072,00	R\$ 2.590,20	R\$ 29.160	R\$ 29.160
Monitoramento e operação do sistema	0,1% CAPEX/ano	R\$ 1.403,50	R\$ 153,00	R\$ 2.230,92	R\$ 1.730,20
Manutenção da infraestrutura elétrica	0,1% CAPEX/ano	R\$ 1.403,50	R\$ 153,00	R\$ 2.230,92	R\$ 1.730,20
OPEX ANUAL		R\$ 198.794,37	R\$ 7.351,47	R\$ 207.236,22	R\$ 38.192,34

Fonte: Autor (2025).

O benefício econômico anual equivalente, modelado como um pagamento periódico uniforme (PMT), representa o ganho financeiro recorrente associado à operação do sistema. Esse parâmetro incorpora os efeitos combinados da disponibilidade energética, da eficiência global do sistema e da produtividade agrícola viabilizada pela irrigação estável, descontados os respectivos custos operacionais. Para a microrrede fotovoltaica, o PMT reflete não apenas a redução dos custos energéticos, mas também os ganhos associados à maior previsibilidade operacional e à estratégia de gerenciamento energético adotada. No cenário convencional, o PMT está diretamente vinculado à receita agrícola líquida dos custos operacionais impostos pelo suprimento integral por rede elétrica.

A base econômica utilizada para a determinação do PMT foi obtida a partir dos resultados agronômicos anuais por cultura, expressos em termos monetários líquidos e normalizados pela área cultivada. Esses valores, apresentados na Tabela 33, representam o resultado econômico agrícola anual considerado como entrada do modelo financeiro, antes

da incorporação dos custos energéticos, permitindo isolar o efeito da produção agrícola da influência do sistema de suprimento de energia.

Tabela 33 - Estrutura de PMT brut

Fazenda	Cultura	Produtividade média	Preço de venda	Custo operacional	Resultado econômico	Resultado econômico líquido anual
Bebedouro	Alface	30 t/ha	R\$ 2.000,00/t	R\$ 28.000,00/ha	R\$ 96.000,00/(ha·ano)	R\$ 1.296.000,00/ano
Bebedouro	Coentro	8,16 t/ha	R\$ 2.000,00/t	R\$ 14.000,00/ha	R\$ 6.960,00/(ha·ano)	R\$ 93.960,00/ano
Bebedouro	Cebolinha	21,6 t/ha	R\$ 5.000,00/t	R\$ 20.000,00/ha	R\$ 264.000,00/(ha·ano)	R\$ 3.564.000,00/ano
Ressaca	Soja	65 sc/ha	R\$ 138,60/sc	R\$ 5.500,00/ha	R\$ 10.527,00/(ha·ano)	R\$ 1.806.463,20/ano
Ressaca	Milho	100 sc/ha	R\$ 65,53/sc	R\$ 3.500,00/ha	R\$ 9.159,00/(ha·ano)	R\$ 1.571.684,40/ano
Ressaca	Feijão	45 sc/ha	R\$ 190,00/sc	R\$ 4.500,00/ha	R\$ 12.150,00/(ha·ano)	R\$ 2.085.540,00/ano

Fonte: Autor (2025).

A partir desses resultados, foram considerados os custos operacionais anuais associados a cada alternativa de suprimento energético, previamente consolidados, de modo a obter o benefício econômico anual efetivo de cada cenário. A Tabela 34 apresenta a consolidação do PMT, evidenciando os valores brutos e líquidos para a microrrede fotovoltaica e para o suprimento convencional por rede elétrica, considerando como premissa que o PMT bruto é idêntico para ambas as alternativas em uma mesma fazenda, sendo a diferença entre os cenários determinada exclusivamente pelos respectivos custos operacionais (OPEX).

