

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ESTRATÉGIA PARA DIMENSIONAMENTO OTIMIZADO DE
SISTEMA DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS PARA USINA
SOLAR PADRE FURUSAWA**

Bruna de Almeida Fernandes

Brasil
Junho, 2024

UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ESTRATÉGIA PARA DIMENSIONAMENTO OTIMIZADO DE
SISTEMA DE ARMAZENAMENTO POR BATERIAS PARA USINA
SOLAR PADRE FURUSAWA**

Bruna de Almeida Fernandes

Tese submetida ao Programa de Pós-Graduação
em Engenharia Elétrica como parte dos
requisitos para obtenção do Título de Doutor
em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Agnelo Marotta Cassula - UNESP

Prof. Dr. Evaldo Renó Faria Cintra - FEPI

Prof. Dr. Roberto Akira Yamachita - UNIFEI

Prof. Dr. Victor Eduardo Mello Valério - UNIFEI

Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia (Orientador) - UNIFEI

Prof. Dr. Christian Jeremi Rodriguez Coronado (Coorientador) – UNIFEI

Brasil

Junho, 2024

FERNANDES, Bruna de Almeida.

Estratégia para dimensionamento otimizado de sistema de armazenamento por baterias para Usina Solar Padre Furusawa / Bruna de Almeida Fernandes - Itajubá: UNIFEI, 2024.

240p.

Tese (doutorado) – Universidade Federal de Itajubá, 2024.

Orientador: Prof. Dr. Eduardo Crestana Guardia

Coorientador: Prof. Dr. Christian Jeremi Rodriguez Coronado

1. Sistema Fotovoltaico - Gerenciamento de energia - Energia Renovável - Armazenamento de Energia - Otimização da profundidade de descarga. I. Guardia, Eduardo Crestana, orient. II. Universidade Federal de Itajubá. III. Título.

*Dedico este trabalho a Deus e ao meu
filho João, que está a caminho.*

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço a Deus, por ter me sustentado ao longo desta jornada, repleta de desafios e dificuldades.

Agradeço, de maneira especial, aos meus pais, Maria A. de A. Fernandes e Fernando de S. Fernandes, pelo apoio incondicional, sempre priorizando meus estudos ao longo da minha trajetória acadêmica.

Agradeço ao meu esposo, Audrei Silva, por não permitir que eu desistisse quando as dificuldades pareciam superar minhas forças para continuar lutando. Durante os longos dias de estudo e dedicação, ele esteve ao meu lado, proporcionando apoio e sempre acreditando em mim, mesmo quando eu mesma duvidava.

Expresso minha gratidão aos meus orientadores, Prof. Christian J. R. Coronado e Prof. Eduardo C. Guardia, pela valiosa ajuda, disponibilidade e apoio prestado no desenvolvimento deste trabalho.

Agradeço à Escola Técnica de Eletrônica "Francisco Moreira da Costa", onde atuo como professora, pela generosa cessão dos dados da Usina Solar Padre Furusawa, que foram utilizados nesta pesquisa.

Registro meu agradecimento à empresa GREENER, por contribuir fornecendo informações importantes para a precificação dos sistemas dimensionados.

Por último, estendo meu agradecimento a todos que, de alguma forma, colaboraram para a realização deste trabalho.

“Mas os que esperam no Senhor renovam as suas forças. Voam alto como águias; correm e não ficam exaustos, andam e não se cansam.”

Isaías 40:31

Resumo

As fontes de energia renovável têm sido amplamente utilizadas no mundo como uma alternativa para a geração de energia limpa e sustentável. Dentre elas, a energia solar fotovoltaica destaca-se como uma das mais promissoras. No entanto, a intermitência dessa fonte de energia representa um desafio significativo, que pode ser mitigado por meio do uso de sistemas de armazenamento de energia. O estudo proposto nesta tese tem como objetivo, o desenvolvimento de um programa de otimização com a finalidade de calcular a profundidade de descarga ideal para as baterias do sistema de armazenamento, que será implementado na Usina Solar Padre Furusawa. Baseado em otimização não linear e não inteira, o programa busca maximizar o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto, considerando a vida útil das baterias e seu impacto financeiro no investimento. Os resultados obtidos com o sistema de otimização, validam a eficácia do método proposto, identificando uma profundidade de descarga ideal de 96,58%, que resulta em um VPL de R\$527.018,56 e uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 13%. A estratégia adotada apresentou melhorias significativas no desempenho e na rentabilidade do sistema de armazenamento, confirmando a importância da otimização dos parâmetros de operação, para projetos de usinas solares fotovoltaicas. Com a implementação da profundidade de descarga otimizada, obteve-se um ganho de 4,67% no VPL, reforçando assim a viabilidade e o impacto positivo da abordagem proposta.

Palavras-chaves: Sistema Fotovoltaico. Gerenciamento de energia. Energia Renovável. Armazenamento de Energia. Otimização da profundidade de descarga.

Abstract

Renewable energy sources have been widely used around the world as an alternative for generating clean and sustainable energy. Among them, solar photovoltaic energy stands out as one of the most promising. However, the intermittency of this energy source poses a significant challenge, which can be mitigated through the use of energy storage systems. The proposed study in this thesis aims to develop an optimization program to calculate the ideal depth of discharge for the batteries in the storage system, which will be implemented in the Padre Furusawa Solar Plant. Based on non-linear and non-integer optimization, the program seeks to maximize the Net Present Value (NPV) of the project, considering the battery's lifespan and its financial impact on the investment. The results obtained with the optimization system validate the effectiveness of the proposed method, identifying an optimal depth of discharge of 96.58%, resulting in an NPV of R\$527,018.56 and an Internal Rate of Return (IRR) of 13%. The adopted strategy showed significant improvements in the performance and profitability of the storage system, confirming the importance of optimizing operational parameters for photovoltaic solar projects. With the implementation of the optimized depth of discharge, there was a 4.67% gain in NPV, reinforcing the feasibility and positive impact of the proposed approach.

Keywords: Photovoltaic System. Energy Management. Renewable Energy. Energy Storage. Depth of Discharge Optimization.

Lista de Ilustrações

Figura 1 - Consumo de energia primária por combustível	38
Figura 2 - Oferta mundial de energia.....	39
Figura 3 - Principais fontes de energia	39
Figura 4 - Expectativa de crescimento do consumo final de energia por setor, no Brasil	41
Figura 5 - Participação das fontes na capacidade instalada total.....	42
Figura 6 - Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024	43
Figura 7 - Mapa da irradiação global média anual, no Brasil.....	44
Figura 8 - Unidades de GD instaladas no Brasil	45
Figura 9 - Potência de GD instaladas no Brasil.....	45
Figura 10 - Estrutura de cristalina de Silício puro.....	47
Figura 11 - Elétron livre resultado da dopagem pentavalente	47
Figura 12 - Lacuna resultado da dopagem trivalente	48
Figura 13 - Efeito Fotovoltaico na Junção P-N	49
Figura 14 - Eficiência das Células Fotovoltaicas	50
Figura 15 - Processo de fabricação da célula de silício monocristalino.....	52
Figura 16 - Processo de fabricação da célula de silício policristalino.....	53
Figura 17 - Processo de fabricação da célula de filme fino.....	53
Figura 18 - Painel solar bifacial.....	55
Figura 19 - Processo de fabricação da célula OPV	56
Figura 20 - Conexão em série das células fotovoltaicas no Painel.....	57
Figura 21 - Relação entre corrente e tensão no módulo fotovoltaico.....	58
Figura 22 - Conversão de CC em CA pelo inversor.....	59
Figura 23 - Arranjo das baterias em série, paralelo e mista	60
Figura 24 - Conexão do controlador de carga	61
Figura 25 - Conexão das <i>string boxes</i> no sistema conectado à rede.....	63
Figura 26 - Arranjo dos módulos fotovoltaicos em série, paralelo e mista.....	64
Figura 27 - Caixa de junção.....	65
Figura 28 - Composição do cabo solar	66
Figura 29 - Conectores MC4	66
Figura 30 - Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica.....	68

Figura 31 - Sistema fotovoltaico autônomo	69
Figura 32 - Sistema fotovoltaico híbrido	70
Figura 33 - Composição Tarifária	77
Figura 34 - Base de incidência dos tributos PIS/PASEP, COFINS e ICMS	78
Figura 35 - Percentual de cobrança do Fio B, para cada ano	84
Figura 36 - Principais indicadores de desempenho para sistemas fotovoltaicos	85
Figura 37 - Etapas para elaboração de um projeto fotovoltaico	89
Figura 38 - Vista aérea da usina	91
Figura 39 - Consumo porcentual por unidade	92
Figura 40 - Cronograma geral das etapas de construção da usina.....	93
Figura 41 - Distribuição das mesas da usina	96
Figura 42 - Média de geração do ano de 2023	96
Figura 43 - Média de geração dos últimos seis anos	97
Figura 44 - <i>Boxplot</i> da geração da usina.....	98
Figura 45 - Histórico de geração mensal	99
Figura 46 - Histórico de consumo total, considerando todas as unidades consumidoras.....	100
Figura 47 - Incidência de encargos e tributos na fatura da ETE"FMC"	102
Figura 48 - Etapas do dimensionamento do sistema de armazenamento e coleta de dados...	107
Figura 49 - Etapas para elaboração da análise de viabilidade econômica.....	109
Figura 50 - Etapas para elaboração do programa de otimização	110
Figura 51 - Componentes do sistema de armazenamento por baterias.....	112
Figura 52 - Previsão da capacidade cumulativa de sistemas de armazenamento de energia .	113
Figura 53 - Aplicação do <i>Peak Shaving</i> para redução do pico de carga	113
Figura 54 - Uso do sistema de armazenamento para suprir o consumo na HP	115
Figura 55 - Parcela de consumo HP e HFP no ano de 2022.....	121
Figura 56 - Produção normalizada de energia do sistema fotovoltaico híbrido	127
Figura 57 - Fatores de produção e de perdas normalizados do sistema fotovoltaico híbrido	127
Figura 58 - Diagrama de perdas do sistema híbrido.....	128
Figura 59 - Receita anual do investimento, ao longo da vida útil do sistema	134
Figura 60 - Receita média anual de acordo com a parcela de consumo HP	135
Figura 61 - Diagrama de fluxo de caixa do sistema proposto	139
Figura 62 - Fluxo de caixa acumulado	140
Figura 63 - Fluxo de caixa acumulado de acordo com a parcela de consumo HP	141
Figura 64 - Número de ciclos da bateria de acordo com a profundidade de descarga	144

Figura 65 - Impactos da definição da profundidade de descarga	145
Figura 66 - Relação entre a profundidade de descarga da bateria e os indicadores financeiros TIR e VPL	146
Figura 67 - Valores obtidos para o VPL em diferentes profundidades de descarga	150
Figura 68 - Área reservada para construção da usina	165
Figura 69 - Adequação do terreno	166
Figura 70 - Terraplanagem do terreno	166
Figura 71 - Aterro da área da usina	167
Figura 72 - Marcação topográfica da posição das valas e estacas	167
Figura 73 - Escavação de valas para passagem de cabos e do aterramento	168
Figura 74 - Fechamento das valas após colocação dos eletrodutos e do aterramento	168
Figura 75 - Colocação das estacas	169
Figura 76 - Início da colocação das estruturas	169
Figura 77 - Montagem das estruturas	170
Figura 78 - Colocação dos painéis solares	170
Figura 79 - Instalação dos painéis solares	171
Figura 80 - Instalação dos inversores	171
Figura 81 - Posicionamento da estação de média tensão	172
Figura 82 - Construção nova cabine primária	173
Figura 83 - Comissionamento da usina	173
Figura 84 - Vista perspectiva da usina em 3D	179
Figura 85 - Vista em perspectiva da usina com visão ampliada	180
Figura 86 - Vista superior da usina	180
Figura 87 - Diagrama das iso-sombras	181
Figura 88 - Produção normalizada da usina, por kWp instalado	183
Figura 89 - Fatores de produção e de perdas normalizados da usina	184
Figura 90 - Diagrama de entrada/ saída diário	184
Figura 91 - Diagrama de perdas da usina	185
Figura 92 - Conexão dos módulos nas caixas de junção	189
Figura 93 - Caixa de junção	189
Figura 94 - Chave seccionadora saca fusível	192

Lista de Tabelas

Tabela 1 - Subgrupos consumidores A.....	72
Tabela 2 - Subgrupos consumidores B	75
Tabela 3 - Principais alterações da Lei nº14.300/22 em relação a REN nº482/2012	82
Tabela 4 - Distribuição dos painéis por inversor	94
Tabela 5 - Configuração dos painéis por mesa.....	95
Tabela 6 - Componentes da Usina	98
Tabela 7 - Informações sobre a unidade consumidora ETE “FMC”	101
Tabela 8 - Tecnologia de Baterias	120
Tabela 9 - Valor das tarifas HP e HFP para consumidores A4 Verde, da Cemig	121
Tabela 10 - Dimensionamento do sistema de armazenamento de energia por baterias	124
Tabela 11 - Resultado da energia armazenada simulada.....	124
Tabela 12 - Principais resultados do sistema fotovoltaico híbrido.....	125
Tabela 13 - Coeficientes de performance normalizados do sistema híbrido.....	126
Tabela 14 - Premissas para Análise Econômica.....	130
Tabela 15 - Valor das tarifas HP e HFP, com incidência de impostos.....	131
Tabela 16 - Valor das tarifas para cada concessionária.....	133
Tabela 17 - Principais premissas para cálculo do CAPEX.....	135
Tabela 18 - Premissas de desempenho das baterias	136
Tabela 19 - Resultado dos indicadores da análise econômica.....	139
Tabela 20 - Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² /dia].....	175
Tabela 21 - Potência total por inversor.....	177
Tabela 22 - Balanços e resultados principais da simulação da Usina	182
Tabela 23 - Coeficientes de performance normalizados do sistema <i>On-grid</i>	182
Tabela 24 - Características elétricas do módulo em NOCT	186
Tabela 25 - Características elétricas do módulo em STC.....	187
Tabela 26 - Principais características da <i>combiner box</i>	188
Tabela 27 - Principais características do inversor	190
Tabela 28 - Principais características da estação de média tensão	191
Tabela 29 - Principais características da chave seccionadora saca fusível.....	192

Tabela 30 - Principais características sobre o medidor bidirecional	193
Tabela 31 - Histórico da energia gerada mensal.....	194
Tabela 32 - Histórico de consumo total, considerando todas as unidades consumidoras	196
Tabela 33 - Fluxo de caixa do sistema de armazenamento proposto	197

Lista de Abreviaturas

Símbolo	Descrição	Unidade
μSi	Silício microcristalino	--
$\eta\%$	Eficiência do módulo	[%]
aSi	Silício amorfo	--
CdTe	Telureto de cádmio	--
CIGS	Cádmio-índio-gálio-selênio	--
dB	Decibel	[dB]
E_{AC}	Energia gerada pelo sistema fotovoltaico, em corrente alternada	[Wh]
E_{DC}	Energia entregue à carga, em corrente contínua	[Wh]
f_c	Fator de correção da bateria	--
f_e	Fator de envelhecimento da bateria	--
f_{temp}	Fator de temperatura da bateria	--
Hz	Hertz	[Hz]
I	Corrente elétrica	[A]

I_{MTP}	Corrente na máxima transferência de potência	[A]
I_{REF}	Irradiância de referência	[W/m ²]
I_{TOT}	Irradiação total no plano horizontal	[Wh/m ² /dia]
I_{SC}	Corrente de curto circuito	[A]
kWh	Kilo watt por hora	[kWh]
kWh/dia	Kilo watt por hora em um dia	[kWh/dia]
kWh/mês	Kilo watt por hora em um mês	[kWh/mês]
kWh/ano	Kilo watt por hora em um ano	[kWh/ano]
kWp	Kilo watt pico	[kWp]
L_c	Perdas do grupo fotovoltaico normalizadas	[rácio]
L_s	Perdas do sistema normalizada	[rácio]
Mono-Si	Silício monocristalino	--
MWp	Mega watt pico	[MWp]
N_A	Número de dias de autonomia	--
NiCd	Níquel-cádmio	--
<i>Off-grid</i>	Sistemas autônomos	--
<i>On-grid</i>	Sistemas conectados à rede elétrica	--

P	Potência elétrica ativa	[W]
P_D	Profundidade de descarga da bateria	%
$P_{MÁX}$	Potência máxima	[Wp]
P_{MTP}	Potência na máxima transferência de potência	[W]
$P_{nom MOD}$	Potência nominal dos módulos	[Wp]
$P_{nom SFV}$	Potência nominal do sistema fotovoltaico	[W]
Poli-Si	Silício policristalino	--
R	Resistência elétrica	[Ω]
R_E	<i>Roundtrip Efficiency</i> (Eficiência da bateria)	%
<i>Thin-Film</i>	Filme fino	--
V	Tensão elétrica	[V]
V_{AC}	Tensão alternada	[V_{AC}]
V_{DC}	Tensão contínua	[V_{DC}]
V_{MTP}	Tensão na máxima transferência de potência	[V]
V_{OC}	Tensão de circuito aberto	[V]
Wp	Watt pico	[Wp]

Wh	Watt hora	[Wh]
Wh/m ²	Watt hora por metro quadrado de área	[Wh/m ²]
Wh/m ² /dia	Watt hora por metro quadrado de área, por dia	[Wh/m ² /dia]
Wh/m ² /mês	Watt hora por metro quadrado de área, por mês	[Wh/m ² /mês]
Wh/m ² /ano	Watt hora por metro quadrado de área, por ano	[Wh/m ² /ano]
Y_a	Produção do grupo fotovoltaico normalizada	[kWh/kWp/dia]
Y_f	Produção do sistema normalizada	[kWh/kWp/dia]
Y_r	Energia incidente de referência	[kWh/m ² /dia]

Lista de Siglas

Símbolo	Descrição	Unidade
AGM	<i>Absorbed Glass Mat</i>	--
ANEAS	Associação Nóbrega de Educação e Assistência Social	--
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica	--
APE	Autoprodução	--
BEN	Balanço Energético Nacional	--
BESS	<i>Battery Energy Store System</i>	--
BIG	Banco de Informações de Geração	--
CA	Corrente alternada	[A]
CAPEX	Despesas de capital (<i>Capital Expenditure</i>)	--
CC	Corrente contínua	[A]
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético	--
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais	--
CFURH	Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos	--

CIP/COSIP	Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública	--
COFINS	Contribuição para o Financiamento do Seguro Social	--
CSLL	Contribuição Social sobre o Lucro Líquido	--
CUSD	Contrato de Uso do Sistema de Distribuição	--
DoD	<i>Depth of Discharge</i> (Profundidade de descarga)	%
DPS	Dispositivo de proteção contra surto	--
EER	Encargos de Energia de Reserva	--
EPE	Empresa de Pesquisa Energética	--
ESS	Encargos de Serviço de Sistema	--
ETE “FMC”	Escola Técnica de Eletrônica “Francisco Moreira da Costa”	--
FC	Fator de Capacidade	--
GD	Geração Distribuída	--
GRG	<i>Generalized Reduced Gradient</i> (Gradiente Reduzido Generalizado)	--
Grupo A	Grupo de alta tensão	--
Grupo B	Grupo de baixa tensão	--
GWO	<i>Grey Wolf Optimizer</i> (Otimizador de Lobo Cinzento)	--

HP	Horário ponta	--
HFP	Horário fora ponta	--
ICMS	Imposto sobre a Circulação e Mercadorias e Serviços	--
IEA	<i>International Energy Agency</i> (Agência Internacional de Energia)	--
IPCA	Índice de Preços ao Consumidor Amplo	--
IRPJ	Imposto de Renda Pessoa Jurídica	--
ISS	Imposto Sobre Serviços	--
LCOE	<i>Levelized Cost of Energy</i>	[R\$/kWh]
MME	Ministério de Minas e Energia	--
MPPT	<i>Maximum power point tracking</i> (Rastreamento do ponto de máxima potência)	--
MTP	Máxima transferência de potência	--
MVS	<i>Medium Voltage Station</i>	--
NREL	<i>National Renewable Energy Laboratory</i>	--
NOCT	<i>Normal Operating Cell Temperature</i> (Temperatura normal de operação da célula)	--
<i>Off-grid</i>	Sistemas autônomos	--

<i>On-grid</i>	Sistemas conectados à rede elétrica	--
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico	--
OPEX	Despesas operacionais (<i>Operating Expenses</i>)	--
PASEP	Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público	--
PIS	Programa de Integração Social	--
PHEV	<i>Plug-in Hybrid Electric Vehicles</i> (Veículos Elétricos Híbridos Plug-in)	--
PR	<i>Performance Ratio</i>	--
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional	--
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica	--
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária	--
PWM	<i>Pulse Width Modulation</i> (Modulação por largura de pulso)	--
P&D_EE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética	--
RB	Rede Básica	--
RD	Rede de Distribuição	--
REN	Resolução Normativa	--
SEP	Sistemas Elétricos de Potência	--

SELIC	Índice de Preços ao Consumidor Amplo	--
SIN	Sistema Interligado Nacional	--
STC	<i>Standard Test Conditions</i> (Condições padronizadas de teste)	--
TE	Tarifa de energia	[R\$/kWh]
TIR	Taxa Interna de Retorno	[%]
TMA	Taxa Mínima de Atratividade	[%]
TSFEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica	--
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	[R\$/MWh]
TUSDc	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição no Consumidor	--
TUSDg	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição de Geração	--
TUST	Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão	[R\$/MWh]
UNIFEI	Universidade Federal de Itajubá	--
UC	Unidade Consumidora	--
UV	Radiação ultravioleta	--
VPL	Valor presente líquido	[R\$]

Sumário

1	INTRODUÇÃO	28
1.1	Contextualização	28
1.2	Caracterização do Problema	29
1.3	Objetivo Geral e Específicos	33
1.4	Contribuições e Relevância da Pesquisa	34
1.5	Estrutura da Tese	35
2	FUNDAMENTOS TEÓRICOS: ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	37
2.1	Energia Solar Fotovoltaica no Brasil e no Mundo	37
2.2	Dados Estatísticos no Brasil	40
2.3	Princípio Físico.....	46
2.4	A Evolução da Célula Fotovoltaica.....	49
2.5	Tipos de Placas e suas Tecnologias.....	51
2.5.1	Painel Rígido de Silício Monocristalino - Mono-Si	51
2.5.2	Painel Rígido de Silício Policristalino - Poli-Si	52
2.5.3	Painel de Filme Fino – Thin-Film	53
2.5.4	Painel Solar Bifacial	54
2.5.5	Painel Híbrido.....	55
2.5.6	Célula Fotovoltaica Orgânica – OPV	55
2.6	Componentes de um Sistema Fotovoltaico	56
2.6.1	Módulo Fotovoltaico	57
2.6.2	Inversor de Frequências.....	58
2.6.3	Baterias	59

2.6.4	Controlador de Carga.....	61
2.6.5	Proteções do Sistema Fotovoltaico.....	62
2.6.6	Caixa de Junção	63
2.6.7	Cabos e Conectores	65
2.7	Tipos de Instalações de Sistemas Fotovoltaicos.....	67
2.7.1	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede – On-grid.....	67
2.7.2	Sistemas Fotovoltaicos Autônomos – Off-Grid	68
2.7.3	Sistemas Fotovoltaicos Híbridos	69
2.8	Regulação Tarifária	71
2.8.1	Estrutura Tarifária.....	71
2.8.1.1	Tarifas do Grupo A	72
2.8.1.2	Tarifas do Grupo B	75
2.8.2	Tributos e Encargos	75
2.8.2.1	Bandeiras Tarifárias	76
2.8.2.2	TUSD e TE	76
2.8.2.3	Tributos	78
2.9	Aspectos Legais	79
2.9.1	Resolução Normativa nº482/2012 – Acesso da geração distribuída	79
2.9.2	Resolução Normativa nº517/2012 – Sistema de Compensação	80
2.9.3	Resolução Normativa nº687/2015 – Modalidades de compensação	81
2.9.4	Resolução Normativa nº786/2017 – Aumento do Limite Hidráulico	82
2.9.5	Lei nº14.300/2022	82
2.10	Indicadores de Desempenho para Sistemas Fotovoltaicos.....	85
2.10.1	Energia Incidente de Referência (Y_r)	85
2.10.2	Produção do Grupo Fotovoltaico Normalizada (Y_a)	86
2.10.3	Produção do Sistema Normalizada (Y_f).....	86
2.10.4	Perdas do Grupo Fotovoltaico Normalizadas (L_c)	86