Tabela 34 - Estrutura de PMT líquido

Cenário	PMT bruto (R\$/ano)	OPEX (R\$/ano)	PMT líquido (R\$/ano)
Microrrede FV – Fazenda Ressaca	1.821.019,20	198.794,37	1.622.224,83
Rede elétrica – Fazenda Ressaca	1.821.019,20	207.236,22	1.613.782,98
Microrrede FV – Fazenda Bebedouro	1.651.320,00	7.351,47	1.643.968,53
Rede elétrica – Fazenda Bebedouro	1.651.320,00	38.192,34	1.613.127,66

Fonte: Autor (2025).

Dessa forma, as tabelas apresentadas permitem compreender de maneira clara a formação do fluxo de caixa anual utilizado nos indicadores financeiros discutidos nas seções subsequentes, destacando o papel do sistema energético não como gerador direto de receita, mas como elemento determinante na preservação do valor econômico da produção agrícola ao longo do horizonte de análise.

Os valores consolidados de CAPEX, OPEX e PMT foram obtidos a partir das simulações energéticas realizadas no PV*SOL, Pesquisa de mercado dos equipamentos, Embrapa e das planilhas de análise econômica desenvolvidas para as Fazendas Ressaca e Bebedouro. Esses parâmetros foram então organizados de forma a permitir sua aplicação direta na avaliação dos indicadores financeiros na Tabela 35, garantindo consistência entre os resultados energéticos e a análise econômico-financeira.

Tabela 35 – Indicadores financeiros do trabalho.

Cenário	CAPEX (R\$)	PMT líquido (R\$/ano)	VPL (R\$)	TIR (% a.a.)	ROI (25 anos)	Índice de Lucratividade	Spread (% a.a.)
Microrrede FV – Fazenda Ressaca	1.403.500,00	1.622.224,83	12.258.463,31	115,58	2.789	8,74	104,58
Rede elétrica – Fazenda Ressaca	2.230.923,30	1.613.782,98	8.200.810,47	72,34	1.708	3,68	57,34
Microrrede FV – Fazenda Bebedouro	153.000,00	1.643.968,53	13.692.083,20	1.074,49	26.757	89,49	1.063,49
Rede elétrica – Fazenda Bebedouro	1.730.200,00	1.613.127,66	8.697.297,69	93,23	2.231	5,03	78,23

Fonte: Autor (2025).

4.5.3 Resultados Financeiros

Na Tabela 35 apresenta a consolidação dos principais indicadores financeiros obtidos para os cenários analisados neste trabalho, contemplando o investimento inicial (CAPEX), o benefício econômico anual equivalente líquido (PMT), o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR), o Retorno sobre o Investimento (ROI), o Índice de Lucratividade e o Spread financeiro. Os resultados foram calculados considerando um horizonte de análise de 25 anos e as taxas mínimas de atratividade definidas na metodologia, permitindo uma comparação direta e consistente entre a microrrede fotovoltaica e o suprimento convencional por rede elétrica em cada fazenda.

De forma geral, observa-se que todos os cenários apresentam VPL positivo, indicando viabilidade econômica quando comparados às respectivas taxas de desconto adotadas. Entretanto, a microrrede fotovoltaica apresenta desempenho financeiro superior em todos os indicadores, tanto na Fazenda Ressaca quanto na Fazenda Bebedouro, evidenciando maior capacidade de geração e preservação de valor econômico ao longo do período analisado.

Na Fazenda Ressaca, a microrrede fotovoltaica apresenta um VPL de R\$ 12.258.463,31, significativamente superior ao valor obtido no cenário de suprimento por rede elétrica, de R\$ 8.200.810,47, conforme apresentado na Tabela 35. Essa diferença decorre principalmente da redução dos custos operacionais anuais e da menor taxa de desconto associada à microrrede (11% a.a.), refletindo maior previsibilidade econômica em comparação ao cenário convencional. A TIR da microrrede, de 115,58% a.a., supera amplamente o custo de capital adotado, resultando em um spread financeiro de 104,58% a.a., o que evidencia elevada robustez econômica frente a variações de custos ou desempenho operacional. No cenário convencional, apesar de uma TIR ainda elevada (72,34% a.a.), o spread financeiro é consideravelmente menor (57,34% a.a.), indicando maior exposição ao risco econômico.

Na Fazenda Bebedouro, os resultados financeiros também favorecem a microrrede fotovoltaica. O VPL obtido para esse cenário foi de R\$ 13.692.083,20, enquanto o suprimento convencional apresentou um VPL de R\$ 8.697.297,69, conforme a Tabela 35. Destaca-se que o CAPEX da microrrede nesse caso é substancialmente inferior ao do cenário convencional, o que, aliado a um PMT elevado, resulta em uma TIR extremamente alta (1.074,49% a.a.) e em um spread financeiro de 1.063,49% a.a.. Esses valores refletem matematicamente a elevada relação entre o benefício econômico anual e o investimento inicial, característica típica de sistemas agroprodutivos em que a infraestrutura energética representa uma fração reduzida do valor gerado pela atividade agrícola.

A análise do ROI acumulado em 25 anos, também apresentada na Tabela 35, reforça essa tendência. Na Fazenda Ressaca, a microrrede fotovoltaica apresenta um ROI de 2.789%, superior ao valor de 1.708% obtido no cenário convencional. Na Fazenda Bebedouro, essa diferença torna-se ainda mais expressiva, com um ROI de 26.757% para a microrrede, frente a 2.231% no suprimento por rede elétrica. Esses resultados indicam que, ao longo do horizonte de análise, a microrrede fotovoltaica proporciona um retorno acumulado significativamente maior para cada unidade de capital investido.

O Índice de Lucratividade, definido como a razão entre o VPL e o CAPEX, confirma a superioridade econômica da microrrede em ambos os contextos analisados. Conforme a Tabela 35, a microrrede apresenta índices de 8,74 na Fazenda Ressaca e 89,49 na Fazenda Bebedouro, enquanto o suprimento convencional apresenta valores de 3,68 e 5,03, respectivamente. Esses resultados indicam maior eficiência do capital investido na solução baseada em microrrede fotovoltaica.

De forma integrada, os indicadores apresentados demonstram que a microrrede fotovoltaica não apenas é economicamente viável, como também supera de maneira consistente o suprimento convencional por rede elétrica, tanto sob a ótica da geração de valor (VPL), quanto da rentabilidade (TIR, ROI e Índice de Lucratividade) e da robustez financeira (Spread). Esses resultados reforçam que o sistema energético, no contexto da irrigação agrícola, atua como elemento estratégico para a preservação e amplificação do valor econômico da produção, reduzindo a exposição a custos operacionais elevados e a incertezas tarifárias ao longo do tempo.

5 CONCLUSÃO

Este capítulo apresenta a avaliação geral da solução proposta, os pontos fortes e as limitações observadas ao longo do desenvolvimento, bem como sugestões para trabalhos futuros. As análises aqui registradas dialogam com os objetivos apresentados na Introdução e sintetizam os resultados obtidos nos capítulos anteriores (especialmente os capítulos 3 e 4), que tratam da microrrede fotovoltaica para irrigação, do controle via inversor de frequência e do dimensionamento eletro-hidráulico.

5.1 Avaliação geral da solução proposta

Este trabalho apresentou o desenvolvimento e a análise de uma microrrede destinada à irrigação agrícola, baseada majoritariamente em geração fotovoltaica associada ao uso de inversores de frequência, sistemas de armazenamento em baterias e fontes complementares de energia. A solução foi concebida com o objetivo de reduzir a dependência da rede elétrica convencional, aumentar a confiabilidade do fornecimento energético e viabilizar economicamente a operação de sistemas de bombeamento em regiões com limitações de infraestrutura elétrica.