2.10.5	Perdas do Sistema Normalizadas (L_s)	87
2.10.6	Performance Ratio (PR)	87
2.10.7	Fator de Capacidade (FC)	87
2.11	Indicadores Econômicos para Sistemas Fotovoltaicos	88
2.11.1	VPL	88
2.11.2	TIR	88
2.11.3	TMA	89
2.12	Etapas de Elaboração de um Projeto Fotovoltaico	89
2.13	Software de Projetos Fotovoltaicos – PVSyst	90
3	USINA FOTOVOLTAICA PADRE FURUSAWA	91
3.1	Apresentação da Usina	91
3.2	Dados da Usina	93
3.3	Componentes do Sistema	97
3.4	Histórico de Geração	98
3.5	Histórico de Consumo	99
3.6	Tarifação Energética	101
4	MÉTODO PROPOSTO	103
4.1	Procedimentos Metodológicos	103
4.2	Coleta de Dados e Dimensionamento do Sistema	106
4.3	Análise de Viabilidade Econômica e Programa de Otimização	108
5	SISTEMA DE ARMAZENAMENTO PARA ARBITRAGEM DE ENERGIA	111
5.1	Sistema de Armazenamento de Energia	111
5.1.1	Principais Aplicações do Sistema de Armazenamento	113
5.1.2	Arbitragem de Energia: Time of Use	115
5.1.3	Projetos de Sistemas de Armazenamento no Brasil	117

5.1.4	Tipos de Baterias	119
5.2	Dimensionamento do Sistema de Armazenamento.....	120
5.3	Simulação Computacional com PVSyst.....	125
5.4	Conclusão	129
6	ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA.....	130
6.1	Premissas para Análise Econômica.....	130
6.2	Receita do Investimento	132
6.3	Despesas de Capital - CAPEX	135
6.4	Despesas Operacionais - OPEX	137
6.5	Tributação.....	138
6.6	Resultados e Discussões	138
6.7	Conclusão	141
7	OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO.....	143
7.1	Profundidade de Descarga e Vida Útil.....	143
7.2	Programa de Otimização	147
7.3	Resultados e Discussões	149
7.4	Conclusão	151
8	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	153
8.1	Principais Considerações.....	153
8.2	Trabalhos Futuros	154
	APÊNDICES	164
	APÊNDICE A – ETAPAS DE CONSTRUÇÃO DA USINA	165
	APÊNDICE B – DIMENSIONAMENTO DA USINA SOLAR PADRE FURUSAWA.....	175
	APÊNDICE C – SIMULAÇÃO DA USINA SOLAR NO PVSYST	179

APÊNDICE D – COMPONENTES DA USINA.....	186
APÊNDICE E – HISTÓRICO DE GERAÇÃO	194
APÊNDICE F – HISTÓRICO DE CONSUMO	196
APÊNDICE G – FLUXO DE CAIXA DO PROJETO.....	197
APÊNDICE H – ARTIGO PUBLICADO	198
ANEXOS	218
ANEXO I – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DA USINA SOLAR PADRE FURUSAWA	219
ANEXO II – RELATÓRIO SIMULAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO COM ARMAZENAMENTO.....	231

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

De acordo com o relatório da Agência Internacional de Energia (IEA) de julho de 2023, tem-se observado um crescimento contínuo da demanda global de energia, com um acréscimo de 2,3% em 2022, e projeções de 2% para 2023 e 3,3% para 2024 [1]. Esse aumento da demanda, tem sido acompanhado predominantemente pelo uso de fontes tradicionais de geração de energia, que produzem impactos negativos ao meio ambiente. Especificamente, as fontes baseadas em combustíveis fósseis têm sido responsáveis pela emissão de poluentes, contribuindo para a degradação ambiental, o efeito estufa e o aquecimento global. Diante dessa realidade, torna-se imprescindível buscar alternativas sustentáveis, renováveis e limpas de geração de energia, que causem menos impacto ao meio ambiente.

A energia solar fotovoltaica tem se mostrado uma excelente alternativa a geração de energia limpa e renovável, uma vez que sua produção não acarreta danos significativos ao meio ambiente. Entre as diversas vantagens obtidas com a sua utilização, destaca-se o fato de que a geração ocorre por meio do aproveitamento da radiação solar, proporcionando flexibilidade uma vez que o sol está presente em toda superfície terrestre. Outra vantagem, é a possibilidade de geração descentralizada, tendo em vista que a instalação dos sistemas fotovoltaicos geralmente ocorre próximo aos locais de consumo. Desta forma há uma redução nas perdas ocasionadas pela transmissão e distribuição, tornando o sistema mais eficiente. Adicionalmente, a energia solar fotovoltaica proporciona uma certa autonomia aos consumidores, que são capazes de gerar a própria energia, reduzindo assim a dependência das concessionárias. Outro fator positivo, é que o avanço das tecnologias em painéis solares, tem contribuído com o aumento da eficiência do sistema e com a redução dos custos, tornando essa fonte cada vez mais acessível. Ademais, a disseminação do uso da energia fotovoltaica tem favorecido a obtenção de uma matriz energética mais limpa e renovável, promovendo assim uma transição rumo a um futuro energético mais sustentável.

Apesar das inúmeras vantagens, a energia solar fotovoltaica ainda enfrenta algumas limitações devido a sua natureza intermitente. Sua geração está diretamente relacionada à incidência de luz solar, o que pode resultar em variações na produção ao longo do dia, do período do ano e de acordo com as condições climáticas. Devido a essa característica, em certos

momentos a geração solar excederá o consumo, enquanto em outros será insuficiente para suprir a demanda energética. Diante disso, com objetivo de otimizar os benefícios alcançados com a utilização da energia fotovoltaica, torna-se necessário armazenar o excedente da energia produzida quando a demanda é baixa, para utilizá-la durante o período em que a geração solar não é suficiente para suprir o consumo. Dessa forma, o armazenamento de energia tem um papel essencial no equilíbrio entre a oferta e a demanda para as fontes de geração solar, garantindo que a energia seja fornecida de maneira mais estável, mesmo durante os períodos em que a incidência solar é variável.

Adicionalmente, existem diversas outras aplicações que podem ser implementadas com a utilização do sistema de armazenamento, como: backup de energia, redução de demanda, controle e gestão energética, melhoria na qualidade da energia, entre outras funcionalidades. Nesta perspectiva, fica evidente que o sistema de armazenamento contribuí com a disseminação do uso da energia fotovoltaica, proporcionando mais flexibilidade ao uso da energia gerada e permitindo o aproveitamento máximo da energia solar disponível, facilitando assim a integração dessa fonte renovável na matriz energética.

1.2 Caracterização do Problema

Com a crescente demanda pelo uso da energia solar fotovoltaica, como uma alternativa de geração limpa e renovável, diversas estratégias têm sido adotadas com objetivo de maximizar os benefícios proporcionados pela implantação deste sistema. Uma das soluções em destaque é o uso dos sistemas de armazenamento por baterias, que permite acumular o excedente da energia quando a geração é superior ao consumo, para ser utilizada posteriormente. A implementação desta aplicação traz inúmeros benefícios, conferindo uma maior versatilidade aos sistemas de geração fotovoltaica. No entanto, para garantir que todas as vantagens esperadas sejam alcançadas, é fundamental realizar o dimensionamento adequado do sistema, levando em consideração as condições de operação das baterias e as orientações do fabricante. Dessa forma, é possível maximizar os benefícios obtidos com a integração dos sistemas de armazenamento, com o objetivo de otimizar o desempenho da energia solar fotovoltaica.

Neste contexto, torna-se evidente a relevância da correta determinação dos parâmetros da bateria, uma vez que eles exercem influência direta na preservação de sua vida útil. Portanto, o dimensionamento do sistema deve contemplar informações sobre as características, os parâmetros e as condições de operação das baterias, a fim de garantir sua longevidade. Como

no caso da definição da profundidade de descarga da bateria, onde a escolha de um valor muito baixo impacta diretamente na capacidade de armazenamento do banco, enquanto um valor muito alto afeta o número de ciclos de carga e descarga. Portanto, o cálculo assertivo deste parâmetro determinará a vida útil da bateria, que representa uma parcela expressiva do valor investido no sistema de armazenamento. Sendo assim, ao estabelecer essa relação entre a definição da profundidade de descarga e o impacto no retorno financeiro do investimento, será possível utilizar a bateria de forma mais otimizada e assertiva.

Estudos recentes têm ressaltado a importância de se considerar as informações da bateria, a fim de prolongar sua vida útil e de otimizar o sistema de armazenamento. Nesse contexto, em [2], o autor propõe um modelo de programação linear para compreender a degradação das baterias quando utilizadas para armazenar energia. O modelo proposto, leva em conta dois fatores essenciais: a profundidade de descarrega da bateria e o estado de carga em que ela se encontra. Para melhorar a eficiência computacional, tornando os cálculos mais rápidos e precisos, o autor propõe uma linearização unidimensional inovadora. Com base nessa abordagem, o autor desenvolve um planejamento econômico para o sistema de energia, considerando os custos da degradação da bateria. O método proposto foi testado e comparado com outras abordagens existentes, que constataram sua eficácia, evidenciando assim a importância de se considerar as informações da bateria no dimensionamento.

Diversas pesquisas no setor de veículos elétricos também têm explorado o impacto da definição da profundidade de descarga da bateria, no seu desempenho. No artigo [3], o autor destaca que a substituição dos veículos tradicionais com motores a combustão por carros elétricos é uma alternativa que favorece a sustentabilidade ambiental. Contudo, o custo do envelhecimento da bateria tem sido apontado como o principal obstáculo para a disseminação do uso de veículos elétricos híbridos plug-in (PHEV - *Plug-in Hybrid Electric Vehicles*). Desta forma, com o objetivo de otimizar os retornos financeiros dos PHEVs, o autor propõe uma estratégia de gerenciamento de energia que visa reduzir simultaneamente, o consumo de energia e o custo de degradação da bateria no veículo. Como resultado do método de otimização desenvolvido, observou-se uma redução de 6,1% no custo de combustível e de 28,6% no custo de envelhecimento da bateria, em comparação com o PHEV tradicional. Portanto, esta estratégia mostrou-se eficaz no gerenciamento de energia e na melhoria dos retornos financeiros obtidos com a implantação do sistema de otimização proposto pelo autor.

Em [4], o autor enfatiza a importância de desenvolver uma estratégia de gerenciamento de energia eficiente para os PHEVs, que seja capaz de coordenar a distribuição de potência

entre diferentes fontes de energia. Segundo o autor, a estratégia de gerenciamento deve considerar o envelhecimento da bateria, a fim de otimizar sua profundidade de descarga e prolongar sua vida útil, reduzindo assim seus custos relacionados. Para alcançar esse objetivo, o autor propõe uma estratégia de gerenciamento, baseada na profundidade de descarga ideal da bateria e utiliza o controle preditivo para otimizar o desempenho do sistema. Os resultados obtidos, demonstram que a estratégia proposta é capaz de reduzir de forma significativa o custo do envelhecimento da bateria, além de melhorar a eficiência do sistema, em comparação a outros métodos que não levam em conta os parâmetros da bateria.

Em [5], o autor também aborda a otimização do tamanho da bateria e o gerenciamento de energia para os PHEVs, levando em conta o impacto da profundidade de descarga na degradação da bateria. Através da aplicação de programação convexa, o estudo identifica a profundidade de descarga ótima, analisando a curva de custo total em relação ao estado de carga final. Os resultados obtidos, demonstram que o método proposto pelo autor pode reduzir significativamente o custo total, em comparação a outras abordagens que utilizam um estado de carga final fixo. Além disso, o autor ressalta que as baterias são uma parte crucial dos PHEVs, e que apesar dos avanços tecnológicos recentes em relação à densidade de energia e potência das baterias, o custo ainda é um fator relevante. Portanto, otimizar a capacidade da bateria é essencial para maximizar o valor vitalício do veículo. Desta forma, o artigo demonstra que desenvolver uma estratégia de gerenciamento de energia, que leve em consideração a capacidade da bateria, com base na distribuição de potência entre diferentes fontes de energia, é fundamental para atingir esse objetivo.

Em [6], o autor destaca a importância da integração das fontes de energia renováveis, dos sistemas de armazenamento e dos veículos elétricos, com objetivo de se alcançar o desenvolvimento sustentável. No entanto, ele ressalta que o aumento do uso dessas tecnologias também pode trazer complexidades para a rede de distribuição de energia. Diante disso, o autor propõe uma solução para a integração dessas estratégias, utilizando um método chamado Amostragem por Hipercubo Latino, que gera diversos cenários para considerar a incerteza relacionada à energia renovável e à demanda de carga. No método proposto, a perda de capacidade das baterias é calculada com base na profundidade de descarga e é incorporada ao planejamento com objetivo de identificar a decisão ótima. Os resultados obtidos mostram que considerar a perda de capacidade das baterias, é fundamental na tomada de decisões otimizadas para a rede de distribuição, garantindo a sustentabilidade e a vida útil da bateria.

Em [7], o autor apresenta uma nova abordagem de dimensionamento otimizado, para sistemas fotovoltaicos com armazenamento por baterias, em áreas isoladas. O autor utiliza a técnica de modelos de fluxo de energia e considera fatores como irradiação solar, temperatura ambiente e demanda de carga, para selecionar a melhor combinação de energia solar e bateria, visando maximizar a confiabilidade e minimizar os custos. O método de otimização é implementado através do software MATLAB, e incorpora estratégias como o modelo de fluxo de energia, distribuição de carga, modelo dinâmico de bateria e funções multi-objetivas. Os resultados indicam que a profundidade de descarga ótima para a bateria é de 70%, proporcionando benefícios significativos em termos de produção de energia solar fotovoltaica e eficiência computacional.

Diversos trabalhos também têm abordado a relevância de se projetar os sistemas de maneira eficiente. Em [8], o autor apresenta um estudo sobre o dimensionamento otimizado de sistemas de energia solar fotovoltaica, energia eólica e baterias, para ser aplicado em áreas remotas no Egito. O objetivo é atender à demanda de carga, minimizando o custo de energia sob diferentes probabilidades de perda de fornecimento de energia. Para isto, o autor propõe um modelo matemático generalizado e utiliza o método Otimizador do Lobo Cinzento (GWO - *Grey Wolf Optimizer*), para determinar os tamanhos ideais de painéis solares, turbinas eólicas e baterias, buscando obter o menor custo possível. Os resultados obtidos foram comparados com outros algoritmos de otimização, demonstrando que o GWO foi o mais eficiente. Essa abordagem pode ser valiosa para a implementação de sistemas de energia limpa em áreas remotas, de maneira mais econômica e sustentável.

O aumento do consumo de eletricidade no Sri Lanka tem impulsionado a busca por fontes de energias renováveis, devido ao desequilíbrio entre oferta e demanda. O sistema fotovoltaico solar é amplamente adotado no país, especialmente quando integrado aos sistemas de armazenamento. Nesta perspectiva, em [9], o autor propõe um método para analisar a viabilidade da implementação de sistemas fotovoltaicos em telhados, juntamente com sistemas de armazenamento de energia por baterias, no contexto específico do Sri Lanka. O objetivo do método é encontrar a solução de energia mais adequada para os consumidores, levando em consideração o esquema tarifário, a localização e a área disponível no telhado. Os resultados obtidos comprovam a eficácia do método de dimensionamento proposto, e ressaltam a importância de se realizar o projeto de forma otimizada, garantindo maiores retornos financeiros para o investimento.

Diante deste contexto, o objetivo desta tese é realizar o dimensionamento otimizado e a análise de viabilidade econômica, para implementação de um sistema de armazenamento na Usina Solar Padre Furusawa, para arbitragem da tarifa de energia. Adicionalmente, é desenvolvido um programa de otimização, com objetivo de determinar a profundidade de descarga ideal das baterias, de forma a maximizar o retorno financeiro do investimento. Desta forma, através da análise dos resultados obtidos, busca-se compreender o impacto da definição deste parâmetro, na viabilidade econômica de um sistema de armazenamento. O conhecimento adquirido por meio desta pesquisa, é de grande importância para aprimorar as estratégias de dimensionamento, e gestão de sistemas de armazenamento, aplicados a usinas solares. Com base nas informações obtidas, será possível tomar decisões mais assertivas e eficientes com relação ao uso de baterias, contribuindo assim com a otimização do desempenho técnico e econômico dos sistemas fotovoltaicos. O método proposto utiliza técnicas de otimização não linear, não inteira, com função objetiva. A implementação do sistema, considera o esquema tarifário específico para a localização da Usina Padre Furusawa, sendo testado em uma usina já em funcionamento, com base em dados reais de geração e consumo.

Para o desenvolvimento desta tese, é utilizada a abordagem quantitativa com objetivo de se obter dados específicos, como no caso da definição otimizada da profundidade de descarga da bateria. A abordagem epistemológica escolhida é a positivista, para investigar a relação entre a profundidade de descarga e os indicadores financeiros, com base em evidências concretas. Considerando a aplicação de conceitos teóricos para resolver o problema específico de arbitragem da tarifa de energia na Usina Solar Padre Furusawa, optou-se pela natureza de pesquisa aplicada. De forma complementar, o método explicativo, auxiliará na compreensão sobre como a variação da profundidade de descarga da bateria afeta os indicadores financeiros e a viabilidade econômica do sistema. Por fim, o procedimento adotado é o de pesquisa exploratória, com o propósito de compreender o impacto da definição dos parâmetros da bateria, a fim de observar a possível existência de aspectos e relações pouco conhecidas nesse contexto específico.

1.3 Objetivo Geral e Específicos

O objetivo geral desta tese é propor um método otimizado para dimensionamento do sistema de armazenamento, a ser implementado na Usina Solar Padre Furusawa, buscando definir a profundidade de descarga ótima, que maximize o retorno financeiro do investimento.

Para atingir o objetivo geral, são abordados os seguintes objetivos específicos:

- Estruturar os conhecimentos teóricos necessários para o desenvolvimento do programa de otimização proposto;
- Realizar a coleta de dados sobre o consumo energético e a geração, da Usina Solar Padre Furusawa;
- Dimensionar o sistema de armazenamento, para arbitragem da tarifa de energia da Usina Solar Padre Furusawa, com base nas informações obtidas;
- Avaliar a viabilidade econômica do sistema de armazenamento com base nas premissas econômicas definidas;
- Desenvolver um programa de otimização para determinar a profundidade de descarga ideal das baterias, com objetivo de maximizar o retorno financeiro do investimento;
- Realizar simulações para avaliar o impacto da definição da profundidade de descarga das baterias, na viabilidade econômica do sistema de armazenamento;
- Avaliar os indicadores financeiros obtidos, para diferentes cenários de profundidade de descarga;
- Apresentar conclusões e recomendações para a otimização do sistema de armazenamento, com base na definição da profundidade de descarga ideal.

1.4 Contribuições e Relevância da Pesquisa

O estudo proposto nesta tese, apresenta contribuições significativas para o avanço das pesquisas em energia solar fotovoltaica e em sistemas de armazenamento por baterias. Por meio do desenvolvimento do método de otimização proposto, esta pesquisa busca aprimorar a eficiência e o desempenho dos sistemas de armazenamento. Desta forma, o estudo apresenta informações essenciais que contribuem com a melhoria da viabilidade destes sistemas, buscando maximizar o retorno financeiro do investimento. Essas contribuições são de grande relevância para o setor das energias renováveis, e têm o potencial de impulsionar o avanço tecnológico e científico nesta área.

A pesquisa proposta nesta tese, investiga o impacto da profundidade de descarga das baterias na viabilidade econômica dos sistemas de armazenamento. Por meio desse estudo, busca-se compreender de que maneira este parâmetro influencia nos indicadores financeiros do projeto. Estabelecer esta relação é essencial para otimizar a operação dos sistemas de energia solar fotovoltaica, viabilizando a expansão dessa fonte de energia, de forma eficiente e

sustentável. Portanto, o desenvolvimento do programa de otimização fornecerá conhecimentos relevantes sobre a definição dos parâmetros de operação das baterias e seus impactos técnicos e econômicos, gerando hipóteses que podem direcionar futuras pesquisas. Por fim, a análise detalhada dos impactos econômicos ocasionados pela definição da profundidade de descarga, poderá subsidiar a tomada de decisão em projetos de usinas solares, além de contribuir para o desenvolvimento de políticas públicas voltadas à promoção das energias renováveis.

Ademais, a tese em questão contribui de forma relevante no aprimoramento das estratégias de dimensionamento e gestão de sistemas de armazenamento, em contextos específicos de usinas solares fotovoltaicas. Com esta pesquisa, busca-se contribuir para o avanço dos estudos em sistemas de armazenamento de energia, aplicados em usinas solares, oferecendo informações relevantes para o planejamento e a implementação de soluções mais eficientes e sustentáveis. Adicionalmente, utilizando os dados coletados da usina em operação, é possível realizar o dimensionamento do sistema com base em informações reais de consumo. Através destas contribuições, tem-se o objetivo de impulsionar ainda mais pesquisas na área, incentivando a adoção de fontes limpas e renováveis de energia. Ademais, busca-se proporcionar soluções práticas com aplicabilidade real e relevância para o desenvolvimento sustentável.

É importante ressaltar que o estudo desenvolvido nesta tese é de caráter teórico, uma vez que a usina analisada está enquadrada na Resolução Normativa nº687 da ANEEL. Desta forma, para implementação do sistema de armazenamento, a unidade consumidora necessitaria migrar para o regime estabelecido pela Lei nº14.300, que prevê uma forma distinta de compensação de créditos de energia. Essa mudança implicaria na necessidade de adaptar a metodologia de compensação.

1.5 Estrutura da Tese

A presente tese está estruturada em oito capítulos, sendo: Introdução, Fundamentos Teóricos, Usina Fotovoltaica Padre Furusawa, Método Proposto, Sistema de Armazenamento para Arbitragem de Energia, Análise de Viabilidade Econômica, Otimização do Sistema de Armazenamento e Conclusão.

No Capítulo 1 é apresentada a contextualização e caracterização do problema de pesquisa, abordando a motivação para a realização do estudo proposto, seus objetivos, contribuições e a estrutura da tese.

No Capítulo 2 são apresentadas as principais informações sobre a energia solar fotovoltaica, incluindo um panorama mundial, dados estatísticos no Brasil, princípio físico e evolução da célula fotovoltaica, além de detalhes sobre os demais componentes do sistema. Também são abordados aspectos relacionados à regulação tarifária, questões legais e indicadores técnicos e econômicos relevantes. Adicionalmente, são explicadas as etapas necessárias para a elaboração de um projeto, e é apresentado o software utilizado para simulação do sistema.

No Capítulo 3 são apresentadas informações detalhadas sobre o local de estudo - a Usina Solar Padre Furusawa - como seus dados de geração e consumo, e seus componentes. Adicionalmente, são fornecidas informações sobre a tarifação energética da usina.

No Capítulo 4 são descritos os procedimentos metodológicos, e as estratégias adotadas para a coleta e análise dos dados.

No Capítulo 5 são apresentadas informações sobre o sistema de armazenamento proposto, abordando suas principais aplicações, projetos em funcionamento no Brasil e os tipos de tecnologias de baterias. Também são apresentados detalhes sobre o dimensionamento do sistema e os resultados obtidos por meio da simulação no software PVSyst.

No Capítulo 6 são apresentadas informações sobre a análise de viabilidade econômica do sistema proposto, incluindo a definição das premissas utilizadas e os cálculos referentes à receita do investimento, despesas de capital, despesas operacionais e tributação. Ao final, são apresentados os resultados obtidos para os principais indicadores financeiros.

No Capítulo 7 é detalhado o programa de otimização desenvolvido, apresentando os principais resultados e discussões, obtidos com sua implementação.

Por fim, no Capítulo 8, são apresentadas as conclusões obtidas com a análise de viabilidade econômica do sistema de armazenamento e com a elaboração do programa de otimização proposto. Além disso, são sugeridos temas para trabalhos futuros, visando o contínuo avanço das pesquisas na área.