A metodologia adotada permitiu integrar de forma consistente os aspectos hidráulicos, energéticos e de controle, partindo da estimativa da necessidade hídrica das culturas, passando pelo dimensionamento das tubulações, motores, inversores e geração, até a definição das estratégias de gerenciamento de energia (EMS). As simulações realizadas nos ambientes MATLAB, PVSOL e PSIM demonstraram que a solução proposta é tecnicamente viável, apresentando comportamento estável tanto em regime permanente quanto em condições transitórias.

Os resultados obtidos evidenciam que o uso de uma usina fotovoltaica com elevado fator de *oversize*, associado ao controle por inversor de frequência, possibilita o atendimento da carga de irrigação durante uma janela diária ampliada de operação. Esse aspecto é fundamental para sistemas agrícolas, pois permite adequar o funcionamento do bombeamento à disponibilidade energética, reduzindo a necessidade de armazenamento excessivo ou acionamento frequente de fontes auxiliares, como geradores a diesel.

5.2 Pontos fortes e limitações do sistema

Entre os principais pontos fortes da microrrede proposta, destaca-se a elevada flexibilidade operacional. O uso de múltiplas fontes de energia, geração fotovoltaica, banco

de baterias, rede da concessionária e motogerador, permite priorizar a fonte de menor custo marginal, aumentando a eficiência econômica do sistema ao longo do tempo. O controle por inversor de frequência, aliado a estratégias de gerenciamento energético, possibilita ajustar dinamicamente a potência demandada pelo motor às condições instantâneas de geração.

Outro aspecto relevante é a robustez do sistema frente a variações climáticas e operacionais. As simulações indicaram que o controle do barramento CC, bem como o acoplamento entre as diferentes fontes, ocorre de forma estável, com tempos de resposta compatíveis com aplicações de bombeamento. Além disso, a adoção de critérios conservadores no dimensionamento hidráulico e elétrico contribui para a confiabilidade do sistema em condições de estresse.

Do ponto de vista econômico, a análise de indicadores como Valor Presente Líquido (VPL), Taxa Interna de Retorno (TIR), Índice de Lucratividade (IL) e Retorno sobre o Investimento (ROI) demonstrou que a solução apresenta atratividade financeira quando comparada à alternativa convencional de extensão de rede trifásica. A previsibilidade dos fluxos de caixa e a redução de custos operacionais reforçam a viabilidade do investimento ao longo da vida útil do sistema.

Entretanto, algumas limitações devem ser consideradas. A dependência da irradiação solar implica variações sazonais na disponibilidade energética, exigindo um correto dimensionamento do *oversize* da usina fotovoltaica e do banco de baterias. Além disso, a complexidade do sistema de controle e a necessidade de integração entre diferentes equipamentos demandam mão de obra qualificada tanto na fase de implantação quanto na operação e manutenção. Esses fatores devem ser avaliados cuidadosamente para garantir o desempenho esperado ao longo do tempo.

5.3 Sugestões para trabalhos futuros

Como continuidade deste trabalho, sugere-se a validação experimental do sistema proposto por meio da implantação de um protótipo em escala real ou piloto. A realização de ensaios de campo permitiria comparar os resultados obtidos em simulação com o comportamento real do sistema, considerando efeitos não modelados, como degradação dos equipamentos, perdas adicionais e interferências ambientais.

Outra possibilidade de aprofundamento consiste no aprimoramento das estratégias de gerenciamento de energia, incorporando técnicas avançadas de otimização e previsão, como algoritmos baseados em aprendizado de máquina para estimativa de geração

fotovoltaica e demanda hídrica. Essas abordagens poderiam aumentar ainda mais a eficiência operacional e reduzir o acionamento de fontes auxiliares.

Adicionalmente, estudos futuros podem explorar a aplicação da microrrede proposta em diferentes contextos agrícolas, variando culturas, topografias e regimes climáticos, bem como avaliar a integração com outras tecnologias, como sistemas de monitoramento remoto e automação agrícola. Essas extensões contribuiriam para consolidar a solução apresentada como uma alternativa robusta, sustentável e economicamente viável para sistemas de irrigação em regiões com restrições energéticas.

REFERÊNCIAS

- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). AVALIAÇÃO ECONÔMICA DE PROJETOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA. BRASÍLIA: ANEEL, 2022.
- ALMADA, J. B. **Modelagem, controle e gerenciamento da operação de microrredes com fontes renováveis**. 2013. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2013.
- BANCO NACIONAL DE DESENVOLVIMENTO ECONÔMICO E SOCIAL (BNDES). ANÁLISE DE INVESTIMENTOS NO SETOR AGROINDUSTRIAL. RIO DE JANEIRO: BNDES, 2021.
- BARDELIN, C. E. A. **Os efeitos do racionamento de energia elétrica ocorrido no Brasil em 2001 e 2002, com ênfase no consumo de energia elétrica**. 2004. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2004.
- BELLIDO, M. M. H. **Microrredes elétricas: uma proposta de implementação no Brasil**. Rio de Janeiro: COPPE/UFRJ, 2018.
- BLANK, LELAND T.; TARQUIN, ANTHONY J. ENGINEERING ECONOMY. 8. ED. NEW YORK: MCGRAW-HILL EDUCATION, 2012.
- CAMPOS, L. C. C. **Motor de indução com conversor de frequência convencional acoplado em sistema fotovoltaico off-grid para irrigação**. Rio Verde: Instituto Federal Goiano, 2025.
- EMPRESA BRASILEIRA DE PESQUISA AGROPECUÁRIA (EMBRAPA). ANÁLISE ECONÔMICA DE SISTEMAS PRODUTIVOS AGRÍCOLAS. BRASÍLIA: EMBRAPA, 2018.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). PREMISSAS E CUSTOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. BRASÍLIA: EPE, 2023.
- GITMAN, LAWRENCE J.; ZUTTER, CHAD J. PRINCÍPIOS DE ADMINISTRAÇÃO FINANCEIRA. 14. ED. SÃO PAULO: PEARSON EDUCATION DO BRASIL, 2017.
- HUGHES, A.; DRURY, B. **Electric motors and drives: fundamentals, types and applications**. 3. ed. London: Newnes, 2010.
- HUNTER IRRIGATION. **Guia para irrigação por pivô central com a Senninger**. 2025. Disponível em: <https://agriculture.hunterirrigation.com/pt/guia-irrigacao-pivo-central-com-senninger>. Acesso em: 23 mar. 2025.
- IRENA – INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY. **Renewable power generation costs in 2023**. Abu Dhabi, 2024.

MATHWORKS. **MATLAB**. Disponível em:
<https://www.mathworks.com/products/matlab.html>. Acesso em: 8 fev. 2025.

ONS – OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **O que é o SIN – Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 2 fev. 2025.

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

POWERSIM. **PSIM – software de simulação de eletrônica de potência**. Disponível em: <https://powersimtech.com/>. Acesso em: 3 fev. 2025.

RASHID, M. H. **Power electronics: devices, circuits and applications**. 4. ed. Boston: Pearson, 2014.

RUBIM, B. **Projetos grid zero: afinal, como são homologados?** WEG, 27 mar. 2025. Disponível em: <https://www.weg.net/solar/blog/projetos-grid-zero-afinal-como-sao-homologados/>. Acesso em: 27 mar. 2025.

TOLENTINO JÚNIOR, J. B. I. P. **Irrigação pressurizada**. Curitiba, 2023. Disponível sob licença Creative Commons.

UNIVERSIDADE FEDERAL DE UBERLÂNDIA. Laboratório de Calor e Fluidos. Experiência nº 6 – Obtenção da curva característica de uma bomba centrífuga. EM886 – Laboratório de Calor e Fluidos II. Uberlândia, 2020.