2 FUNDAMENTOS TEÓRICOS: ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

Neste capítulo são abordadas as características, aplicações, classificações e regulamentações referentes à energia solar fotovoltaica. O capítulo é introduzido pelo mapeamento dessa tecnologia no Brasil e no mundo, incluindo a coleta e análise dos principais dados estatísticos. É apresentado o princípio físico da geração de energia e a evolução da célula fotovoltaica, ao longo dos anos. Adicionalmente, são detalhados os tipos de módulos disponíveis comercialmente, assim como os demais componentes do sistema e os diferentes tipos de instalações. O capítulo aborda ainda as modalidades tarifárias e regulamentações em vigor no Brasil. Por fim, são discutidos os indicadores de desempenho e econômicos, bem como a utilização do software de simulação PVSystem.

2.1 Energia Solar Fotovoltaica no Brasil e no Mundo

O desenvolvimento industrial ocorrido nas últimas décadas trouxe consigo o progresso de diversas tecnologias, resultando em um crescimento exponencial na produção e no consumo de bens e serviços. Para suprir às demandas do mercado, as indústrias precisaram adaptar suas instalações, automatizando as linhas de produção para acelerar seus processos produtivos. Como resultado, o consumo de energia experimentou aumentos expressivos, tornando o setor industrial um dos maiores consumidores a nível mundial. A Figura 1, demonstra o crescimento significativo do consumo de energia nas últimas seis décadas, e faz uma previsão para os próximos 20 anos [10].

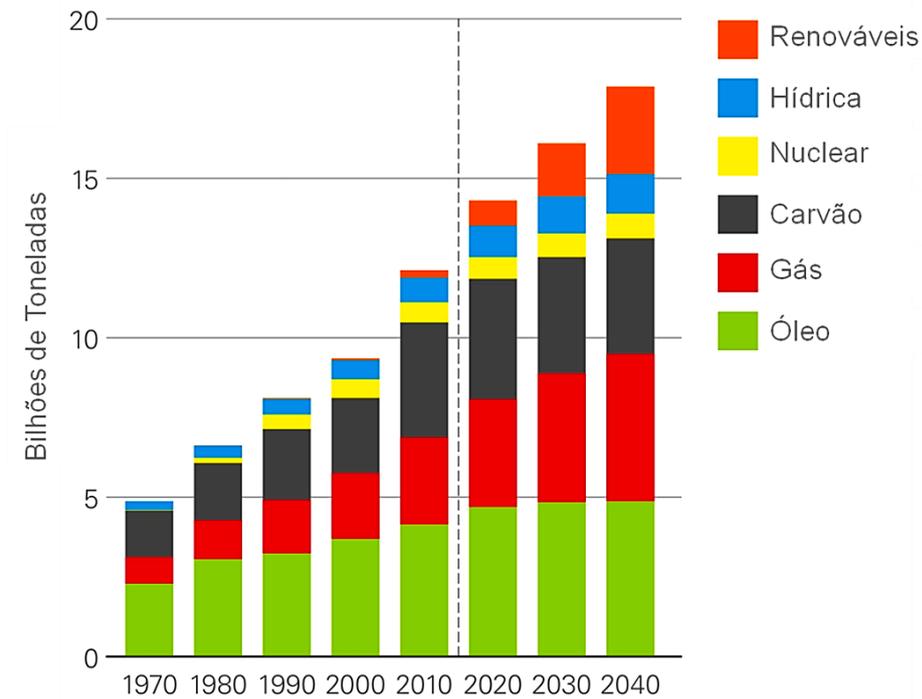


Figura 1 - Consumo de energia primária por combustível

Fonte: Adaptado de BP Energy [10]

O aumento exponencial do consumo de energia trouxe consigo alguns problemas decorrentes de seu uso indiscriminado, tendo em vista que uma parte significativa da matriz energética global é constituída por combustíveis fósseis - altamente poluentes e finitos - conforme demonstra a Figura 2 [11]. A exploração dessas fontes de energia tem provocado danos irreversíveis, ao meio ambiente. A emissão de gases poluentes resultante da queima de combustíveis fósseis, tem contribuído com o aquecimento global e com as mudanças climáticas.

Além disso, o uso de maneira inconsciente tem levado ao esgotamento de recursos, gerando grandes impactos ambientais. Como forma de conter esse consumo excessivo, diversas campanhas têm sido realizadas para conscientizar e educar a população, visando um consumo mais eficiente. Outra solução que tem sido empregada é o uso das energias renováveis, que causam um menor impacto ambiental em comparação com as fontes tradicionais de geração, sendo uma excelente alternativa para a produção de energia inesgotável e limpa.

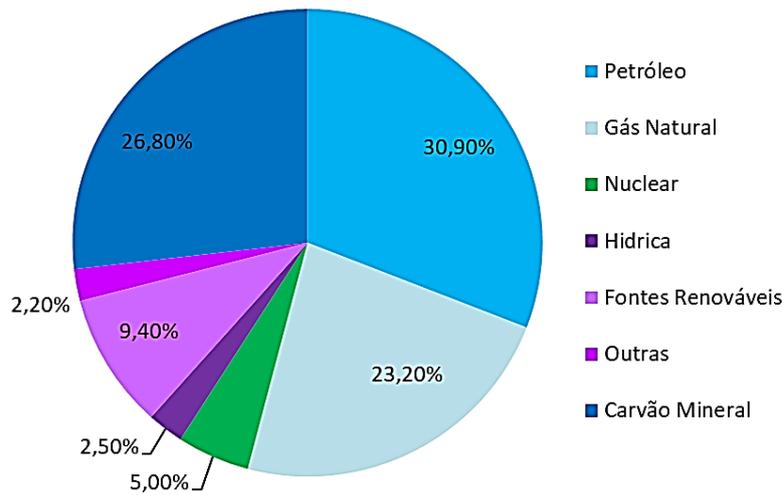


Figura 2 - Oferta mundial de energia

Fonte: Adaptado de BEN 2022 [12]

Nos últimos anos, o uso das fontes renováveis de energia tem ganhado destaque, tornando-se cada vez mais presente na matriz energética global. A parcela de geração referente a cada quota de energia primária, é demonstrada na Figura 3. Através de sua análise é possível observar a participação de cada fonte de energia ao longo das últimas seis décadas, bem como as projeções para os próximos vinte anos. Para determinadas fontes, como carvão e óleo, fica evidente a queda acentuada na geração. Em contrapartida, fontes como o gás natural e energias renováveis, apresentam perspectivas de crescimento exponencial para os próximos anos. Por fim, as energias nuclear e hídrica tendem a manter seus níveis, sem previsão de aumento da exploração dessas fontes de energia.

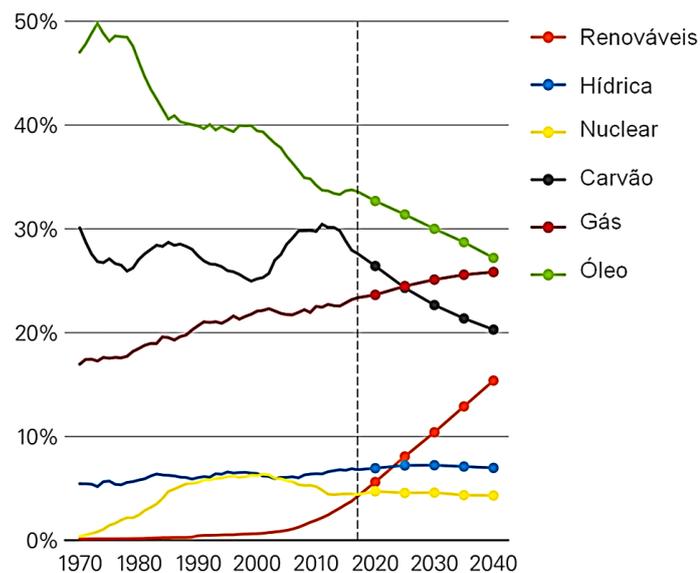


Figura 3 - Principais fontes de energia

Fonte: Adaptado de BP Energy [10]

Dentre as fontes alternativas, a energia solar fotovoltaica tem se destacado cada vez mais como uma solução economicamente viável e sustentável. As principais vantagens do sistema fotovoltaico incluem o baixo impacto ambiental, a elevada durabilidade de seus componentes, a manutenção simplificada, a abundância de insumos para a produção de energia e a possibilidade de instalação em locais remotos.

A produção de eletricidade pelas usinas solares gera pouquíssimos resíduos ao meio ambiente, sem provocar alterações significativas ao ecossistema local. Além disso, os componentes do sistema têm um tempo de vida útil prolongado, evitando a necessidade de substituições frequentes de peças. A instalação e manutenção dos sistemas são simplificadas, podendo ser fixadas em diferentes superfícies, oferecendo flexibilidade e ocupando pouco espaço.

Outra grande vantagem da energia solar fotovoltaica é a garantia do suprimento de energia, tendo visto que sua matéria prima - o sol - é inesgotável. A geração contínua, proporcionada pela incidência solar, assegura o abastecimento da matriz elétrica, evitando a sazonalidade devido à falta de insumos para produção. Por fim, a geração em locais remotos, sem a necessidade de grande infraestrutura, confere mobilidade aos sistemas, ampliando as possibilidades de utilização.

A principal desvantagem da energia solar fotovoltaica é o custo mais elevado em comparação com outras fontes de geração de energia. Entretanto, sua crescente popularização tem levado à redução dos preços, contribuindo para a disseminação desta tecnologia em todo o mundo. Diversos países têm integrado os sistemas de geração de energia solar fotovoltaica em suas matrizes elétricas, como uma solução para os desafios relacionados à sazonalidade na produção de energia e ao esgotamento de determinadas fontes. Países como a China, Japão, Estados Unidos e Alemanha, atualmente lideram o ranking na utilização desta tecnologia. Por fim, outra grande desvantagem da geração solar fotovoltaica é o baixo fator de capacidade quando comparado a outras fontes de energia, como a eólica, a hidrelétrica e a térmica.

2.2 Dados Estatísticos no Brasil

O desenvolvimento econômico-social de um país está diretamente relacionado à evolução do seu consumo de energia elétrica. Isto ocorre, em decorrência do aumento dos recursos energéticos, da melhoria no padrão de vida da sociedade, do progresso tecnológico e

do avanço industrial. Como consequência, surge a necessidade de ampliar a oferta de energia para atender ao crescente aumento da demanda energética. Por essa razão, a matriz energética brasileira tem passado por transformações com objetivo de suprir essa demanda em expansão, através da utilização de fontes alternativas de energia. A expectativa de crescimento médio do consumo no Brasil, para os anos de 2019 a 2029, é de aproximadamente 2,5% ao ano [13] [14]. A Figura 4 ilustra a perspectiva de expansão do consumo de energia por setor, no país.

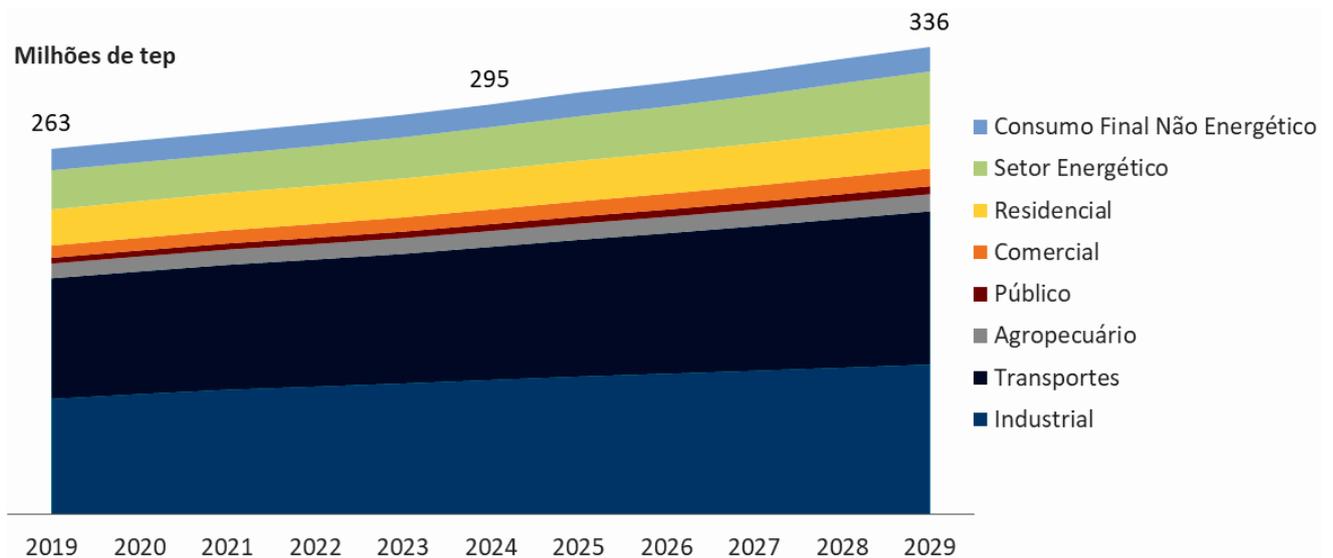


Figura 4 - Expectativa de crescimento do consumo final de energia por setor, no Brasil

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 – MME [13]

Uma grande parcela da matriz elétrica brasileira é hoje, constituída por fontes hidráulicas de energia, conforme mostra a Figura 5. A participação expressiva das usinas hidroelétricas, no sistema elétrico brasileiro, torna a matriz predominantemente renovável e limpa [14]. Os impactos ambientais decorrentes desta fonte de energia são relativamente baixos se comparados a outras formas de geração, visto que não há emissão de gases causadores do efeito estufa durante a produção de energia. Entretanto, apesar dos aspectos positivos resultantes da geração pelas usinas hidrelétricas, a forte influência dos fatores climáticos, faz com que existam períodos de escassez na oferta, resultando em aumento do preço da energia e causando incertezas no sistema elétrico.

Para compensar os momentos de insuficiência no abastecimento, devido aos baixos níveis dos reservatórios nas hidrelétricas, é comum o despacho das usinas termelétricas, com objetivo de suprir a demanda energética. Como consequência ao acionamento destas usinas, há um acréscimo ainda mais significativo sobre a tarifa a ser paga pelo consumidor, além do aumento na emissão de gases poluentes como o carbono. Por essa razão, a diversificação da

matriz elétrica brasileira é extremamente importante, como uma forma de garantir o suprimento de energia, reduzir as vulnerabilidades e intensificar a geração de energia limpa e renovável.

A promulgação da Resolução Normativa REN nº482/2012 da ANEEL, foi um marco regulatório para a disseminação das fontes renováveis no Brasil. A resolução regulamentou a conexão da mini e microgeração distribuída ao sistema elétrico brasileiro [15]. A previsão de crescimento da energia solar, eólica e demais unidades de autoprodução (APE) de energias renováveis, é mostrada na Figura 5.

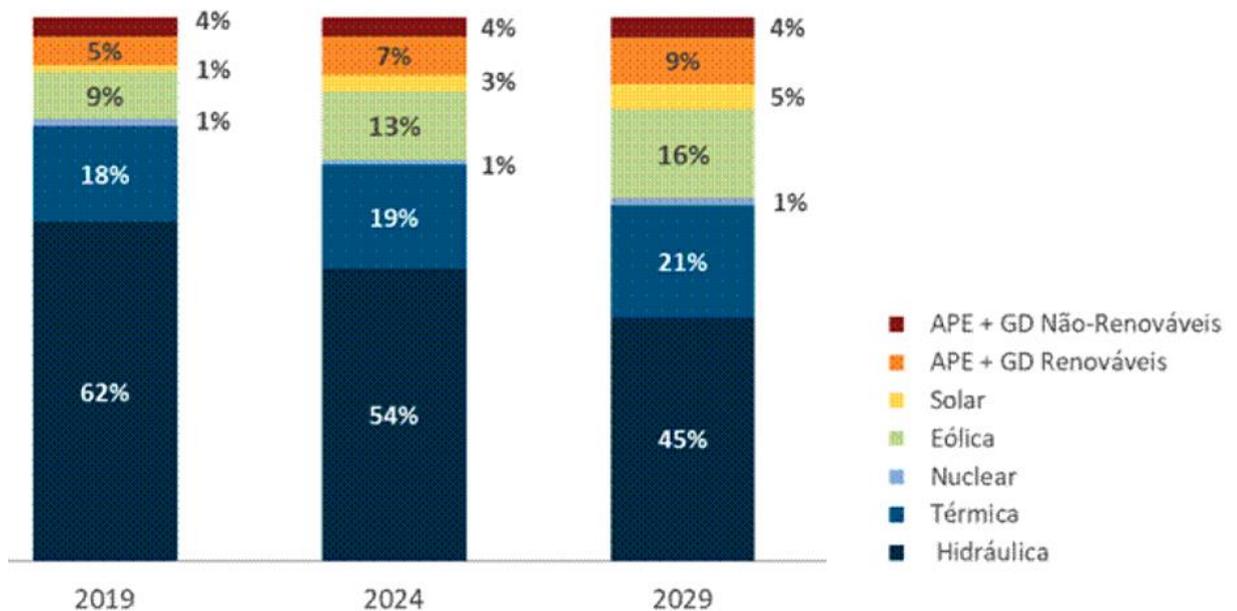


Figura 5 - Participação das fontes na capacidade instalada total

Fonte: Plano Decenal de Expansão de Energia 2029 – MME [13]

Além de proporcionar uma maior estabilidade à matriz elétrica brasileira, a inclusão das fontes renováveis de energia, viabilizaram a geração distribuída no país. Com a matriz energética brasileira, predominantemente hidráulica, grande parte das unidades geradoras está instalada a milhares de quilômetros dos grandes centros de carga. A energia produzida pelas grandes usinas é transportada aos centros de consumo, por meio das linhas de transmissão do sistema interligado nacional (SIN), demonstrado na Figura 6. Aproximadamente 15% da energia transmitida pelo SIN é perdida devido as longas distâncias a serem percorridas, a infraestrutura de transmissão e distribuição e ao desvio irregular de energia para ser consumida sem custos [14]. Desta forma, a geração distribuída torna-se uma excelente alternativa, viabilizando a produção de energia junto aos centros de carga, mitigando as perdas, desafogando as linhas de transmissão e os sistemas de distribuição [14].

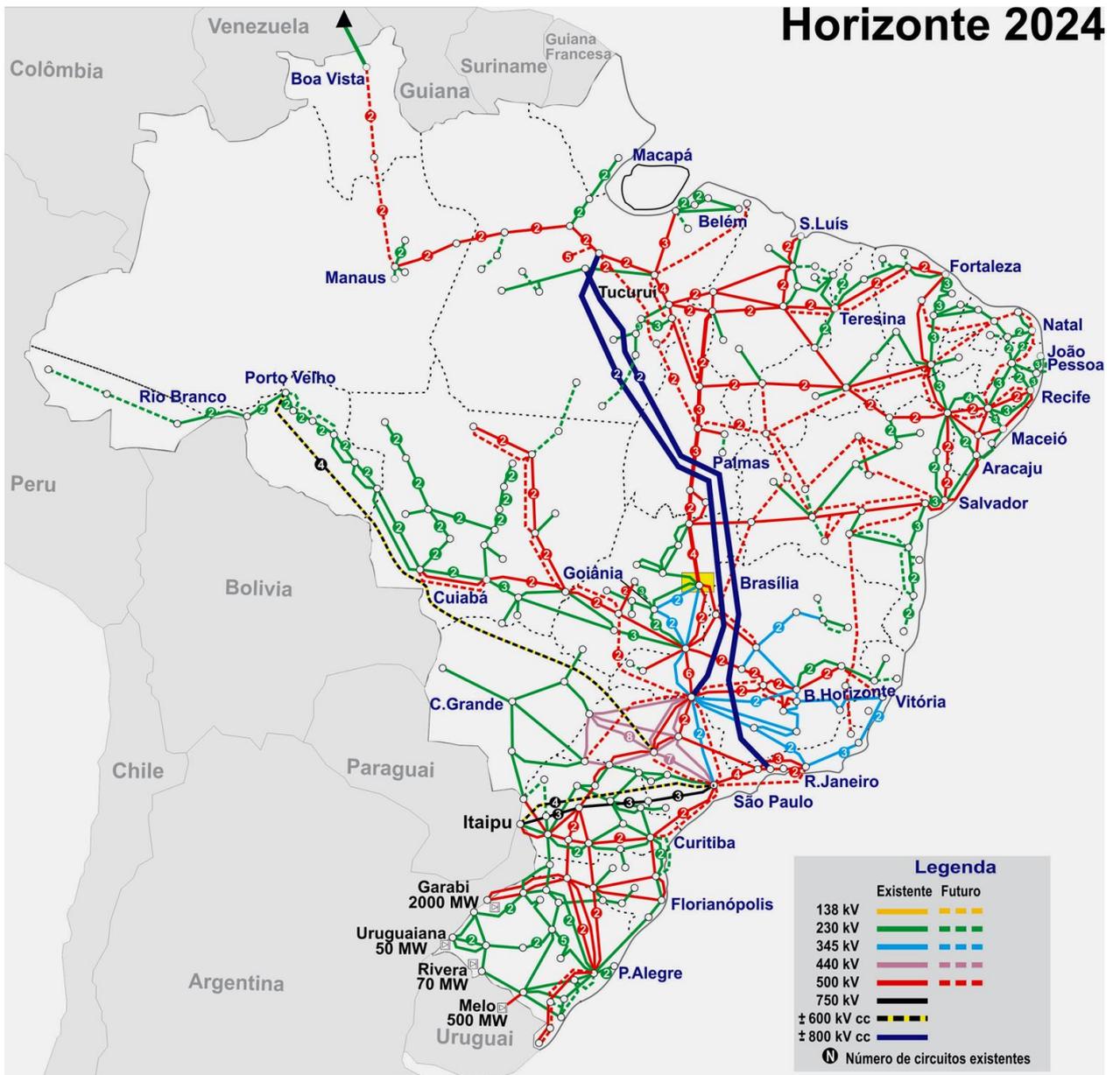


Figura 6 - Mapa do Sistema de Transmissão - Horizonte 2024

Fonte: ONS [16]

No Brasil, a energia solar fotovoltaica destaca-se em relação às demais fontes renováveis de energia, devido ao seu enorme potencial de geração. Os níveis de irradiação global, medidos em território nacional, variam entre 4,2kWh/m²/dia e 6,2kWh/m²/dia, conforme demonstra a Figura 7. O local de menor incidência solar no Brasil supera o ponto de máxima radiação em países líderes do setor, como, por exemplo, a Alemanha, que apresenta um valor médio de 2,7kWh/m²/dia [14] [17].