VALENTIN SOFTWARE. **PV*SOL – software de simulação de energia solar**. Disponível em: <https://www.valentin-software.com>. Acesso em: 3 fev. 2025.

VANNUCCI, L. R. **Matemática financeira e engenharia econômica**. São Paulo: Edgard Blücher, 2013.

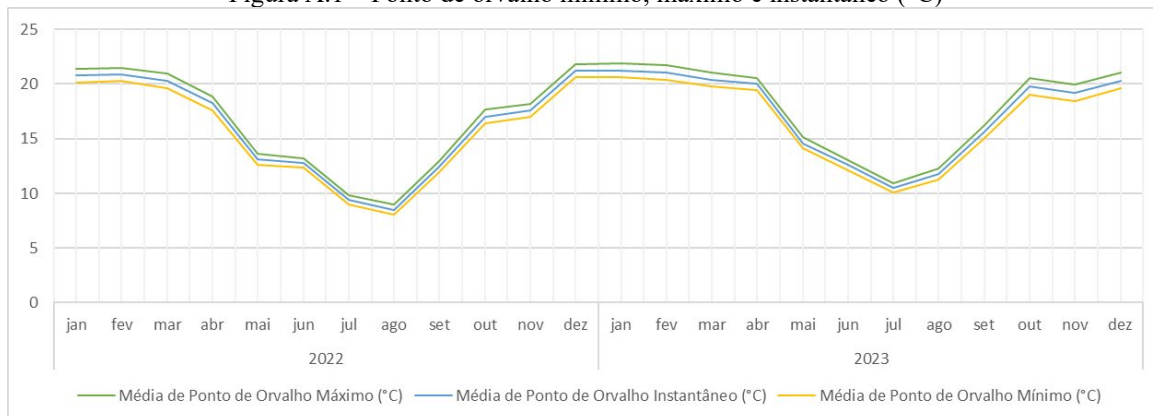
WEG. **CFW900 – inversor de frequência**. Jaraguá do Sul: WEG, 2024.

WEG. **Pump Genius para inversores CFW900**. Jaraguá do Sul: WEG, 2024.

APÊNDICE A – GRÁFICOS METEOROLÓGICOS DA ESTAÇÃO

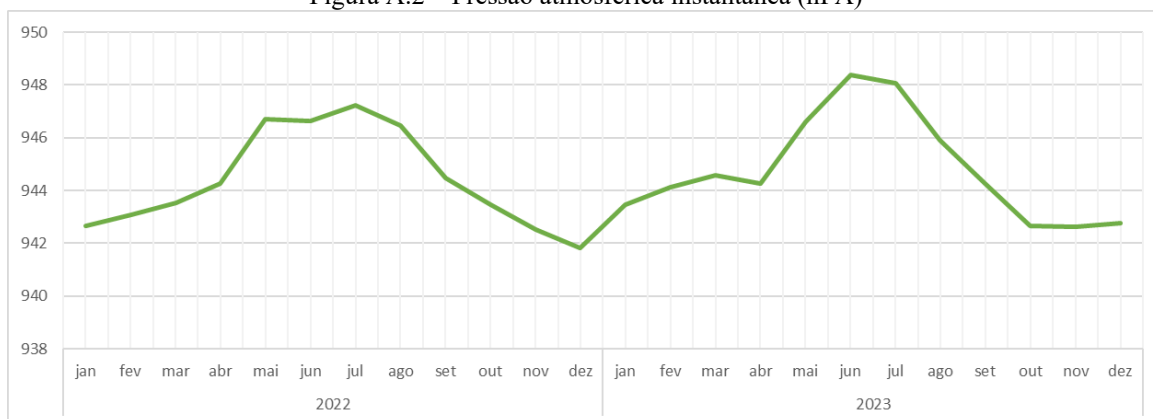
Este apêndice apresenta os gráficos climáticos utilizados para o cálculo da evapotranspiração de referência (ET_o), no período de janeiro de 2022 a dezembro de 2023.