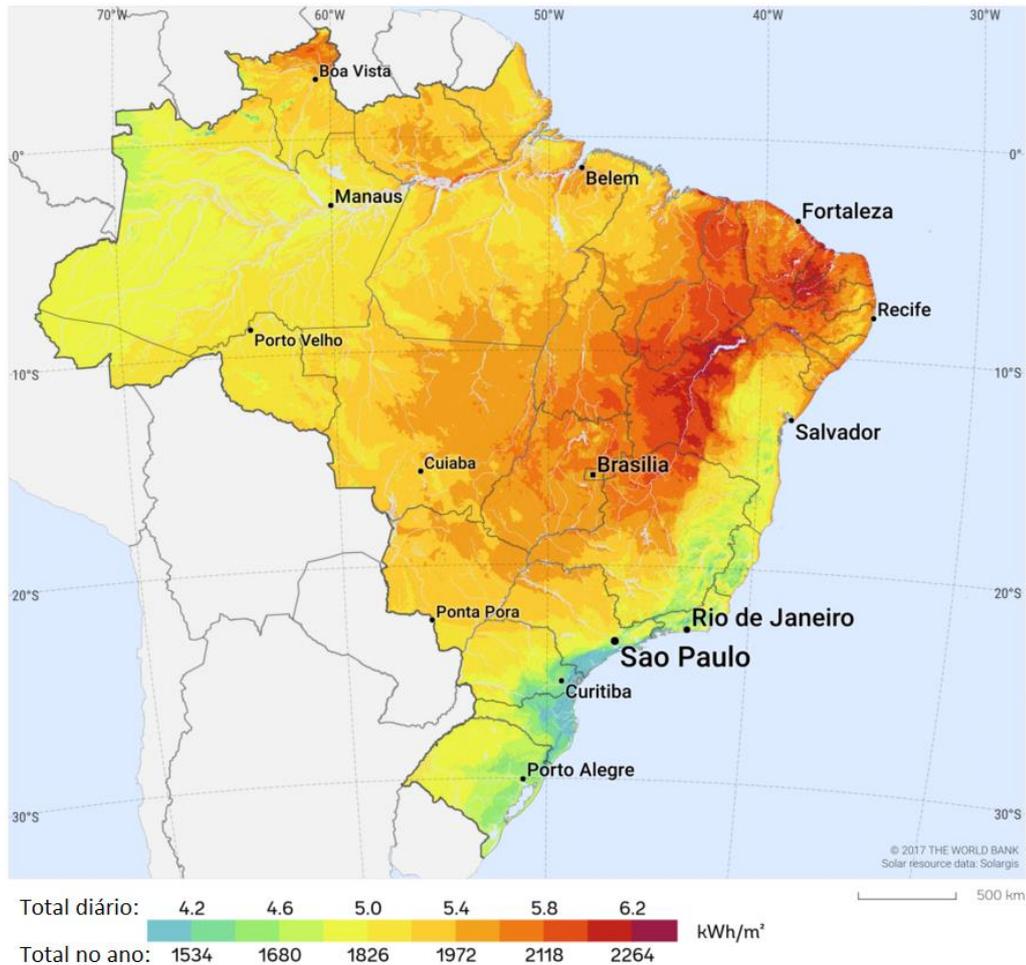


Figura 7 - Mapa da irradiação global média anual, no Brasil

Fonte: Adaptado de Solargis [18]

O crescimento expressivo da energia solar fotovoltaica no país é resultado da redução nos custos dos equipamentos e dos incentivos governamentais. Apenas no ano de 2023, foram instaladas um total de 589.806 unidades de Geração Distribuída (GD), conforme demonstra a Figura 8 [19]. Desde a promulgação da Resolução Normativa REN nº482/2012, foram implementadas um total de 2.252.703 novas usinas [19].

Já a Figura 9 apresenta a potência total instalada para cada ano desde 2012, totalizando 25.486.484,76 kW [19]. Somente em 2023, foi instalada uma potência de 7.105.136,06 kW, ficando atrás apenas do ano de 2022, no qual houve um recorde de instalações, impulsionado pela iminente mudança na forma de compensação de créditos, evidenciando a disseminação dessa tecnologia no país. O avanço da energia solar fotovoltaica no Brasil tem beneficiado a geração distribuída, gerando emprego e renda à população, diversificando a matriz elétrica brasileira e contribuindo para a geração nos momentos de grande demanda do sistema.

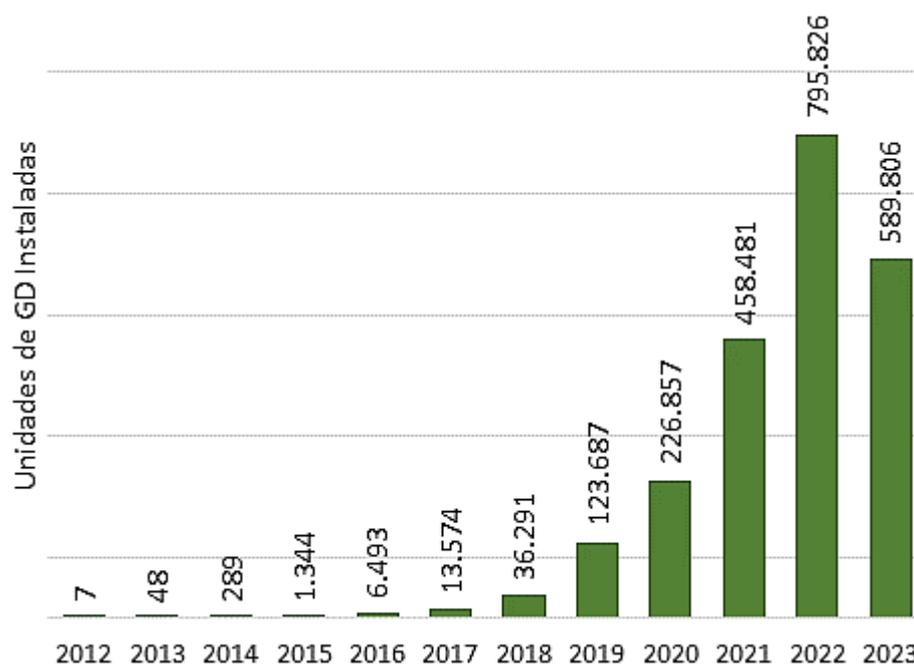


Figura 8 - Unidades de GD instaladas no Brasil

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2023¹ [19]

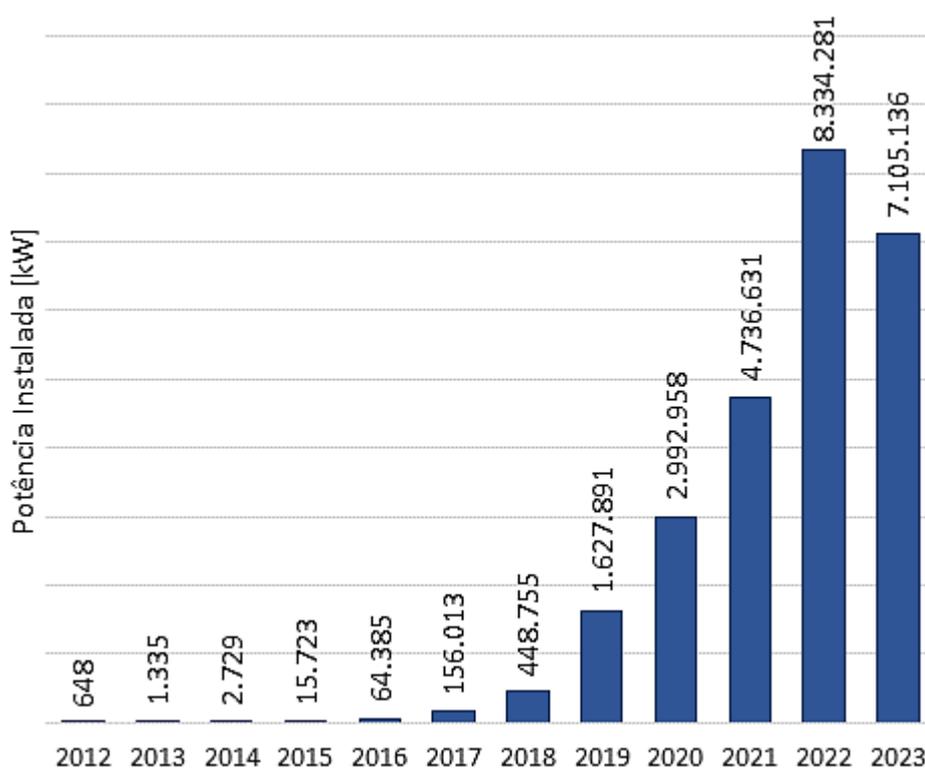


Figura 9 - Potência de GD instaladas no Brasil

Fonte: Adaptado de ANEEL, 2023¹ [19]

¹ Dados levantados até Dezembro de 2023

2.3 Princípio Físico

A radiação solar incide sobre a superfície terrestre através de ondas eletromagnéticas com diversas frequências e comprimentos de onda. Todo o espectro de radiação transporta energia, seja na forma de luz ou calor, podendo ocasionar fenômenos térmicos ou elétricos. O processo de transformação das ondas eletromagnéticas em fenômenos elétricos pode ocorrer através do efeito fotovoltaico ou do efeito fotoelétrico, obtendo diferentes resultados em cada um dos dois processos de transformação [15].

O efeito fotoelétrico ocorre quando determinados materiais são expostos à incidência de radiação solar, provocando alterações em suas propriedades elétricas. Entretanto, estas variações não são suficientes para gerar uma diferença de potencial (tensão elétrica), como no caso do efeito fotovoltaico. Desta forma, esse fenômeno é aplicado em dispositivos como controle remoto infravermelho, sensores de luminosidade, sensores de presença, entre outros.

No efeito fotovoltaico, a transformação de energia solar em energia elétrica ocorre devido à criação de uma diferença de potencial, capaz de gerar uma corrente elétrica, quando a célula fotovoltaica é exposta à radiação solar. Esse fenômeno só ocorre devido às características construtivas das células, aos materiais utilizados para sua fabricação e a disposição desses elementos.

Na natureza, encontram-se determinados tipos de materiais denominados semicondutores, que possuem características específicas de condução. Entre eles, o silício é o mais amplamente utilizado. Esses materiais são tetravalentes, ou seja, possuem quatro elétrons na órbita de valência. Para alcançar a estabilidade dessa estrutura - que é obtida com oito elétrons na última camada - cada átomo realiza quatro ligações covalentes com os átomos vizinhos. Dessa forma, atinge-se o equilíbrio, formando uma rede bem definida e balanceada, denominada estrutura cristalina, conforme ilustrado na Figura 10.

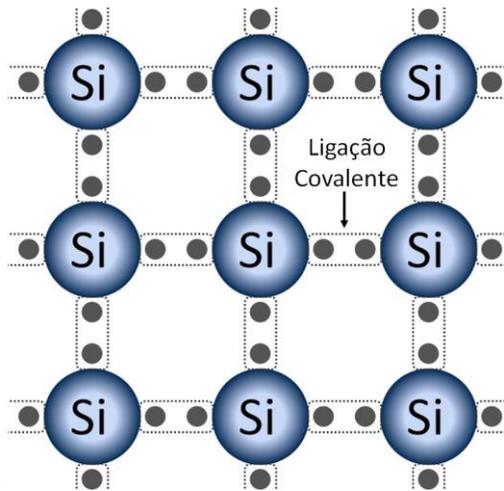


Figura 10 - Estrutura de cristalina de Silício puro

Fonte: Elaboração própria

A célula fotovoltaica é construída a partir da junção de materiais semicondutores do tipo P e do tipo N. Para obter esses materiais, impurezas trivalentes e pentavalentes são adicionadas à estrutura cristalina. Este processo, conhecido como dopagem, é responsável por causar um desequilíbrio na estrutura do cristal de silício puro.

O material tipo N é dopado com átomos pentavalentes, tais como antimônio, fósforo e arsênico. Devido à presença de cinco elétrons na camada de valência, as ligações covalentes são estabelecidas, permitindo ainda a existência de alguns elétrons livres no átomo, conforme ilustrado na Figura 11. Portanto, conclui-se que, no semicondutor tipo N, os portadores majoritários são os elétrons [20].

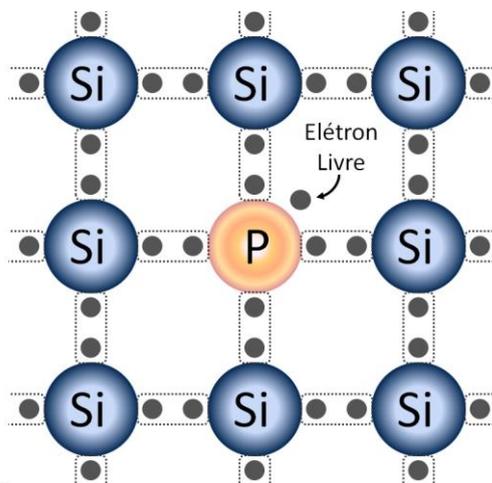


Figura 11 - Elétron livre resultado da dopagem pentavalente

Fonte: Elaboração própria

Para a formação do material P, a estrutura cristalina é dopada com átomos trivalentes, tais como alumínio, índio, boro e gálio. Devido à presença de três elétrons na última camada, ocorrem as ligações covalentes, havendo a falta de elétrons para novas combinações. Esse processo resulta em um excesso de lacunas, que se tornam os portadores majoritários [20]. A Figura 12, demonstra o processo de formação de lacunas por meio da dopagem com átomos trivalentes.

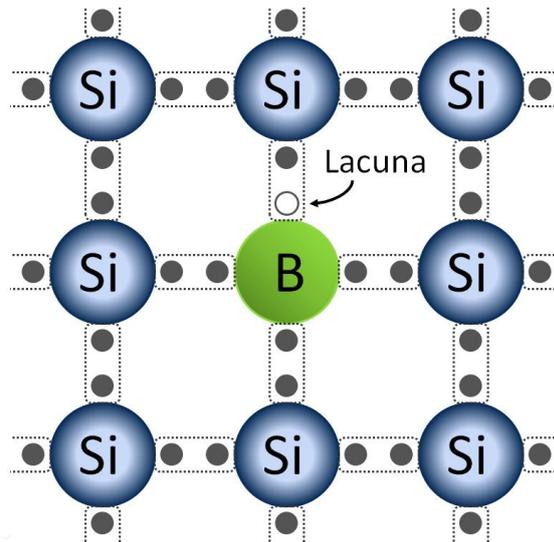


Figura 12 - Lacuna resultado da dopagem trivalente

Fonte: Elaboração própria

Quando junção P-N é formada, os elétrons em excesso do material tipo N, recombinam-se com as lacunas do material tipo P, criando um campo elétrico na região da junção e impedindo novas recombinações. O efeito fotovoltaico ocorre quando esta junção P-N é submetida à incidência de luz solar, provocando a emissão de elétrons pela absorção de fótons de luz. Esses elétrons são orientados de acordo com o campo elétrico formado entre a junção P-N, conforme mostrado na Figura 13. O movimento ordenado dos elétrons é a corrente elétrica, e sua intensidade é determinada pela incidência da irradiação solar.

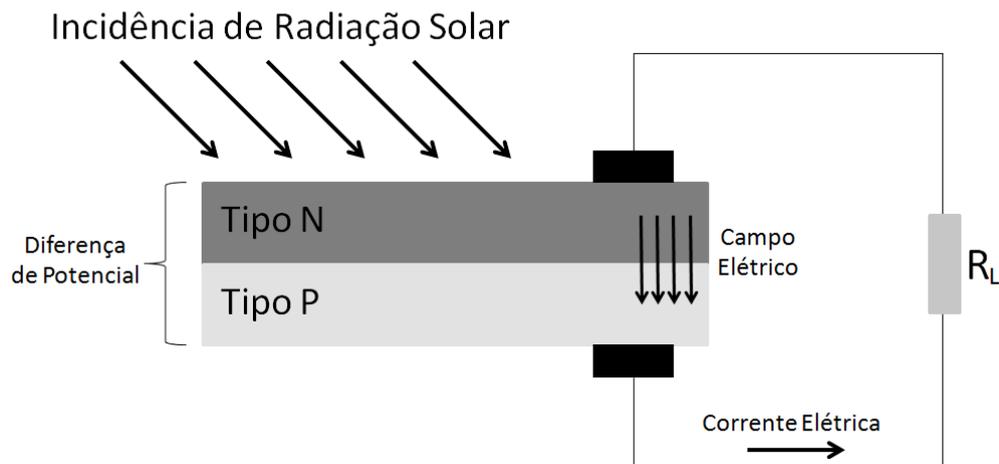


Figura 13 - Efeito Fotovoltaico na Junção P-N

Fonte: Adaptado de Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações [15]

2.4 A Evolução da Célula Fotovoltaica

O princípio de transformação da energia solar em energia elétrica foi descoberto em 1839, pelo físico Alexandre Edmond Becquerel. Durante seu experimento, Becquerel observou que quando um eletrodo de um tipo específico de material semicondutor, submerso em uma solução condutiva, era exposto à incidência de radiação solar, surgia nas suas extremidades uma diferença de potencial capaz de provocar circulação de corrente elétrica [21].

Após alguns anos da descoberta de Becquerel, em 1954, os laboratórios *Bell*, apresentaram a primeira célula fotovoltaica comercial. Essa célula tinha eficiência de aproximadamente 6%, ocupava dois centímetros quadrados de área e tinha uma potência de 0,5mW [22] [23]. A primeira aplicação dessa célula, desenvolvida por Chapin, Fuller e Pearson, ocorreu no ano de 1955 como fonte de alimentação para circuitos de uma rede telefônica local na Geórgia, Estados Unidos da América.

Deste então, diversas tecnologias foram desenvolvidas e aprimoradas. Atualmente, as células fotovoltaicas alcançam à eficiência ($\eta\%$) de aproximadamente 21% para módulos comerciais [15] e até 47% em experimentos laboratoriais, conforme ilustrado o gráfico da NREL apresentado na Figura 14.

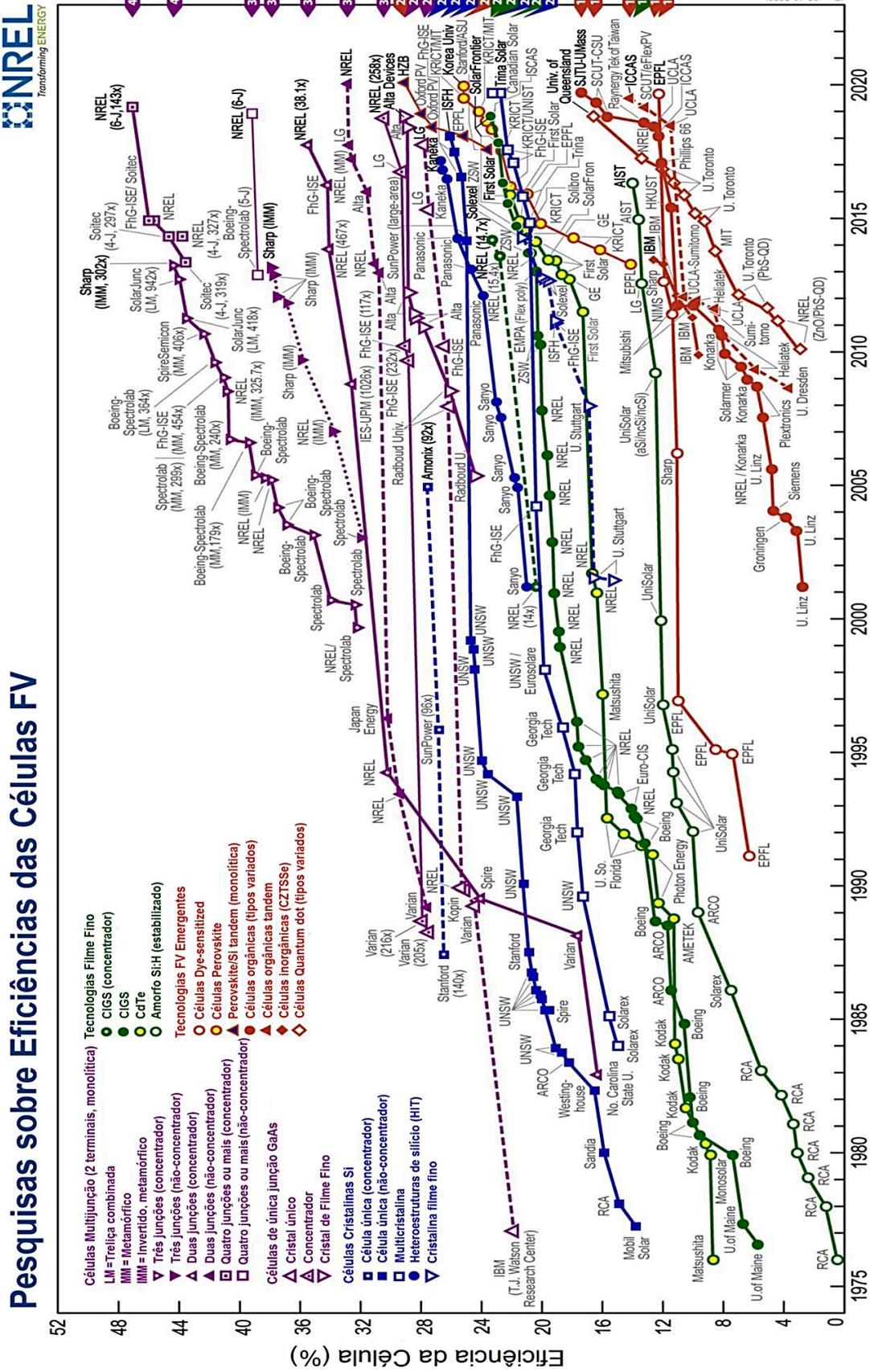


Figura 14 - Eficiência das Células Fotovoltaicas

Fonte: Adaptado de NREL [24]

O avanço nas tecnologias de fabricação das células fotovoltaicas, juntamente com o crescente interesse por fontes renováveis de energia, tem impulsionado as pesquisas e o desenvolvimento de módulos cada vez mais eficientes e com custos relativamente mais baixos. Na seção a seguir são abordados os principais tipos de placas disponíveis no mercado, sua eficiência e as tecnologias empregadas em sua fabricação.

2.5 Tipos de Placas e suas Tecnologias

Uma parcela significativa do mercado de energia solar fotovoltaica é liderada pelo uso de duas principais tecnologias em módulos solares: os painéis rígidos de silício monocristalino e policristalino, além os painéis de filme fino de silício. Nas subseções a seguir, são abordadas algumas de suas características.

2.5.1 Painel Rígido de Silício Monocristalino - Mono-Si

O silício é atualmente o material semicondutor mais utilizado na fabricação de painéis solares em todo o mundo. Este fato se deve à abundância de disponibilidade e ao custo relativamente baixo desse material. Os painéis rígidos de silício dominam uma parcela significativa, correspondente a 90% do mercado, e são essencialmente fabricados em dois principais tipos: o silício monocristalino e o policristalino. Esses painéis, fazem parte da 1ª geração de células fotovoltaicas, fabricadas a partir de materiais inorgânicos [25].

Para a fabricação dos painéis monocristalinos, o silício é submetido a um processo desenvolvido em 1918 pelo cientista Jan Czochralski. Neste processo, a matéria prima utilizada é o silício ultrapuro, que é aquecido a altíssimas temperaturas no forno de Czochralski. A partir de uma "semente" de cristal puro, com estrutura bem definida, forma-se um lingote de silício monocristalino. Esse lingote, com estrutura molecular homogênea, é então fatiado para a formação dos *wafers*. Essas lâminas de silício passam por um processo químico para adição de impurezas em ambas às faces, criando as camadas de silício P e N. Por fim, a célula recebe, em uma das faces, uma grade metálica que estabelecerá o contato, possibilitando então a montagem dos painéis, através da conexão em série das células [15]. A Figura 15, mostra o processo de fabricação da célula monocristalina.



Figura 15 - Processo de fabricação da célula de silício monocristalino

Fonte: Portal Solar [26]

As células monocristalinas apresentam atualmente a maior eficiência na fabricação de módulos comerciais, com valores que variam de 15% a 21% [15]. Devido ao processo de tratamento do silício para obter uma orientação homogênea, essa tecnologia tende a ser mais dispendiosa em comparação a outros tipos de células, como as policristalinas. Devido à delicadeza do material, que pode quebrar-se facilmente, essas células precisam ser instaladas sobre estruturas rígidas que proporcionem a sustentação mecânica necessária para sua preservação [15].

2.5.2 Painel Rígido de Silício Policristalino - Poli-Si

O processo de fabricação das células policristalinas é relativamente mais econômico se comparado ao das células monocristalinas. Isso ocorre pois o lingote de silício policristalino não passa pelo processo de Czochralski, responsável por promover a homogeneização das células de silício.

Para a fabricação dos painéis policristalinos, a matéria-prima é derretida a altíssimas temperaturas, resultando em um lingote de silício heterogêneo, que é fatiado, formando os *wafers*. Essas lâminas passam então por um tratamento químico para adição de dopantes, formando as camadas P e N. Assim como no caso do silício monocristalino, as células recebem então em uma das faces a grade metálica, que será o contato com a célula, permitindo assim a ligação em série para montagem dos painéis. O processo de fabricação das células policristalinas é mostrado na Figura 16.