Figura A.1 – Ponto de orvalho mínimo, máximo e instantâneo (°C)



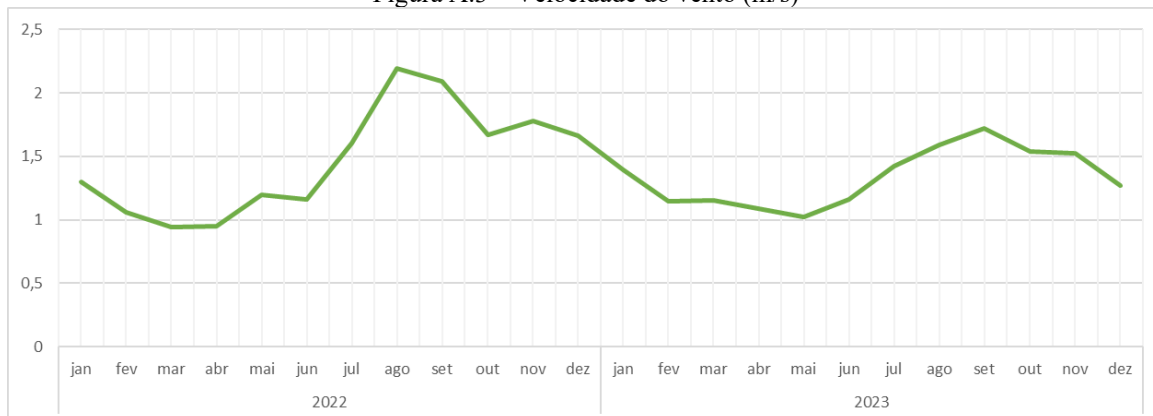
Fonte: Autor(2025).

Figura A.2 – Pressão atmosférica instantânea (hPA)



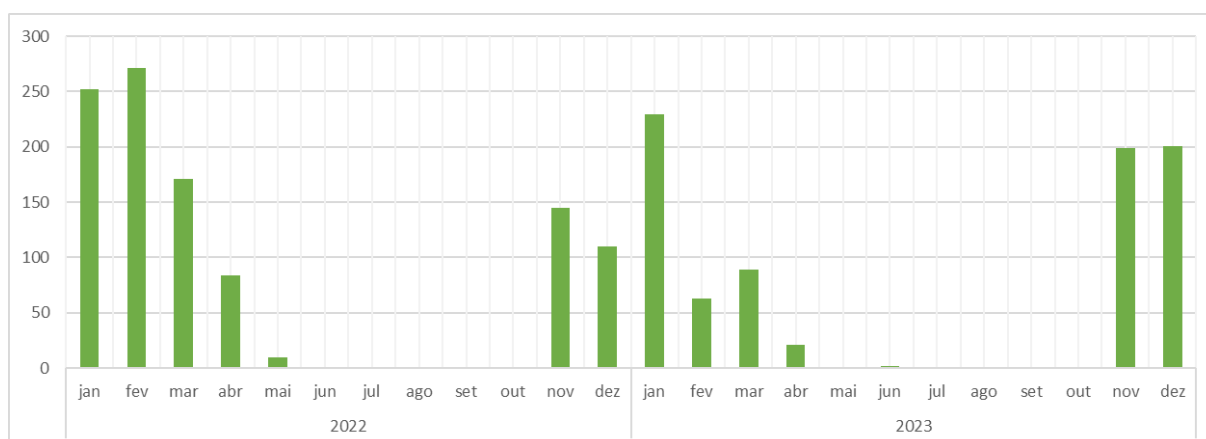
Fonte: Autor (2025).

Figura A.3 – Velocidade do vento (m/s)



Fonte: Autor (2025).

Figura A.4 – Precipitação Acumulada (mm)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do INMET (2022–2023).