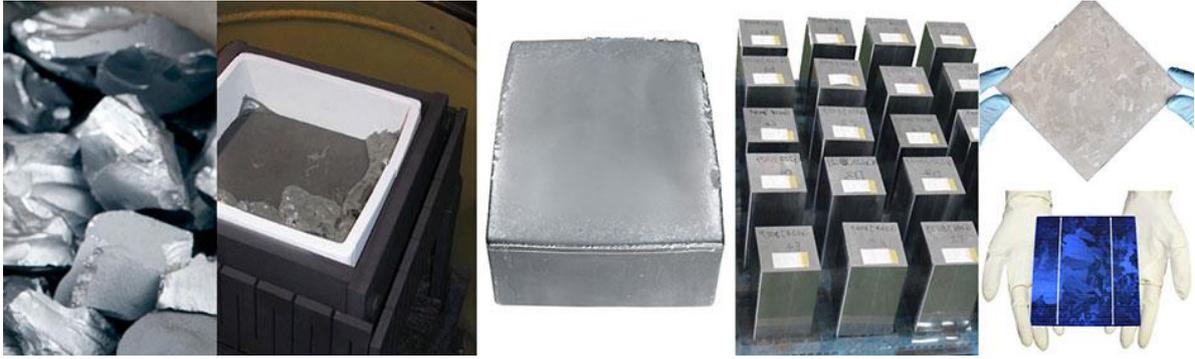


Figura 16 - Processo de fabricação da célula de silício policristalino

Fonte: Portal Solar [26]

As células comerciais de silício policristalino apresentam uma menor eficiência se comparada às células monocristalinas, com valores variando entre 13% e 18% [15]. Isso ocorre devido ao processo de fabricação mais simplificado, que, por outro lado, reduz os custos de produção, tornando a célula mais acessível. Desta forma, em alguns casos, a perda na eficiência acaba sendo compensada pelos custos, e pode ser facilmente resolvida adicionando um maior número de placas ao projeto.

2.5.3 Painel de Filme Fino – Thin-Film

A tecnologia de painéis de filme fino surgiu anos após a consolidação no mercado dos painéis rígidos. Seu processo de fabricação ocorre a partir da deposição de finas camadas de materiais semicondutores, como o silício, sobre uma base que pode ser rígida ou flexível, conforme mostra a Figura 17. Esses painéis podem ser produzidos em qualquer comprimento e largura, pois a única restrição é a área da base para construção dos módulos [15]. Desta forma, não há diferenças entre as células e os módulos, já que estes podem ser construídos com base em uma única célula.



Figura 17 - Processo de fabricação da célula de filme fino

Fonte: Portal Solar [26]

O uso de painéis de filmes finos apresenta algumas vantagens quando comparado à tecnologia dos painéis rígidos. Em primeiro lugar, destacam-se os custos de produção relativamente mais baixos, uma vez que durante seu processo de fabricação não é necessário aquecer o silício a altíssimas temperaturas, consumindo assim menos energia no processo produtivo. Além disso, a produção desses painéis evita o desperdício de matéria-prima que ocorre na serragem dos *wafers*. Por fim, esta tecnologia ainda demonstra uma menor sensibilidade aos efeitos do sombreamento e oferece ao projeto certa flexibilidade em relação ao tamanho, cor e forma da célula, podendo ser instalada em qualquer superfície.

Entretanto, algumas desvantagens também devem ser mencionadas. A vida útil desta tecnologia é relativamente mais baixa, sendo de aproximadamente 15 anos para os filmes finos, enquanto a dos módulos rígidos é de 25 anos [15]. Essa diferença ocorre pelo fato destes painéis passarem por um processo de degradação mais acelerado, devido às suas características construtivas. Além disso, a eficiência oferecida por estes módulos ainda é bem inferior, com valores comerciais variando entre 12% e 16% [25].

Os painéis solares de filme fino fazem parte da 2ª geração de células fotovoltaicas, fabricadas a partir de materiais inorgânicos. A tecnologia de filme fino pode ser subdividida em diversas outras metodologias de fabricação, cada uma com suas particularidades, como o silício amorfo (aSi), o silício microcristalino (μ Si), o telureto de cádmio (CdTe) e o CIGS (Cádmio-Índio-Gálio-Selênio) [15] [25].

2.5.4 Painel Solar Bifacial

A tecnologia de painéis solares bifaciais surgiu no final do século XX, com a proposta de converter a radiação solar em energia elétrica, utilizando ambos os lados do módulo fotovoltaico [27]. Na fabricação desses painéis, o *back sheet* dos módulos convencionais é substituído por vidro temperado, proporcionando assim a sustentação adequada às células sem bloquear a passagem da radiação solar. Essa característica proporciona um melhor aproveitamento da incidência solar, absorvendo não só a radiação direta, mas também a radiação difusa e a luz refletida (albedo), conforme demonstra a Figura 18. A ampliação da área de captação da placa pode resultar em um aumento de até 30% na geração de energia [27].

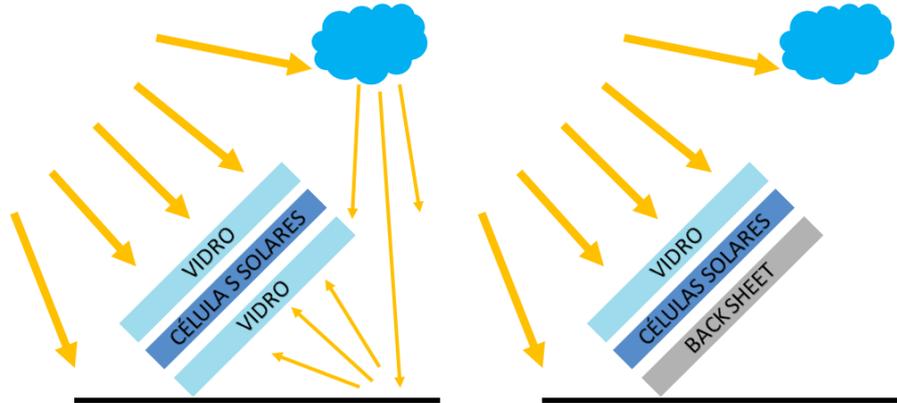


Figura 18 - Painel solar bifacial.

Fonte: Elaboração própria

2.5.5 Painel Híbrido

Os painéis híbridos são fabricados a partir da combinação do processo de produção da célula cristalina com o da célula de filme fino. A técnica consiste na deposição de finas camadas de silício amorfo intrínseco (sem impurezas) e de silício amorfo dopado sobre *wafers* de silício cristalino [15]. O resultado deste processo oferece inúmeras vantagens, sendo a principal delas a melhoria na eficiência dos módulos.

A combinação dessas duas tecnologias de fabricação garante, ainda, uma redução na degradação da eficiência ocasionada pelo envelhecimento provocado pela exposição à luz solar. Além disso, devido ao coeficiente de temperatura mais favorável, os painéis híbridos apresentam uma maior absorção da potência em temperaturas mais elevadas, quando comparados aos painéis rígidos convencionais. Por fim, os painéis híbridos consomem pouca energia e matéria-prima em sua fabricação, resultando em um baixo custo de produção [15].

2.5.6 Célula Fotovoltaica Orgânica – OPV

A célula orgânica é um tipo de painel de filme fino, pertencente à 3ª geração de células fotovoltaicas, fabricadas a partir de materiais orgânicos [25]. Esses painéis são fabricados por meio de um processo denominado *roll-to-roll*, no qual um polímero orgânico condutor é dissolvido e misturado para se tornar uma tinta. Em seguida, ela é impressa em um substrato leve, flexível e transparente, utilizando técnicas básicas de impressão. A Figura 19 ilustra o

processo de fabricação das células OPV, desde a preparação das diversas camadas de materiais sobre o substrato até a etapa de encapsulamento da célula.

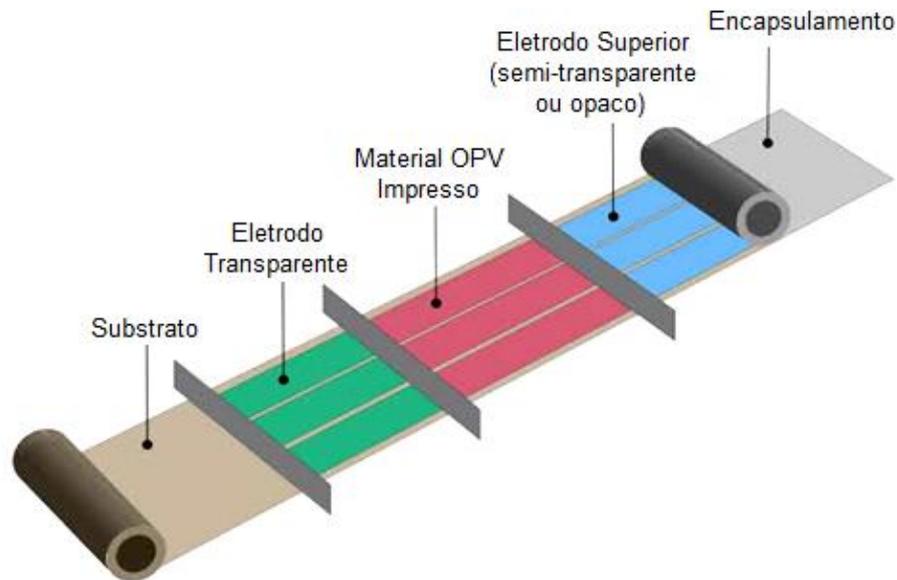


Figura 19 - Processo de fabricação da célula OPV

Fonte: Adaptado de OPvius

A flexibilidade e leveza, características dessas células, conferem versatilidade à instalação do material, possibilitando sua aplicação nas mais diversas superfícies, como fachadas de prédios, ponto de ônibus, teto de veículos automotivos e mobiliário urbano. Apesar de toda capacidade de adaptação, as células OPV ainda não estão amplamente presentes no mercado, devido à baixa eficiência de geração, sendo de aproximadamente 8% para módulos comerciais [15].

2.6 Componentes de um Sistema Fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos são constituídos por alguns componentes básicos que desempenham funções essenciais na transformação da radiação solar em energia elétrica, na conversão da corrente contínua em alternada, no armazenamento de energia, na proteção do sistema, entre outras funcionalidades. Na subseção 2.6, esses componentes são apresentados, juntamente com suas aplicações e modelos disponíveis.

2.6.1 Módulo Fotovoltaico

A transformação da radiação solar em energia elétrica é realizada pela célula fotovoltaica. Entretanto, a diferença de potencial gerada por uma única célula não é suficiente para alimentar a maioria dos dispositivos eletrônicos. Portanto, para a construção dos módulos fotovoltaicos, é necessário conectar diversas células em série, com objetivo de aumentar a tensão de saída fornecida, conforme ilustra a Figura 20. Esse conjunto de células pode ser denominado de painel, módulo ou placa solar.



Figura 20 - Conexão em série das células fotovoltaicas no Painel

Fonte: Elaboração própria

Para fabricação dos módulos comerciais, é comum utilizar conjuntos de 36, 60 ou 72 células conectadas eletricamente para alcançar a tensão desejada. Cada célula tem a capacidade de gerar aproximadamente 0,6V, sendo que a tensão nominal do módulo é determinada pela quantidade de células que o compõe. O tamanho da área superficial da célula impacta diretamente na produção da corrente, de modo que o aumento na captação de luz solar resulta em uma corrente elétrica mais elevada.

A relação entre tensão e corrente em um módulo fotovoltaico pode ser observada através da curva I-V, ilustrada na Figura 21. A tensão de circuito aberto, denominada de V_{OC} , representa a máxima tensão fornecida pelo módulo, ocorrendo quando não há carga conectada ao painel. A corrente de curto-circuito, ou I_{SC} , corresponde à máxima corrente que o módulo pode fornecer quando há um curto-circuito em seus terminais. Dessa forma, conclui-se que o ponto de operação do módulo varia de acordo com a carga conectada.

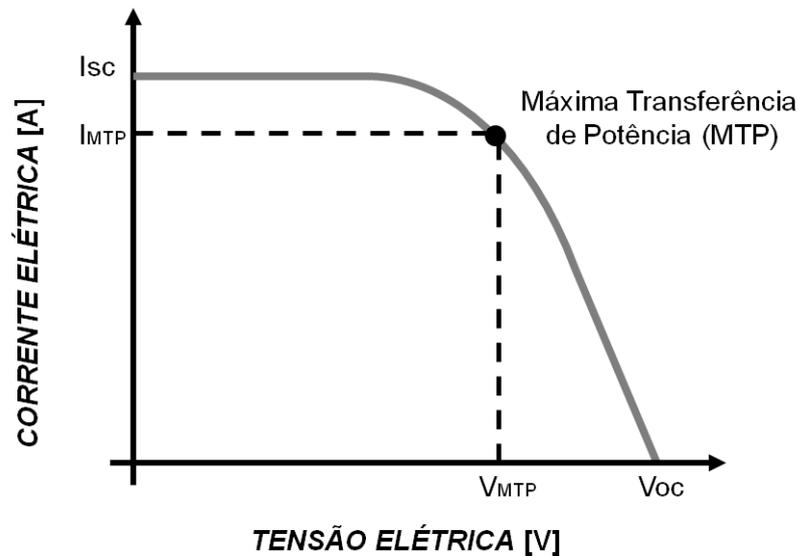


Figura 21 - Relação entre corrente e tensão no módulo fotovoltaico

Fonte: Elaboração própria

O circuito aberto em V_{OC} impossibilita a passagem da corrente elétrica, tornando-a nula neste instante. Já no ponto de I_{SC} , o curto-circuito nos terminais do módulo, resulta em uma tensão igual a zero. Desta forma, esses valores são utilizados exclusivamente para fins de dimensionamento do circuito, sendo fundamental conhecer os limites máximos de tensão e corrente elétrica, com objetivo de evitar danos aos demais componentes do sistema.

O ponto ótimo de operação do módulo ocorre na região de máxima transferência de potência, ou MTP, como demonstra a Figura 21. Nessa parte da curva, encontram-se os valores de tensão (V_{MTP}) e corrente (I_{MTP}), nos quais ocorre a máxima transferência de potência.

2.6.2 Inversor de Frequências

O inversor de frequência é o componente do sistema fotovoltaico responsável por converter a corrente contínua (CC) em corrente alternada (CA). A energia gerada de pelos módulos fotovoltaicos e o armazenamento no banco de baterias, ocorrem no formato de corrente contínua, enquanto grande parte dos dispositivos eletroeletrônicos é alimentada com corrente alternada. Por esta razão, faz-se necessário o uso do inversor com objetivo de realizar a conversão e a adaptação da tensão, para posterior consumo. Este processo é demonstrado na Figura 22. Nos casos em que o consumo ocorre em corrente contínua, não há necessidade de instalação deste componente.

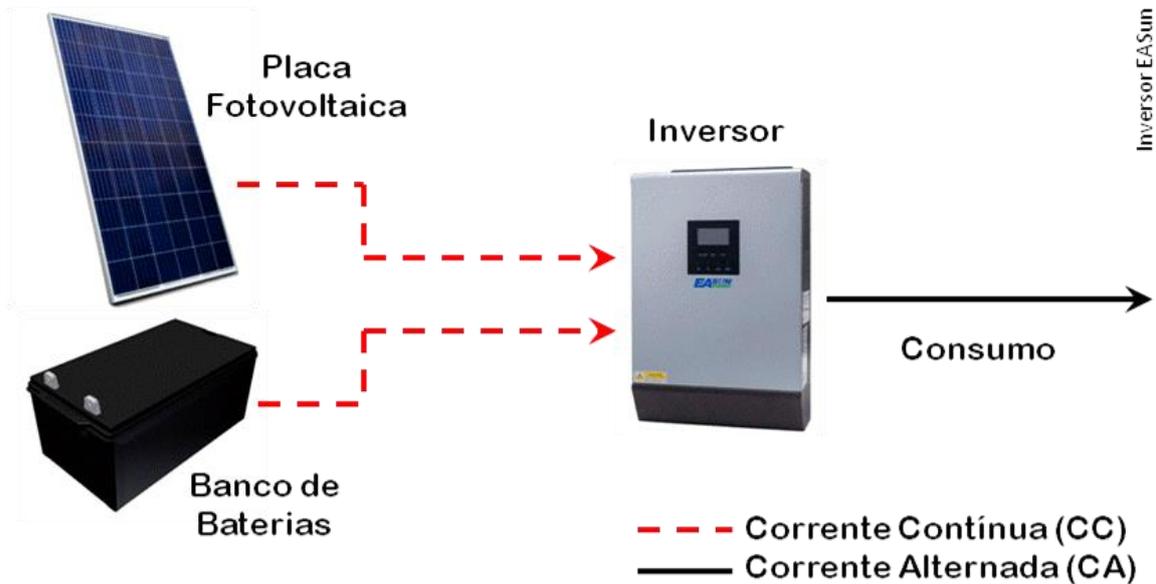


Figura 22 - Conversão de CC em CA pelo inversor

Fonte: Elaboração própria

Os três principais tipos de inversores são: conectados à rede (*On-grid*), autônomos (*Off-grid*) e híbridos. A escolha do modelo e suas possíveis configurações varia de acordo com cada tipo de sistema e do perfil de consumo das cargas [15]. O inversor *On-grid* é conectado à rede, e tem sua tensão de saída compatível com os padrões da rede de distribuição. Dessa maneira, o que não é consumido diretamente pelas cargas pode ser injetado na rede para posterior consumo. O modelo *Off-grid*, é utilizado em sistemas sem conexão com a rede pública, proporcionando certa autonomia à instalação, visto que a energia gerada é armazenada em um banco de baterias. Por fim, o inversor híbrido, combina as características dos modelos apresentados anteriormente. Além da conexão com a rede de distribuição, ele é capaz de armazenar uma parcela da energia gerada, em um banco de baterias, podendo ser consumida quando houver falha na distribuição da rede pública, ou nos momentos em que o custo da energia é mais elevado.

2.6.3 Baterias

A geração de energia elétrica pelos módulos fotovoltaicos varia de acordo com diversos fatores, como a hora do dia, o dia do ano e as condições climáticas. No entanto, em alguns casos, o fornecimento não pode ser interrompido em virtude do mau tempo ou durante o período noturno [15]. Desse modo, o uso de baterias faz-se necessário para eliminar a instabilidade no

fornecimento de energia elétrica, manter os níveis de tensão estáveis e para suprir a demanda de potência instantânea. Em algumas situações, o armazenamento pode também ser vantajoso para atender à demanda de eletricidade nos momentos em que o custo da energia é mais elevado.

A quantidade de baterias e seus modelos, são definidos com base na demanda de cada projeto. Em alguns casos, pode ser necessário o agrupar as baterias com objetivo de aumentar sua capacidade de armazenamento, formando assim os bancos de baterias. Esse arranjo pode ser feito em série, resultando em um aumento de tensão, ou em paralelo, elevando os níveis de corrente. Nos casos em que há necessidade do acréscimo de tensão e corrente, a configuração mista deve ser utilizada. Essas ligações são demonstradas na Figura 23.

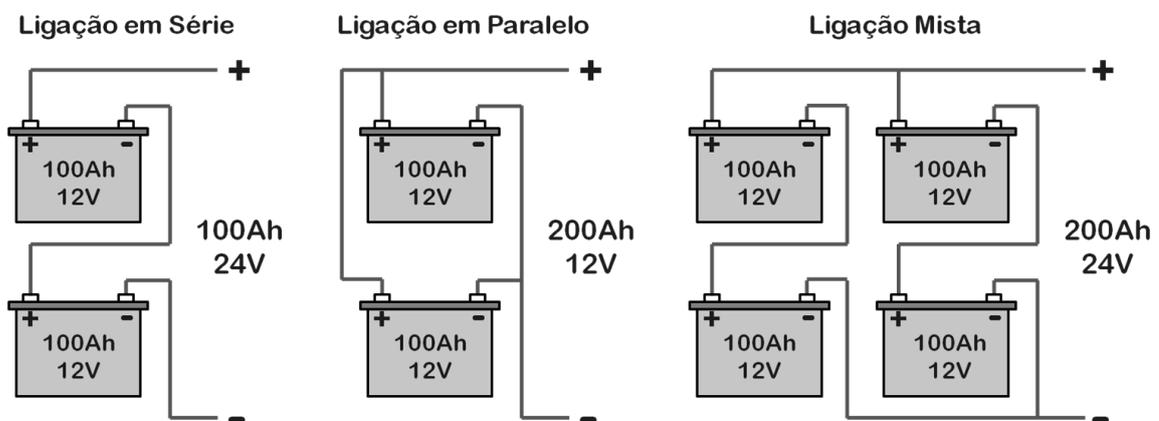


Figura 23 - Arranjo das baterias em série, paralelo e mista

Fonte: Elaboração própria

O uso das baterias é empregado nos sistemas *Off-Grid* e híbrido, com finalidades distintas. No modelo *Off-Grid*, o banco de baterias é utilizado para o armazenamento da energia gerada pelos módulos, quando não há consumo imediato. Esta possibilidade garante a disponibilidade de energia, para posterior consumo. Já no sistema híbrido, o uso das baterias, garante o suprimento da demanda por eletricidade, nos períodos em que o custo da energia é relativamente mais caro.

Os principais modelos de baterias utilizados nos sistemas fotovoltaicos são: estacionária de chumbo ácido, de níquel-cádmio (NiCd) e AGM (*Absorbed Glass Mat*). Os modelos diferenciam-se pelo preço, ciclos de carga, vida útil, profundidade de descarga e necessidade de manutenção. A bateria estacionária de chumbo ácido, apresenta um bom custo-benefício se comparada aos demais modelos e é atualmente a mais utilizada nos sistemas fotovoltaicos. Já a bateria de níquel-cádmio, além de ser mais compacta, exige pouca manutenção e apresenta um bom desempenho em ambientes com grandes variações de temperatura. Por fim, a bateria

AGM, trabalha com ciclos de descarga mais profundos quando comparada aos demais modelos comerciais, aumentando assim sua vida útil [15].

2.6.4 Controlador de Carga

O controlador de carga é utilizado em sistemas fotovoltaicos autônomos, com o propósito de conectar os painéis solares, o banco de baterias e as cargas, conforme demonstra a Figura 24. A geração dos módulos fotovoltaicos e o armazenamento nas baterias ocorrem ambos em corrente contínua (CC). No entanto, não é aconselhável realizar a conexão direta, pois a variação no nível de tensão fornecida pelos módulos pode ocasionar danos às baterias. Portanto, nesses casos, é indispensável o uso do controlador, para regular a tensão de saída, garantindo assim a proteção contra a sobrecarga. Outra grande vantagem no uso do controlador, é que para alguns modelos, há a possibilidade de realizar o carregamento otimizado da bateria, de acordo com seu perfil de carga, resultando no aumento de sua vida útil.

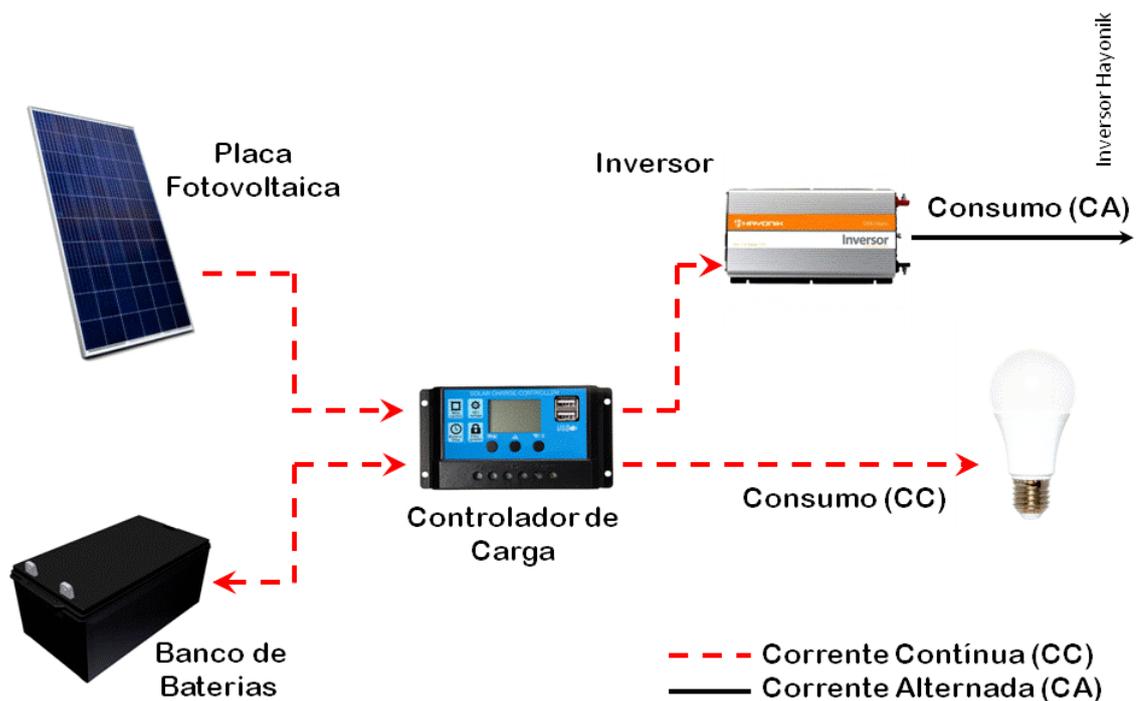


Figura 24 - Conexão do controlador de carga

Fonte: Elaboração própria

A saída do controlador pode ser conectada diretamente a cargas alimentadas em corrente contínua, desde que a tensão de saída seja compatível com a carga e o limite de corrente seja respeitado. Para cargas alimentadas em corrente alternada, a saída do controlador pode ser conectada ao inversor, que será responsável pela conversão. Em ambos os casos, o controlador

deve ser capaz de gerenciar os níveis de tensão, evitando o descarregamento completo das baterias e respeitando sua profundidade de descarga.

Dentre os modelos disponíveis no mercado, os mais utilizados são o controlador com modulação por largura de pulso (PWM) e o controlador com rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT) [15]. O controlador por PWM regula a tensão de saída dos módulos para um nível compatível com a tensão de carga das baterias, mantendo o nível da corrente. Dessa forma, o controlador otimiza o tempo de uso da bateria, além de prolongar seu tempo de vida útil. Já o controlador por MPPT aumenta a corrente de forma proporcional à redução do nível de tensão, realizando uma compensação e mantendo o fornecimento da potência de pico pelos módulos. Este ajuste torna o modelo MPPT mais eficiente, proporcionando ganhos significativos ao sistema.

A título de exemplo, considerando um painel solar com tensão de máxima potência de 18V e corrente de 8A, capaz, portanto, de fornecer 144W. Para o caso de se utilizar uma bateria que carregada com a tensão de 13,8V, o controlador PWM reduziria a tensão recebida do módulo para 13,8V, tornando-a compatível com a bateria, e manteria a corrente em 8A, resultando em uma potência de 110,4W. Por outro lado, ao utilizar o controlador com MPPT, a bateria ainda seria alimentada com uma tensão fornecida pelo módulo de 13,8V, no entanto a corrente aumentaria para 10,4A, havendo um ajuste de modo a compensar a redução da tensão e evitar, assim, o desperdício de potência.

2.6.5 Proteções do Sistema Fotovoltaico

Alguns dispositivos de proteção e manobra são essenciais nos sistemas fotovoltaicos, visando garantir a integridade dos demais componentes em situações como sobrecarga, descarga atmosférica, surtos ou curto-circuito. Esses dispositivos são instalados em quadros de proteção, comumente chamados de *string boxes*. No caso dos sistemas conectados à rede, é exigida pela concessionária a instalação de uma *string box* para corrente contínua e outra para corrente alternada. Estas devem ser posicionadas antes e depois do inversor, respectivamente, conforme mostra a Figura 25. Em ambos os casos, é necessário instalar dispositivos para proteção e seccionamento do sistema.

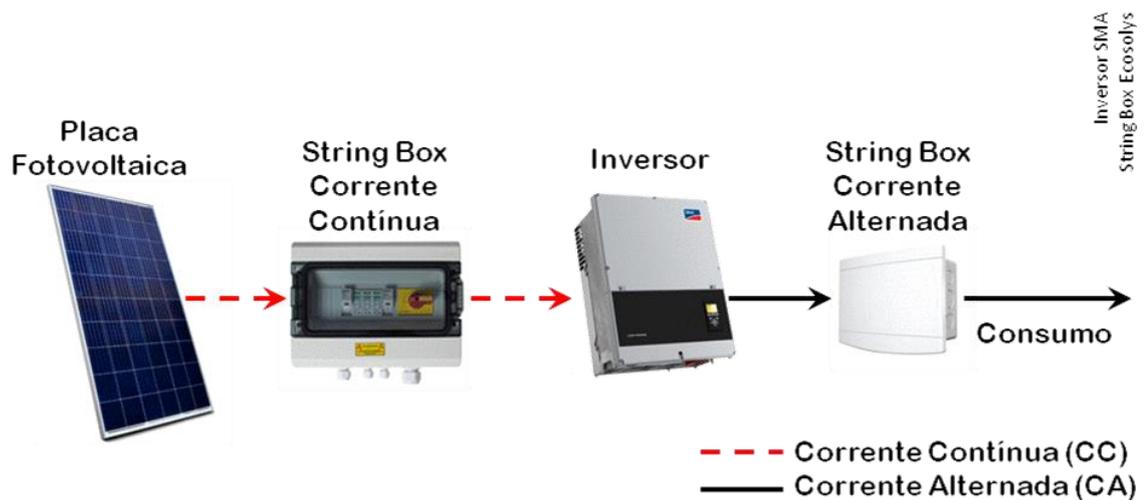


Figura 25 - Conexão das *string boxes* no sistema conectado à rede

Fonte: Elaboração própria

A *string box* para corrente contínua deve ser equipada com barra de aterramento, dispositivo de proteção contra surto (DPS), chave seccionadora e fusível. Sua instalação deve ocorrer entre os módulos e o inversor, isolando os demais componentes do sistema e a rede em caso de acidentes elétricos nos módulos. A barra de aterramento desvia correntes induzidas por descargas atmosféricas para o terra, enquanto o DPS protege o sistema das sobretensões causadas por esse fenômeno. Os fusíveis são utilizados para proteção contra sobrecargas e correntes reversas. Por fim, a chave seccionadora é utilizada para desconectar os módulos durante as manutenções. As chaves utilizadas para essa aplicação devem suportar a manobra em circuitos com tensões contínuas elevadas, além de serem capazes de extinguir possíveis arcos voltaicos [15].

A *string box* para corrente alternada deve ser equipada com barra de aterramento, dispositivo de proteção contra surto (DPS) e disjuntores para seccionamento. Sua instalação deve ocorrer entre o inversor e a rede elétrica, assegurando a proteção dos demais componentes do sistema em casos de acidentes elétricos na rede. A barra de aterramento e o DPS têm a mesma finalidade que na *string box* CC. O disjuntor bipolar tem a função de desconectar a rede para eventual manutenção do sistema. Por norma, a *string box* CC e a CA, devem ser instaladas em quadros distintos.

2.6.6 Caixa de Junção

Nos sistemas fotovoltaicos, os módulos são comumente organizados em arranjos série, paralelo ou misto, visando obter valores mais elevados de tensão ou corrente. A conexão entre

os módulos é conhecida como “*string*”, e pode provocar efeitos distintos no sistema, dependendo da configuração adotada. Os benefícios alcançados para cada tipo de ligação são demonstrados na Figura 26. A ligação em série proporciona um aumento na tensão de saída do arranjo. Por sua vez, a conexão em paralelo resulta na ampliação da corrente elétrica. Por fim, a associação mista dos módulos ocasiona o aumento tanto da tensão, quanto da corrente elétrica no arranjo.

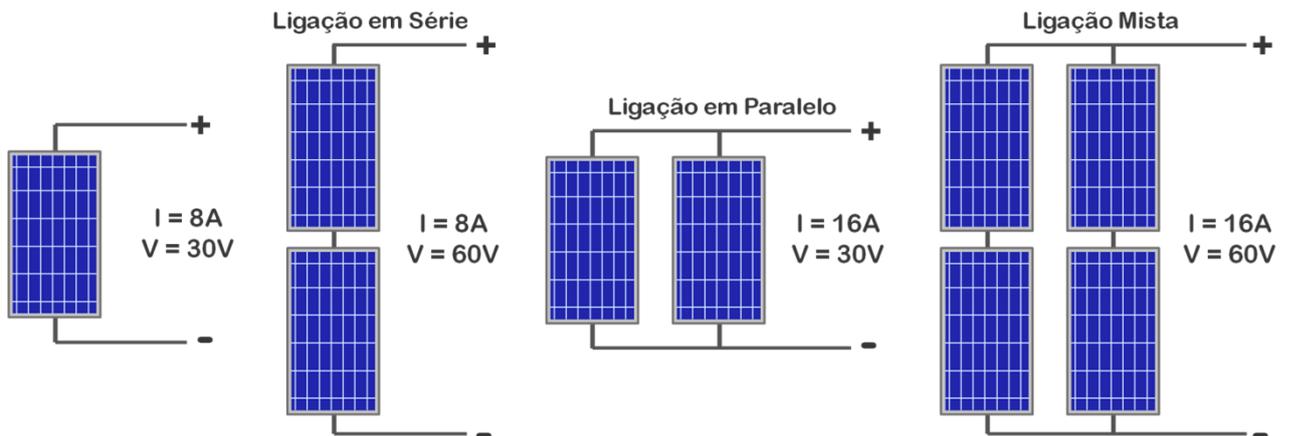


Figura 26 - Arranjo dos módulos fotovoltaicos em série, paralelo e mista

Fonte: Elaboração própria

Quando o sistema é constituído por diversas *strings*, é necessário agrupar todos esses conjuntos antes de conecta-los à entrada do inversor. Para essas situações, utiliza-se a caixa de junção, também conhecida como *combiner box*. Sua principal finalidade é a de conectar todas as *strings*, através de dois barramentos, positivo e negativo. Essa ligação é ilustrada na Figura 27. Em alguns casos, o uso de fusíveis torna-se necessário para proporcionar proteção adicional ao sistema.

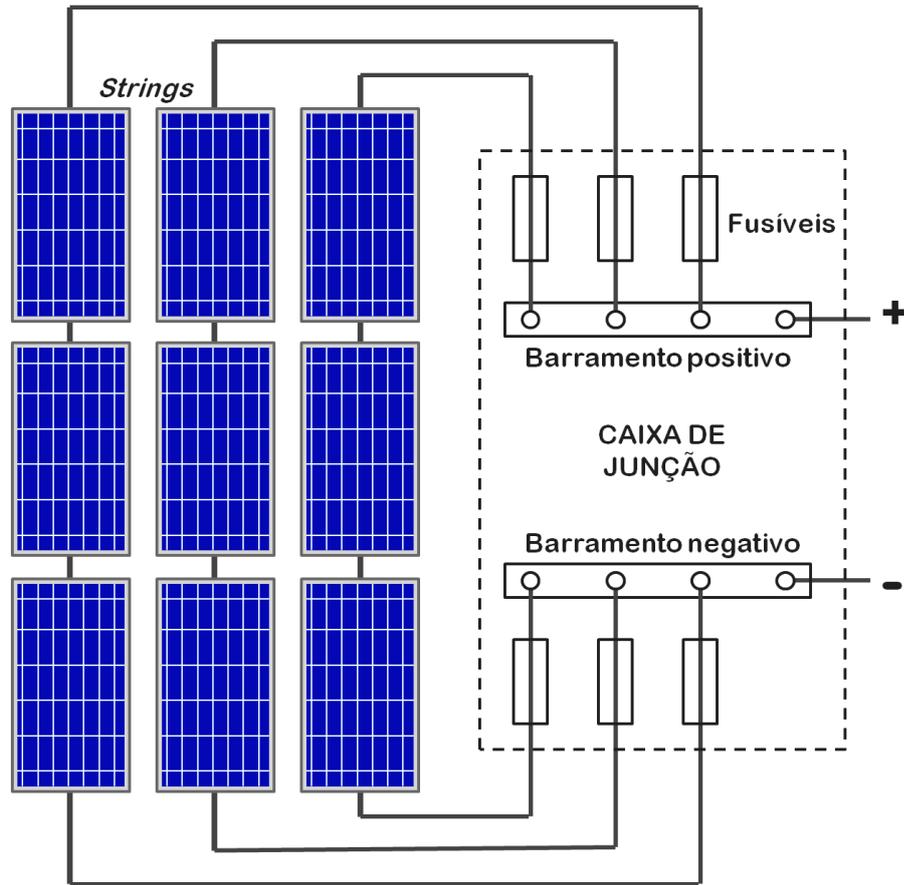


Figura 27 - Caixa de junção

Fonte: Adaptado de Energia Solar Fotovoltaica - Conceitos e Aplicações [15]

2.6.7 Cabos e Conectores

Nos sistemas fotovoltaicos, a escolha dos cabos e conectores é determinada de acordo com o local de instalação e pelas características elétricas do sinal. Devido aos elevados níveis de tensão e corrente, é necessário o uso de cabos com isolamento adequado, compatíveis com o sinal elétrico. Por esta razão, é fundamental respeitar os limites estabelecidos pelo fabricante, a fim de evitar danos irreversíveis ao sistema. Além disso, os cabos devem ser revestidos com materiais de proteção contra a radiação ultravioleta e possuir cobertura especial resistente às condições climáticas adversas.

Os cabos são constituídos de três camadas: o isolante, o condutor e a cobertura, como ilustrado na Figura 28. A camada mais interna, o condutor, deve apresentar boa condutibilidade para minimizar as perdas na transmissão do sinal elétrico. O isolante, localizado na camada intermediária, tem a função de assegurar a integridade do sinal, desde que a tensão de isolamento seja respeitada. A camada mais externa é a cobertura, que deve oferecer, entre outros aspectos, uma proteção mecânica adequada à aplicação. Essa camada deve ser resistente a intempéries, à

exposição constante aos raios ultravioleta e a variações de temperatura, garantindo, assim, a durabilidade e vida útil do cabo. A diferenciação de cores nessa camada possibilita a identificação da polaridade, sendo especialmente útil em aplicações de corrente contínua.

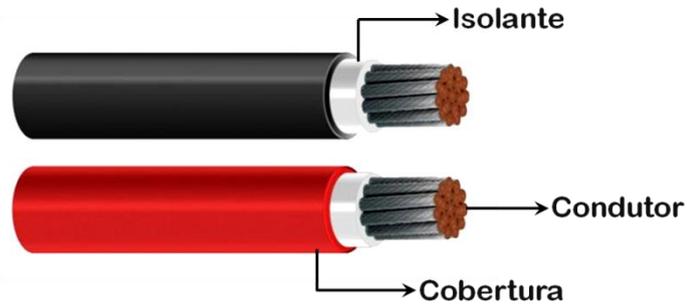


Figura 28 - Composição do cabo solar

Fonte: Elaboração própria

Para realizar a conexão entre os cabos e os diversos componentes do sistema, são utilizados os conectores MC4. Como medida de prevenção contra inversão de polaridade, esses conectores estão disponíveis em dois tipos principais: conector macho para terminal positivo e conector fêmea para terminal negativo. Tais modelos são apresentados na Figura 29. Devido ao ambiente muitas vezes hostil no qual são instalados, os conectores MC4 possuem características como resistência à radiação UV, impermeabilidade e, por questões de segurança, uma trava para desconexão.



Figura 29 - Conectores MC4

Fonte: Elaboração própria

2.7 Tipos de Instalações de Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos realizam a conversão da radiação solar em energia elétrica e podem ser classificados em três categorias básicas: Sistemas Conectados à Rede (*On-Grid*), Sistemas Autônomos (*Off-Grid*) e Sistemas Híbridos. Esses modelos diferenciam-se pelo perfil de consumo da energia elétrica gerada, pelo grau de autonomia com relação à concessionária e pelos componentes necessários em cada configuração [28]. Na subseção 2.7, são apresentados os modelos, suas características, vantagens e desvantagens.

2.7.1 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede – *On-grid*

O sistema fotovoltaico *On-grid* atua em conjunto com a rede elétrica, gerando eletricidade para consumo local ou remoto [15]. Durante o período de incidência da radiação solar, o sistema gera energia que pode ser consumida instantaneamente ou ser injetada na rede da concessionária, sendo convertida em créditos de consumo.

Nesta configuração, a conversão da radiação solar em energia elétrica é realizada através dos painéis fotovoltaicos, que geram em corrente contínua. Em seguida, os inversores convertem a eletricidade em corrente alternada para consumo, e o excedente é injetado na rede por meio do medidor bidirecional, que registra a energia elétrica injetada e consumida. Por fim, dispositivos de proteção e manobra são instalados antes e depois do inversor como uma garantia de segurança ao sistema, à rede da concessionária e ao usuário. A Figura 30 mostra a conexão de cada um dos componentes do sistema.

O custo para implantação de um sistema conectado à rede torna este modelo economicamente mais viável em comparação ao sistema autônomo. Isso ocorre devido ao elevado custo das baterias necessárias para o armazenamento de energia nos sistemas *Off-grid*. Outra grande vantagem do sistema *On-grid* é a flexibilidade no uso da energia produzida, visto que nos momentos em que a geração é superior ao consumo, o excedente é injetado na rede de distribuição, gerando créditos que podem ser utilizados para o consumo, com validade de até sessenta meses.

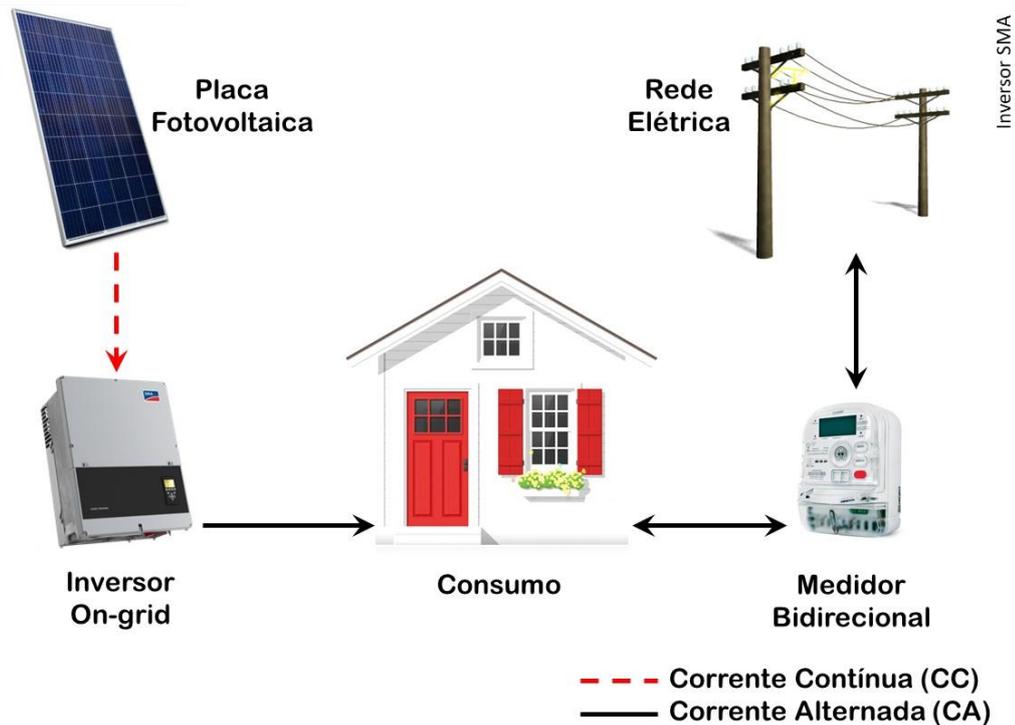


Figura 30 - Sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica

Fonte: Elaboração própria

2.7.2 Sistemas Fotovoltaicos Autônomos – Off-Grid

O sistema fotovoltaico *Off-Grid*, também conhecido como sistema autônomo, opera de forma independente da rede elétrica de distribuição, gerando eletricidade apenas para consumo local. Geralmente, essa configuração é adotada em locais remotos que não possuem acesso à rede pública ou em situações em que é necessário garantir o funcionamento contínuo e autossuficiente do sistema, independentemente da rede elétrica.

O sistema isolado é composto por módulos fotovoltaicos, que têm a função de captar a radiação solar e convertê-la em energia elétrica. A energia gerada pelos painéis pode ser diretamente utilizada para o consumo ou armazenada em um banco de baterias. O controlador de carga é responsável por gerenciar o nível das baterias, regulando os ciclos de carga e descarga. Nos casos em que o consumo é realizado em corrente alternada, é necessário o uso do inversor para realizar a conversão do sinal elétrico. A Figura 31 mostra a ligação de cada um dos componentes do sistema.

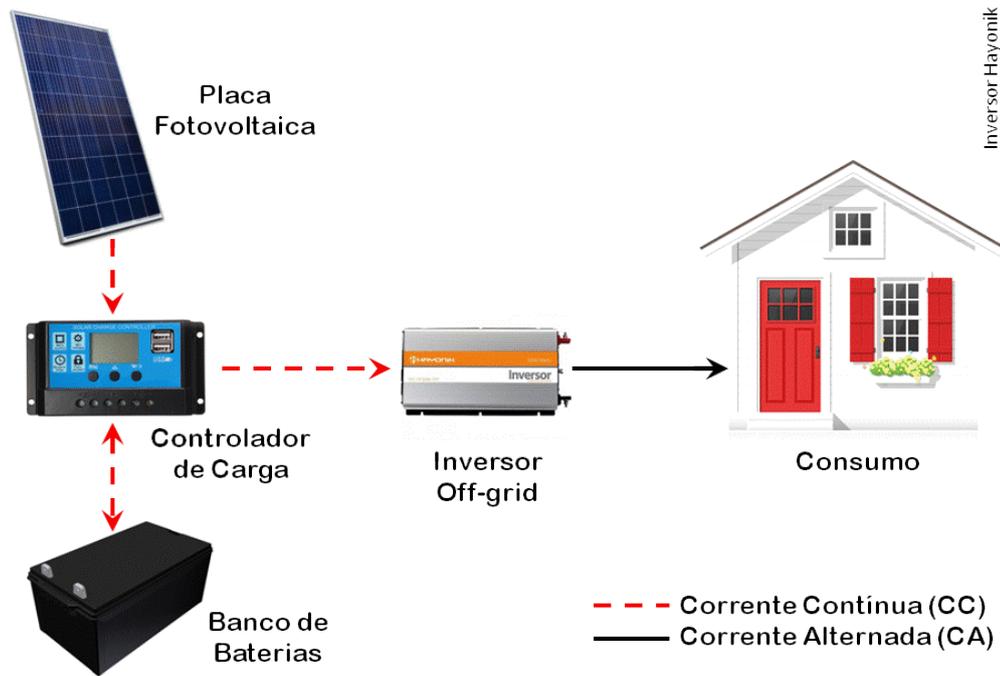


Figura 31 - Sistema fotovoltaico autônomo

Fonte: Elaboração própria

A falha no fornecimento de energia elétrica pela rede de distribuição resulta na interrupção do funcionamento do sistema *On-grid*, mesmo que as condições estejam favoráveis à geração pelo sistema fotovoltaico. Isso ocorre porque o inversor *On-grid* interrompe seu funcionamento devido à sua característica de anti-ilhamento, evitando qualquer risco ao serviço de manutenção. Desta forma, uma das grandes vantagens do sistema *Off-grid* é a total autonomia da rede elétrica, graças ao uso do banco de baterias. Assim, quando ocorrem interrupções no fornecimento pela rede de distribuição, o sistema permanece operante.

2.7.3 Sistemas Fotovoltaicos Híbridos

O sistema fotovoltaico híbrido é a combinação dos sistemas *On-grid* e *Off-grid*. Além de ser conectado à rede elétrica de distribuição, esse sistema inclui um banco de baterias para armazenar energia. Desta forma, é possível garantir determinada autonomia da rede elétrica de distribuição, sem haver necessidade de grandes bancos de baterias, tornando a solução economicamente mais viável.

Assim como nos modelos *On-grid* e *Off-grid*, o sistema híbrido realiza a conversão da radiação solar em energia elétrica através dos módulos fotovoltaicos. A energia gerada é direcionada ao inversor híbrido, responsável pela conversão do sinal elétrico, pelo controle dos

níveis da bateria e pelos ciclos de carga e descarga. Essa energia é então armazenada no banco de baterias em corrente contínua ou transformada em corrente alternada para ser injetada na rede elétrica de distribuição, por meio do medidor bidirecional. A Figura 32 ilustra a conexão de cada um dos componentes do sistema.

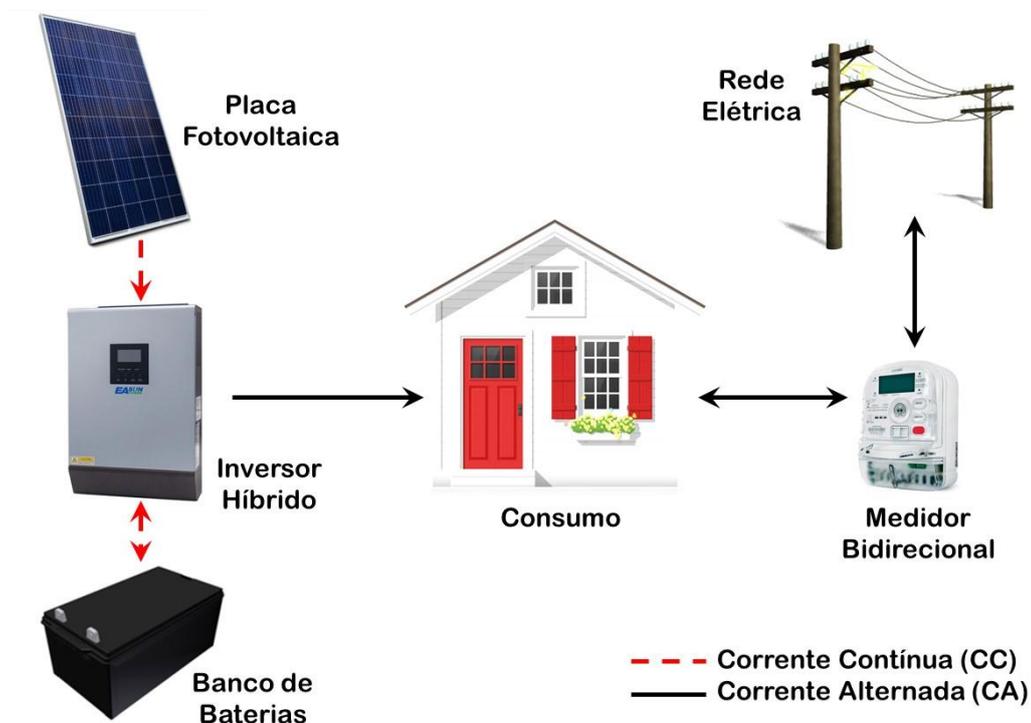


Figura 32 - Sistema fotovoltaico híbrido

Fonte: Elaboração própria

A energia armazenada no banco de baterias pode ser utilizada de diversas formas, resultando em economia na fatura de energia ao final do mês. As possibilidades variam de acordo com o perfil de consumo de cada usuário do sistema. Para os clientes classificados na tarifa do grupo A e na tarifa branca (grupo B), os preços praticados variam de acordo com o período do consumo, sendo divididos em horário ponta (HP) e horário fora ponta (HFP). Dessa forma, para os clientes que não têm um consumo expressivo durante o HP, injetar a energia gerada neste período pode resultar no acúmulo de uma maior quantidade de créditos para posterior consumo. Nos casos em que o cliente utiliza a energia da rede durante o HP, a energia armazenada pode ser consumida localmente, protegendo o consumidor das variações de preços ao longo desse período.

Outra vantagem oferecida pelo modelo híbrido é a capacidade de manter a geração do sistema nos momentos de interrupção do fornecimento de energia pela rede da concessionária, garantindo assim uma certa autonomia. Como desvantagem, pode-se considerar o custo do

sistema, que é superior quando comparado ao sistema *On-grid*, devido à necessidade das baterias para armazenamento da energia.

2.8 Regulação Tarifária

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) é o órgão regulador do setor elétrico brasileiro. Dentre suas atribuições estão a fiscalização, a regulação e a mediação dos processos relacionados à geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Esta autarquia de regime especial foi instituída em 1996, e suas atividades seguem a legislação, estando em conformidade com as diretrizes e políticas do governo federal [29].

Na regulamentação vigente, as tarifas aplicadas ao consumo de energia elétrica e à demanda de potência ativa estão organizadas de acordo com uma estrutura tarifária, que engloba os tipos de tarifas, modalidades tarifárias, postos horários e subgrupos de tensões, conforme definidas pela Resolução Normativa nº 1000/2021 - Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. O processo de atualização tarifária é descrito pelos Procedimentos de regulação tarifária (PRORET) [30]. Esses procedimentos regulamentam a formação dos componentes tarifários da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e da Tarifa de Energia (TE).

2.8.1 Estrutura Tarifária

Atualmente, estão em vigor dois tipos de tarifas: monômnia e a binômnia. A tarifa monômnia apresenta componentes de custos apenas para a energia, enquanto a tarifa binômnia possui componentes de custos tanto para a energia quanto para a demanda. Esses tipos de tarifas estão estruturados em dois grandes grupos de tensões de fornecimento, denominados de grupo A (Alta tensão) e B (Baixa tensão) [31] [32]. O enquadramento do consumidor na estrutura tarifária é determinado pela classe de consumo da unidade consumidora, pela opção de modalidade e pela tensão de fornecimento. Nas subseções 2.8.1.1 e 2.8.1.2, são detalhadas as tarifas praticadas de acordo com cada grupo tarifário.

2.8.1.1 Tarifas do Grupo A

Os clientes pertencentes ao grupo A são atendidos pela rede de média e alta tensão, recebendo alimentação com tensão igual ou superior a 2,3 kV. Os consumidores do grupo A são ainda divididos em subgrupos, conforme mostra a Tabela 1.

Tabela 1 - Subgrupos consumidores A

Subgrupo	Classificação
A1	230 kV ou mais
A2	de 88 a 138 kV
A3	69 kV
A3a	de 30 a 44 kV
A4	de 2,3 a 25 kV
AS	Sistema Subterrâneo

Fonte: Elaboração própria

No grupo A, a tarifa de distribuição é constituída de dois componentes de custos - tarifa binômia - que são: o consumo de energia e a demanda de potência. O consumo de energia elétrica é medido em kWh e calculado pelo produto da potência pelo tempo. É comumente representado pela área sobre a curva de carga, que mostra a forma como a potência é utilizada durante um determinado intervalo de tempo. A curva de carga diária demonstra a variação da potência em um período de 24 horas. A demanda é a potência ativa máxima, solicitada pela carga durante o período de faturamento mensal. Esta grandeza é medida em kW, em intervalos de integração de 15 minutos, e representa a potência média necessária para suprir a unidade consumidora em um determinado intervalo de 15 minutos. Seu valor contratado é acordado entre o cliente e a concessionária, por meio do CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição), havendo uma tolerância de 5% para ultrapassagem sem cobrança de penalidade.

Por um lado, a concessionária deve garantir que o sistema elétrico tenha a capacidade necessária para suportar a máxima carga demandada pela unidade consumidora. Por outro lado, o cliente deve estar atento aos limites pré-estabelecidos, pois ultrapassá-los pode resultar em multas sobre o valor da demanda contratada. À parcela da demanda medida que excede a demanda contratada é aplicada a tarifa de ultrapassagem. Com intuito de desestimular o consumo nessas condições, o custo do kW de ultrapassagem pode chegar a até três vezes o valor do kW padrão. O cálculo do custo da penalidade por ultrapassagem de demanda é demonstrado na equação (1).

$$\text{Parcela}_{\text{ultrapassagem}} = \text{Tarifa de Ultrapassagem} \times (\text{Demanda Medida} - \text{Demanda Contratada}) \quad (1)$$

A tarifa do consumo de energia elétrica é expressa em R\$/MWh, enquanto a de demanda de potência é em R\$/kW. Seus valores são estipulados por cada concessionária e variam conforme o horário de consumo, diferenciando-se entre horário de ponta (HP) e horário fora de ponta (HFP). Os postos tarifários são aplicados somente nos dias úteis (de segunda a sexta-feira), sem distinção nos demais dias da semana, como sábados, domingos e feriados nacionais, para fins de faturamento. Esse tipo de tarifa é denominado tarifa horária, pois possui características, distintas em postos horários. As condições de geração de energia são atualmente classificadas de acordo com o sistema de bandeiras tarifárias, em que cada modalidade - verde, amarela, vermelha (patamar um ou patamar dois) e escassez hídrica - indica se haverá ou não acréscimo no preço da energia pago pelo consumidor.

A diferenciação dos preços ocorre devido à elevada demanda pela linha de transmissão em determinados períodos do dia. Dessa maneira, como uma forma de preservar a estrutura da rede, os custos associados à energia elétrica e à demanda de potência tornam-se relativamente mais elevados durante um período específico do dia. Logo, a diferenciação dos preços atua como um incentivo para que os clientes priorizem o consumo nos demais períodos. O horário de maior consumo é denominado de horário de ponta (HP) e tem a duração de três horas consecutivas. Esse intervalo é estipulado por cada concessionária, sendo definido de acordo com cada localidade e com os hábitos de consumo da população. Durante esse período, o valor das tarifas pode chegar a cinco vezes o preço cobrado habitualmente. Já nas demais horas do dia, as tarifas de energia elétrica e demanda de potência, não sofrem nenhum tipo de acréscimo, sendo este período denominado de horário fora ponta (HFP).

Os consumidores do grupo A são enquadrados de acordo com seu perfil de consumo, podendo optar por duas modalidades tarifárias: horária verde e horária azul. Na modalidade verde, a tarifa de consumo de energia elétrica varia conforme o período de utilização. Nesse contexto, o custo da energia durante o horário ponta é relativamente mais elevado em comparação ao custo no horário fora ponta. Em contrapartida, a tarifa referente à demanda de potência é única, não havendo diferença por posto horário ao longo do dia. Essa modalidade está disponível exclusivamente para os subgrupos A3a, A4 e AS [30].

O cálculo do valor da fatura mensal na modalidade tarifária verde pode ser realizado por meio da equação (2).

$$Total_{VERDE} = Consumo_{VERDE} + Demanda_{VERDE} + Ultrapassagem_{VERDE} \quad (2)$$

Sendo a parcela de consumo calculada pela equação (3), a parcela de demanda calculada pela equação (4) e a parcela de ultrapassagem pela equação (5).

$$Consumo_{VERDE} = (Tarifa\ de\ Consumo_{HP} \times Consumo_{HP}) + (Tarifa\ de\ Consumo_{HFP} \times Consumo_{HFP}) \quad (3)$$

$$Demanda_{VERDE} = Tarifa\ de\ Demanda \times Demanda\ Contratada \quad (4)$$

$$Ultrapassagem_{VERDE} = Tarifa\ de\ Ultrapassagem \times (Demanda\ Medida - Demanda\ Contratada) \quad (5)$$

Na modalidade azul, há uma diferenciação nas tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, de acordo com a hora de utilização do dia. Logo, os clientes enquadrados nesta modalidade possuem duas tarifas para consumo de energia elétrica e duas tarifas para demanda de potência. A divisão ocorre entre o horário ponta (HP) e o horário fora ponta (HFP), com tarifas distintas. Esta modalidade se aplica a todos os clientes do grupo A, sendo obrigatório para os subgrupos A1, A2 e A3 e opcional aos subgrupos A3a, A4 e AS. A fatura mensal na modalidade tarifária azul pode ser calculada através da equação (6).

$$Total_{AZUL} = Consumo_{AZUL} + Demanda_{AZUL} + Ultrapassagem_{AZUL} \quad (6)$$

Sendo a parcela de consumo calculada pela equação (7), a parcela de demanda calculada pela equação (8), e a parcela da ultrapassagem pela equação (9).

$$Consumo_{AZUL} = (Tarifa\ de\ Consumo_{HP} \times Consumo_{HP}) + (Tarifa\ de\ Consumo_{HFP} \times Consumo_{HFP}) \quad (7)$$

$$Demanda_{AZUL} = (Tarifa\ de\ Demanda_{HP} \times Demanda\ Contratada_{HP}) + (Tarifa\ de\ Demanda_{HFP} \times Demanda\ Contratada_{HFP}) \quad (8)$$

$$Ultrapassagem_{AZUL} = [Tarifa\ de\ Ultrapassagem_{HP} \times (Demanda\ Medida_{HP} - Demanda\ Contratada_{HP})] + [Tarifa\ de\ Ultrapassagem_{HFP} \times (Demanda\ Medida_{HFP} - Demanda\ Contratada_{HFP})] \quad (9)$$

2.8.1.2 Tarifas do Grupo B

Os consumidores do grupo B são atendidos pela rede de baixa tensão, sendo alimentados por tensões inferiores a 2,3 kV. O grupo B é ainda dividido em subgrupos, de acordo com a classificação do consumidor. A Tabela 2 apresenta os subgrupos e suas respectivas classes de consumo.

Tabela 2 - Subgrupos consumidores B

Subgrupo	Classificação
B1	Classe residencial, e baixa renda
B2	Classe rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

Fonte: Elaboração própria

Para o grupo B, estão disponíveis duas modalidades tarifárias: a convencional e a branca. Na modalidade tarifária convencional, o valor é único e independente do período de utilização do dia. Essa modalidade se aplica a todas as classes de consumo do grupo B, bem como aos seus respectivos subgrupos.

Na modalidade branca, estão disponíveis três valores de tarifa que variam de acordo com o período de utilização, que são: ponta, intermediário e fora ponta. Durante fins de semana e feriados, o valor praticado é o da tarifa fora ponta, independentemente da hora do dia. Nessa modalidade, o preço da tarifa fora ponta é inferior ao da tarifa convencional, tornando-a vantajosa para clientes que não têm um consumo significativo no horário de ponta. A tarifa branca é opcional para os clientes do grupo B, com exceção do subgrupo B4 e da baixa renda pertencente ao subgrupo B1.

2.8.2 Tributos e Encargos

Na composição da fatura de energia elétrica, além das tarifas, são contabilizados encargos e tributos sobre bens e serviços. A fatura também está sujeita a um acréscimo de valor, de acordo com a modalidade de bandeira tarifária vigente para cada período. Na subseção 2.8.2, são detalhados os tributos e encargos, assim como o sistema de bandeiras tarifárias, que compõem a conta de energia elétrica brasileira.

2.8.2.1 *Bandeiras Tarifárias*

A implementação do sistema de bandeiras tarifárias, visando ajustar o valor da tarifa paga pelo consumidor de acordo com o custo sazonal da geração, foi estabelecida pela norma regulamentadora REN nº547/2013 [33]. Seu principal objetivo é desestimular o consumo em períodos desfavoráveis à geração de energia. Conforme a norma, as bandeiras tarifárias são divididas em quatro categorias: verde, amarelo, vermelho (patamar um e dois) e escassez hídrica. A bandeira verde indica condições adequadas de geração, não havendo acréscimo no valor do kWh. A bandeira amarela sinaliza condições menos favoráveis à geração, resultando no acréscimo de R\$0,01874 para cada kWh consumido. Por sua vez, a bandeira vermelha indica que o custo de geração está ainda mais elevado, com acréscimo de R\$0,03971 por kWh no patamar um e R\$0,09492 por kWh no patamar dois. Em 2021, durante um período crítico de geração, foi implementada a bandeira de escassez hídrica, que representa um acréscimo de R\$0,142 para cada kWh consumido.

2.8.2.2 *TUSD e TE*

O valor da tarifa paga pelo consumidor final é o resultado de um conjunto de custos e despesas que vão desde a geração até a distribuição da energia. Esse valor é determinado pela ANEEL, sendo formado pelas tarifas TUSD (Tarifa do uso do sistema de distribuição) e TE (Tarifa de energia). A composição tarifária é apresentada na Figura 33 [34].

A tarifa TE corresponde ao valor pago pelo consumidor, referente à energia consumida pela instalação mensalmente. Em sua composição, estão incluídos os custos relacionados aos encargos setoriais, perdas, transporte e geração da energia. A cobrança dos encargos visa arrecadar recursos para custear necessidades específicas do setor elétrico brasileiro. Em sua composição estão embutidos os valores da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de Pesquisa & Desenvolvimento em Eficiência Energética (P&D_EE), de Encargos de Energia de Reserva (EER), de Encargos de Serviço de Sistema (ESS), e da Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFURH). A cobrança das perdas, refere-se ao repasse de custos ocasionados por perdas na rede básica sobre o mercado cativo. Por sua vez, a cobrança pelo transporte está relacionada aos custos relacionados à Tarifa do Uso do Sistema de Transmissão (TUST) e a rede básica, de Itaipu. Por fim, na tarifa também são cobrados os custos associados à geração de energia.

A tarifa TUSD corresponde ao valor único pago pelo consumidor, referente ao uso do sistema de distribuição e transmissão de energia. Essa tarifa, estabelecida pela ANEEL, tem como objetivo custear as instalações, novos equipamentos e componentes da rede, visando garantir a distribuição de energia com qualidade. Em sua composição estão incluídos os custos relacionados aos encargos, perdas, e transporte. A cobrança dos encargos, refere-se aos valores da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), de Pesquisa e Desenvolvimento em Eficiência Energética (P&D_EE) e do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA). No que se refere às perdas, a cobrança abrange os custos ocasionados por perdas técnicas e não técnicas, por perdas na rede básica e de distribuição (Perdas RB/D) e pelas receitas irre recuperáveis. Por fim, a parcela do transporte refere-se aos valores cobrados pelo Fio A e Fio B, que correspondem ao uso do sistema de transmissão e de distribuição, respectivamente.

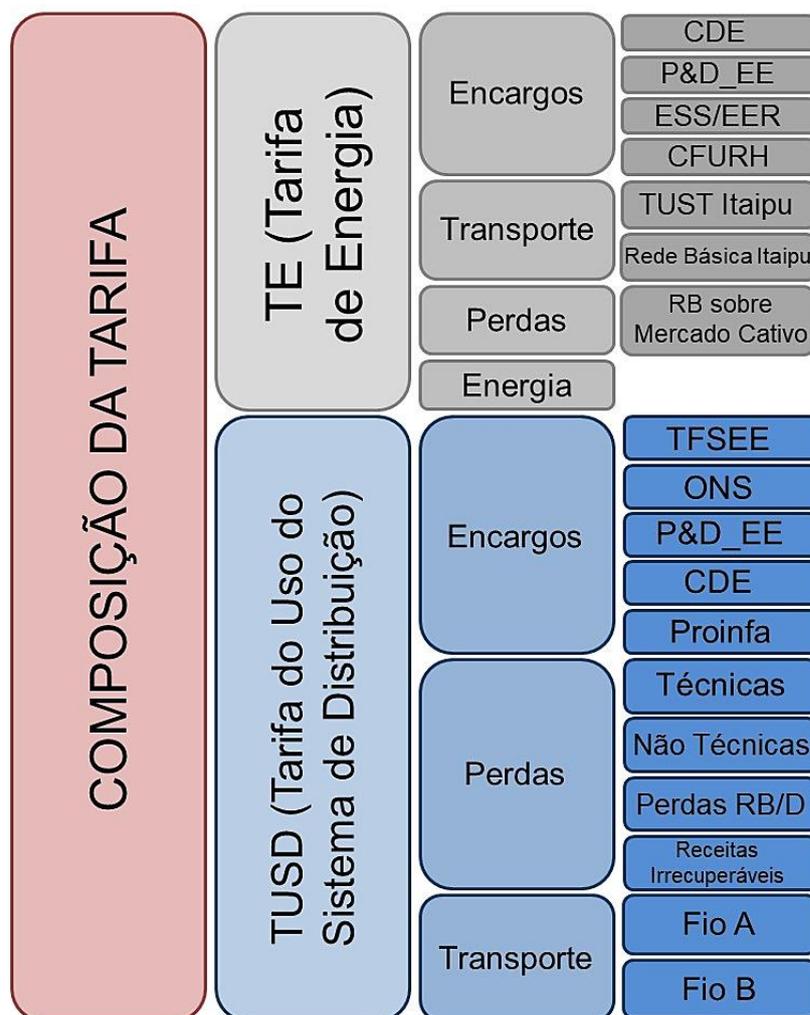


Figura 33 - Composição Tarifária

Fonte: Elaboração própria

2.8.2.3 Tributos

Na composição da fatura de energia elétrica, além das tarifas, são realizadas cobranças de tributos e encargos de natureza federal, estadual e municipal. Os tributos federais são representados pelos impostos: Programa de Integração Social (PIS), Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP) e Contribuição para o Financiamento do Seguro Social (COFINS), todos destinados a contribuir para o desenvolvimento social. Os tributos estaduais são determinados pelo Imposto sobre a Circulação e Mercadorias e Serviços (ICMS), cujo valor da alíquota é diferenciado para cada estado. O cálculo do valor da tarifa, considerando a incidência desses impostos, pode ser realizado pela equação (10) [29].

$$Tarifa\ paga\ pelo\ consumidor = \frac{Tarifa\ homologada\ pela\ ANEEL}{\frac{1 - PIS - COFINS}{1 - ICMS}} \quad (10)$$

Em 2015, através da Lei nº13.169/2015, foi estabelecida a cobrança dos tributos PIS/PASEP e COFINS para as unidades de geração distribuída. A base de cálculo incide sobre a parcela da energia consumida que não foi compensada com a utilização dos créditos de geração. De maneira similar, em 2014, com a publicação do Convênio ICMS nº16/2015 pelo Confaz, foi determinada a cobrança do ICMS apenas sobre a parcela de consumo excedente à geração. Entretanto, devido à não obrigatoriedade da adesão, alguns estados ainda permanecem no Convênio ICMS nº6/2013, realizando a cobrança sobre toda a parcela da energia consumida. A base de incidência dos tributos é apresentada na Figura 34.

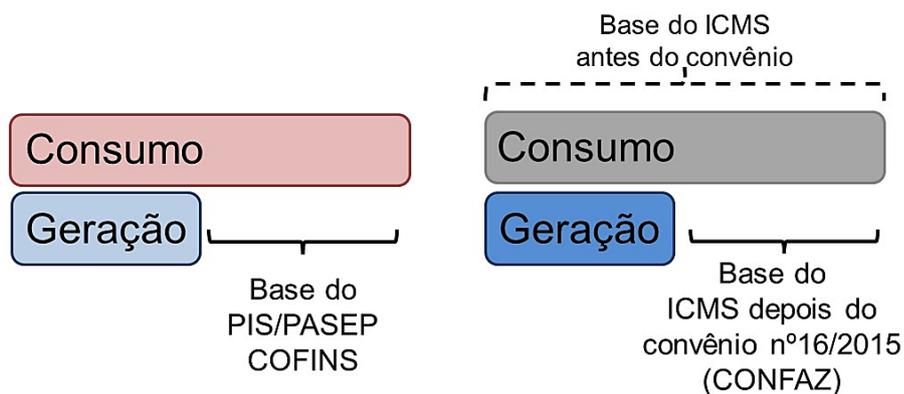


Figura 34 - Base de incidência dos tributos PIS/PASEP, COFINS e ICMS

Fonte: Elaboração própria

Os tributos municipais são cobrados na forma da Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP/COSIP), que tem como objetivo arrecadar recursos para custear os serviços de instalação e manutenção da iluminação pública. Por fim, os encargos setoriais são

acrescidos nas contas de energia elétrica, com a finalidade de financiar o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e as políticas energéticas do governo federal.

2.9 Aspectos Legais

A disseminação da geração distribuída no Brasil teve início com a publicação da Resolução Normativa REN nº482, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 17 de abril de 2012. No mesmo ano, a resolução sofreu modificações com a promulgação da REN nº517 em 11 de dezembro. A resolução permaneceu em vigor até 24 de novembro de 2015, quando foi então atualizada pela REN nº687. Em seguida, em 17 de outubro de 2017, foi divulgada a atualização denominada REN nº786, que ainda está em vigor, mas foi parcialmente modificada pela Lei nº 14.300/2022. Na subseção 2.9, são apresentadas estas resoluções normativas, suas deliberações e atualizações até a presente data.

2.9.1 *Resolução Normativa nº482/2012 – Acesso da geração distribuída*

Em 2012, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou a Resolução Normativa REN nº482/2012, após considerar as contribuições recebidas pela consulta pública nº15/2010 e pela audiência pública nº42/2011 [15]. Essa resolução tem como objetivo estabelecer as condições gerais para interligação entre a rede elétrica pública e a mini e microgeração distribuída, e a criação do sistema de compensação de energia elétrica. Além de permitir a geração de energia para consumo próprio, a resolução regulamentou a geração a partir de fontes como energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada [35].

A publicação dessa resolução impactou positivamente à matriz energética brasileira e o sistema elétrico de potência (SEP). Dentre os benefícios obtidos, destaca-se a geração descentralizada, a diversificação da matriz e o baixo impacto ambiental associado as fontes renováveis [36]. A geração descentralizada facilita a distribuição de energia, evitando sobrecargas nas linhas de transmissão, uma vez que as unidades geradoras são instaladas próximas aos centros de consumo. A diversificação da matriz torna o sistema mais estável e menos susceptível à sazonalidade de determinadas fontes de energia. Além disso, o uso das fontes renováveis de energia limpa causa menos impactos ao meio ambiente, tornando-se uma opção ecologicamente sustentável.

De acordo com a REN nº482/2012 as unidades geradoras podem ser classificadas em duas principais categorias: microgeração e minigeração. Denomina-se microgeração a central com potência instalada igual ou inferior a 100kWp, enquanto minigeração refere-se à unidade com potência instalada entre 100kWp e 1MWp.

A REN nº482/2012 também regulamentou o regime tarifário conhecido como *net metering*. Nesse modelo de tarifação, a energia gerada que não é consumida instantaneamente é injetada na rede, gerando créditos de consumo. Durante os períodos em que não há geração própria, a unidade é abastecida pela rede elétrica. As parcelas de energia gerada e consumida são registradas por meio de um medidor bidirecional. Ao final de cada mês, o consumidor paga apenas pela diferença entre a energia consumida da rede e a energia injetada. Nos meses em que o consumo é menor que a geração, são acumulados créditos para compensação, válidos por 36 meses. No sistema de tarifação *net metering*, alguns valores não são compensáveis, como a demanda contratada para os clientes do grupo A e o custo de disponibilidade para as unidades consumidoras do grupo B. O custo de disponibilidade varia conforme o tipo de instalação, sendo 30kWh para as instalações monofásicas, 50kWh para as bifásicas e 100kWh para as trifásicas.

O sistema de compensação de energia, regulamentado pela resolução REN nº482/2012, previa somente a modalidade de autoconsumo [35]. Nessa categoria, os créditos obtidos por meio do excedente da energia injetada na rede só poderiam ser utilizados localmente.

2.9.2 Resolução Normativa nº517/2012 – Sistema de Compensação

A primeira atualização da Resolução Normativa REN nº482/2012 foi publicada ainda no ano de 2012, com a denominação REN nº517/2012. Essa resolução propôs algumas alterações na REN nº482/2012 e no Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) [37].

As principais atualizações da resolução foram referentes ao sistema de compensação de energia e à limitação da potência instalada na unidade geradora. A Resolução Normativa REN nº517/2012 pressupôs uma nova modalidade de sistema de compensação de energia, denominada autoconsumo remoto. Nessa modalidade, os créditos obtidos pela unidade geradora podem ser utilizados por unidades consumidoras em localidades distintas, desde que estejam cadastradas no mesmo CPF ou CNPJ. Além disso, para que seja possível a compensação, é necessário que as unidades estejam sob a mesma área de concessão. A resolução passou ainda a limitar a potência instalada da unidade geradora, restringindo os

clientes do grupo B à sua carga instalada e os clientes do grupo A à sua demanda contratada [37].

2.9.3 Resolução Normativa nº687/2015 – Modalidades de compensação

No ano de 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa REN nº687/2015 com objetivo de propor uma nova atualização da Resolução Normativa REN nº482/2012 e do item 3.7 do PRODIST [38]. Essa atualização ampliou as possibilidades para o sistema de compensação, aumentou o público-alvo, aprimorou a demonstração dos dados na fatura e contribuiu para a redução dos custos e do tempo necessário para conexão entre as unidades geradoras e a rede [36]. As principais alterações propostas referem-se às classificações das unidades geradoras e às possíveis modalidades para o sistema de compensação de energia. Essa atualização impulsionou ainda mais o uso das energias renováveis, favorecendo o cenário da geração distribuída, contribuindo para o surgimento de novos modelos de negócios e trazendo inúmeras vantagens aos seus consumidores.

As principais alterações propostas pela REN nº687/2015, referem-se às classificações de micro e minigeração, bem como o prazo de consumo dos créditos no regime tarifário *net metering*. De acordo com a resolução, as unidades geradoras classificadas como microgeração, tem a potência instalada de até 75kWp. Já as centrais classificadas como minigeração, tem a potência superior a 75kWp, sendo menor ou igual a 3MWp para fontes hídricas e 5MWp para cogeração qualificada ou demais fontes renováveis de energia elétrica [38]. A tarifação *net metering*, continua sendo o regime tarifário vigente; entretanto o prazo para consumo dos créditos passa a ser de 60 meses. Assim como na REN nº482/2012, alguns valores não são compensáveis, como a demanda contratada para os clientes do grupo A e o custo de disponibilidade para as unidades consumidoras do grupo B.

A resolução REN nº687/2015 pressupõe novas modalidades para o sistema de compensação de energia, além do autoconsumo e do autoconsumo remoto, possibilitando a geração compartilhada e as múltiplas unidades consumidoras. Na modalidade de geração compartilhada, os créditos obtidos possam ser compartilhados entre diversas unidades consumidoras, desde que pertençam ao mesmo CPF ou CNPJ, ou estejam associadas por meio de cooperativa ou consórcio. Já na modalidade de múltiplas unidades consumidoras, o crédito é fracionado para cada unidade individualizada, de forma proporcional. Esta modalidade é comumente utilizada para condomínios e unidades localizadas dentro de uma mesma

propriedade ou em propriedades contíguas. É importante ressaltar, que para todas as modalidades apresentadas anteriormente, as unidades devem estar dentro da mesma área de concessão [38].

2.9.4 Resolução Normativa nº786/2017 – Aumento do Limite Hidráulico

Em 2017, a Resolução Normativa REN nº482/2012 passou por uma atualização, resultando na REN nº786/2017. A alteração proposta por esta resolução modificou a classificação da minigeração hidráulica, que passou a ser para potências instaladas de 75kWp a 5MWp e com cogeração qualificada [39]. As demais premissas, deliberações e modalidades, estabelecidas na resolução REN nº687/2015 permaneceram inalteradas.

2.9.5 Lei nº14.300/2022

Em 6 de janeiro de 2022, foi sancionada a Lei nº14.300/22, que estabeleceu um marco legal para micro e minigeração de energia, acarretando diversas mudanças que impactaram diretamente o setor da energia solar no Brasil [40]. Dentre as principais alterações, estão as mudanças no modelo de compensação de energia, no limite de potência instalada, na cobrança do custo de disponibilidade, na distribuição dos créditos excedentes, entre outros. A Tabela 3 apresenta um resumo das principais modificações instituídas pela Lei nº14.300/22 em comparação a REN nº482/2012.

Tabela 3 - Principais alterações da Lei nº14.300/22 em relação a REN nº482/2012

REN nº482/2012	Lei nº14.300/22
Compensação de 100% das componentes tarifárias.	Algumas componentes tarifárias, como o Fio B não serão mais compensadas.
Limite de potência máxima de 5MW para minigeração distribuída.	Potência máxima de 3MW para fontes de geração não despacháveis (solar), e de 5MW para as fontes despacháveis.
Tarifa de faturamento de demanda contratada com valor único, para unidade consumidora e geradora.	Diferença na tarifa de demanda contratada para unidade geradora, podendo ser o TUSDg até 70% mais barato que o TUSDc.
Unidades geradoras com minigeração, não podem optar por ser grupo B.	Unidades geradoras de até 112,5kVA, podem ter o faturamento como B optante.

Custo mínimo de disponibilidade descontado dos créditos, e pago (duplicidade).	Custo de disponibilidade não será mais descontado dos créditos, mas ainda será pago.
Crédito excedente acumulado, só pode ser consumido pelo consumidor-gerador, não podendo ser compartilhado com novas unidades.	Crédito excedente pode ser consumido por qualquer unidade, de forma retroativa.
Créditos excedentes são compartilhados entre as unidades consumidoras, de forma percentual.	Créditos excedentes são compartilhados de forma percentual, e por lista prioritária de unidades.

Fonte: Adaptado de Bárbara Rubim/Genyx [41]

Dentre as principais alterações estabelecidas pela Lei nº14.300/22, destaca-se a redução do limite da potência instalada para as usinas de minigeração distribuída. De acordo com a nova regulamentação, o valor de referência, que anteriormente era de 5MW, foi ajustado para 3MW no caso de fontes não despacháveis, permanecendo inalterado apenas para fontes despacháveis, como usinas hidrelétricas, biomassa, biogás, cogeração qualificada, entre outras.

No modelo de compensação de energia, também houve alterações relacionadas a cobrança de alguns dos componentes de custos das tarifas TUSD e TE [42]. Antes da mudança regulatória, a modalidade de compensação de créditos era total. Portanto, todos os créditos injetados na rede poderiam ser consumidos, equivalendo a um sistema de compensação de um para um. A nova regra prevê a compensação parcial dos créditos, desta forma alguns componentes deixarão de ser compensados, de maneira gradual e escalonada. A cobrança será aplicada para projetos que iniciaram seu processo de homologação a partir de 7 de janeiro de 2023. Para projetos já existentes ou que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora antes deste período, a cobrança só entrará em vigor a partir do ano de 2045. A valoração do Fio B será realizada de forma escalonada, conforme demonstra a Figura 35. A cobrança será de 15% em 2023, sofrendo acréscimo de 15% a cada ano, até 2029, quando o Fio B deverá ser pago integralmente.

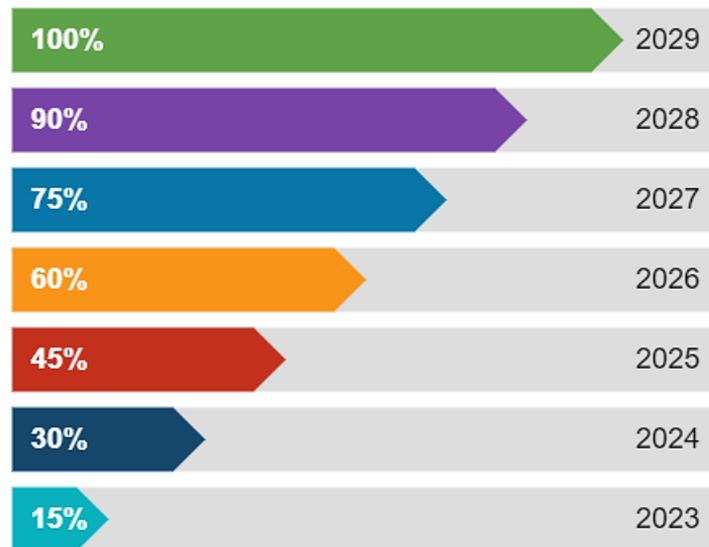


Figura 35 - Percentual de cobrança do Fio B, para cada ano

Fonte: Elaboração própria

A cobrança do Fio B incidirá sobre a parcela de energia exportada para a rede da concessionária, portanto, o montante gerado e consumido localmente ficará isento de pagamento. A valoração do Fio B varia de acordo com a concessionária e sua área de concessão, sendo recalculado anualmente [43]. Para unidades com geração compartilhada em que um único CPF ou CNPJ receba mais de 25% e para a modalidade de autoconsumo remoto superior a 500kW, ainda será necessário pagar 40% das componentes tarifárias relativas ao Fio A, além dos encargos de Pesquisa e Desenvolvimento em Eficiência Energética (P&D_EE) e da Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), que compõem as tarifas TUSD e TE.

Também ocorreram mudanças relacionadas à cobrança do custo de disponibilidade para clientes do grupo B. As tarifas pagas pelos consumidores monofásicos, bifásicos e trifásicos, que eram de 30kWh, 50kWh e 100kWh, respectivamente, não serão mais cobradas em duplicidade. Antes da atualização estabelecida pela lei, esse valor era deduzido dos créditos gerados e também era pago pelo consumidor. Com as mudanças, o valor referente ao custo de disponibilidade continuará sendo pago como taxa mínima; entretanto, não será mais descontado dos créditos de geração.

O modelo de distribuição dos créditos excedentes de geração também passou por algumas atualizações. O compartilhamento, que antes ocorria de forma percentual, agora pode ser feito por ordem de prioridade. Nesse novo formato, a unidade geradora dos créditos terá que definir o percentual alocado para cada uma das unidades consumidoras, além de estabelecer a ordem de prioridade para o recebimento.

Outra grande mudança imposta pela Lei nº14.300/22, refere-se ao valor da tarifa de faturamento da demanda contratada para as usinas de minigeração pertencentes ao grupo A. Agora, o valor cobrado será o da TUSD geração (TUSDg) e não mais da TUSD consumo (TUSDc). Essa mudança representa uma redução considerável, uma vez que a nova tarifa pode chegar a ser até 70% mais econômica que a TUSDc, que era aplicada anteriormente [44].

2.10 Indicadores de Desempenho para Sistemas Fotovoltaicos

A análise do desempenho dos sistemas fotovoltaicos pode ser conduzida por meio da interpretação de diversas métricas, que permitem a avaliação da eficiência de uma usina. Na subseção 2.10, são apresentados os principais indicadores de desempenho, tais como a energia incidente de referência (Y_r), a produção do grupo fotovoltaico normalizada (Y_a), a produção do sistema normalizada (Y_f), as perdas do grupo fotovoltaico normalizadas (L_c), as perdas do sistema normalizadas (L_s), o indicador do rendimento global do sistema (PR) e o fator de capacidade (FC). A Figura 36 ilustra esses indicadores de desempenho [45].

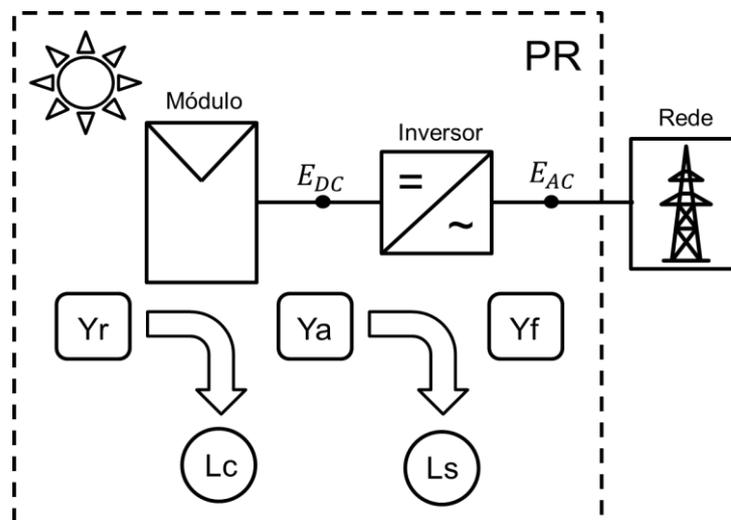


Figura 36 - Principais indicadores de desempenho para sistemas fotovoltaicos

Fonte: Adaptado de (GUERRA, 2018) [46]

2.10.1 Energia Incidente de Referência (Y_r)

O indicador de Energia Incidente de Referência (Y_r), também conhecido como Produtividade de Referência (*Reference Yield*), define a disponibilidade de recurso solar para um sistema fotovoltaico, levando em consideração a orientação, o posicionamento e a localização dos módulos, além do período considerado para a análise. Seu valor é determinado

pela razão entre a irradiação total no plano horizontal (I_{TOT}) e a irradiância de referência (I_{REF}), conforme demonstra a equação (11), sendo o resultado expresso em [kWh/m²/dia].

$$Y_r = \frac{I_{TOT}}{I_{REF}} \quad (11)$$

2.10.2 Produção do Grupo Fotovoltaico Normalizada (Y_a)

A Produção do Grupo Fotovoltaico Normalizada (Y_a), também conhecida como Rendimento da Matriz Fotovoltaica (*Yield Array*), corresponde a geração de energia pelo conjunto de módulos ao longo de um período específico. Seu valor é obtido pela divisão da energia entregue à carga (E_{DC}) pela potência nominal dos módulos ($P_{nom MOD}$), conforme demonstra a equação (12), sendo o resultado expresso em [kWh/kWp/dia].

$$Y_a = \frac{E_{DC}}{P_{nom MOD}} \quad (12)$$

2.10.3 Produção do Sistema Normalizada (Y_f)

A Produção do Sistema Normalizada (Y_f), ou Produtividade Final (*Final Yield*), representa a relação entre a energia gerada pelo sistema fotovoltaico em corrente alternada (E_{AC}) durante um intervalo de tempo específico e a potência nominal do sistema fotovoltaico ($P_{nom SFV}$). Seu cálculo é realizado pela equação (13), sendo o resultado expresso em [kWh/kWp/dia].

$$Y_f = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} \times dt}{P_{nom SFV}} = \frac{E_{AC}}{P_{nom SFV}} \quad (13)$$

Este parâmetro possibilita a comparação de sistemas fotovoltaicos de diferentes potências, pois fornece como resultado a potência normalizada, independente ao tamanho do sistema [47].

2.10.4 Perdas do Grupo Fotovoltaico Normalizadas (L_c)

As Perdas do Grupo Fotovoltaico Normalizadas (L_c), ocorrem em virtude da conversão de energia pela matriz fotovoltaica [48]. Seu valor é determinado pela diferença entre a energia

incidente de referência (Y_r) e a produção do grupo fotovoltaico normalizada (Y_a), podendo ser calculada através da equação (14).

$$L_c = Y_r - Y_a \quad (14)$$

2.10.5 Perdas do Sistema Normalizadas (L_s)

As Perdas do Sistema Normalizadas (L_s), ocorrem devido à conversão de energia de corrente contínua para corrente alternada [48]. Seu valor é determinado pela diferença entre a produção do grupo fotovoltaico normalizada (Y_a) e a produção do sistema normalizada (Y_f), podendo ser calculada através da equação (15).

$$L_s = Y_a - Y_f \quad (15)$$

2.10.6 Performance Ratio (PR)

O indicador do rendimento global do sistema, também conhecido como *Performance Ratio* (PR), estabelece o rendimento do sistema real em comparação com um sistema teórico ideal sem perdas [47]. Seu valor pode ser definido como a razão entre a produção do sistema normalizada (Y_f) e a energia incidente de referência (Y_r), conforme demonstra a equação (16).

$$PR = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (16)$$

O cálculo do indicador PR resulta em um valor adimensional, possibilitando a comparação da performance entre usinas de diversas configurações, tamanhos e localidades [48]. Para maioria dos sistemas fotovoltaicos, o valor de PR varia entre 0,6 e 0,9 [49].

2.10.7 Fator de Capacidade (FC)

O indicador Fator de Capacidade (FC) relaciona a energia gerada (E_{AC}) ao longo de um intervalo de tempo conhecido ($t_2 - t_1$) com a potência nominal que poderia ser gerada na saída do sistema fotovoltaico ($P_{nom\ SFV}$), conforme demonstra a equação (17). O fator de capacidade pode ser aplicado para análise em qualquer intervalo de tempo, possibilitando uma análise sazonal da operação do sistema.

$$FC = \frac{\int_{t_1}^{t_2} P_{saída} \times dt}{P_{nom\ SFV} \times (t_2 - t_1)} = \frac{E_{AC}}{P_{nom\ SFV} \times (t_2 - t_1)} \quad (17)$$

2.11 Indicadores Econômicos para Sistemas Fotovoltaicos

A análise da viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico é de extrema importância na tomada de decisão sobre o investimento, sendo possível constatar previamente se o projeto é economicamente viável. Na subseção 2.11, são apresentados os indicadores mais relevantes na análise econômica de projetos de sistemas fotovoltaicos.

2.11.1 VPL

O Valor Presente Líquido (VPL) é um indicador econômico que permite calcular o valor presente da projeção de fluxo de caixa de um projeto ao longo de toda sua vida útil. O VPL pode ser calculado pela equação (18), onde FC_t representa o fluxo de caixa para um período t determinado – sendo FC_0 o valor do investimento inicial - e TMA é a taxa mínima de atratividade [50]. O resultado é expresso em reais (R\$). Um investimento é considerado economicamente viável quando o VPL é superior a zero, indicando que a soma do fluxo de caixa projetado é maior que o valor do investimento inicial.

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + TMA)^t} \quad (18)$$

2.11.2 TIR

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é uma métrica utilizada para avaliar qual será o percentual de retorno de um projeto para o investidor. A TIR permite igualar a projeção de fluxo de caixa ao valor investido, tornando o VPL do projeto seja igual a zero. Seu valor é obtido pela equação (19), onde FC_t é o fluxo de caixa para um período t determinado, e TMA é a taxa mínima de atratividade. O seu resultado é expresso em porcentagem (%) [51].

$$\sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t}; VPL = 0 \quad (19)$$

2.11.3 TMA

A taxa mínima de atratividade (TMA) é uma taxa de juros que representa o valor mínimo de rentabilidade para um investimento. Essa métrica permite calcular qual será a taxa de retorno sobre o capital aplicado. Dessa forma, o investimento será considerado economicamente viável se o crescimento do fluxo de caixa for suficiente, para compensar o capital aplicado inicialmente. No contexto de análise de investimentos em sistemas fotovoltaicos, especialmente para o setor público e instituições sem fins lucrativos, é comum utilizar o valor da taxa SELIC (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), como TMA.

2.12 Etapas de Elaboração de um Projeto Fotovoltaico

O projeto de uma usina solar fotovoltaica pode ser segmentado em três etapas complementares, conforme demonstra a Figura 37. A primeira etapa consiste no levantamento de informações que impactam diretamente na geração do sistema, como a irradiação, a temperatura e a localidade da instalação.

A segunda etapa corresponde ao dimensionamento do sistema através da aplicação de modelos teóricos. O sistema deve ser mensurado previamente, com o objetivo de estimar os equipamentos a serem empregados, assim como suas quantidades e capacidades correspondentes.

Por fim, a terceira etapa consiste na simulação do sistema com base nos dados obtidos durante o dimensionamento. A simulação do projeto desempenha um papel complementar, proporcionando um diagnóstico mais completo e preciso, uma vez que considerada múltiplas variáveis.

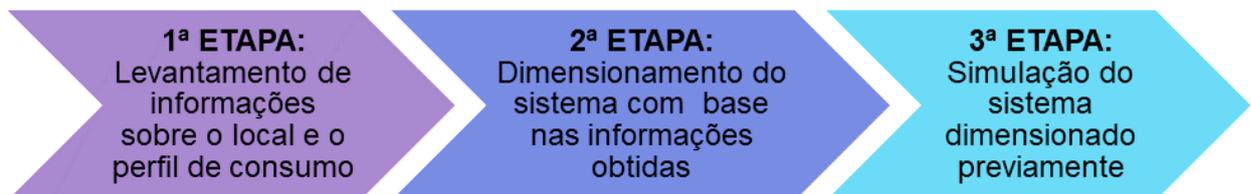


Figura 37 - Etapas para elaboração de um projeto fotovoltaico

Fonte: Elaboração própria

2.13 Software de Projetos Fotovoltaicos – PVSyst

Os softwares de simulação para sistemas fotovoltaicos têm sido amplamente utilizados como uma alternativa à elaboração de projetos de usinas. O PVSyst é um software projetado com objetivo de ser uma ferramenta simples e funcional, que permite realizar a simulação de sistemas fotovoltaicos em diversas configurações, como os sistemas *On-grid*, *Off-grid* e Híbrido [17]. A elaboração de projetos através desse software assegura resultados mais precisos em comparação com outros métodos de dimensionamento, uma vez que o software possibilita uma maior exatidão nos resultados.

Através da simulação, é possível projetar sistemas considerando as perdas de forma individualizada, como, por exemplo, as perdas por conexões elétricas, pela resistência ôhmica nos cabos, pela conversão de energia, entre outras. Além disso, ainda é possível realizar a construção do projeto em 3D, permitindo a simulação de sombreamento no local da instalação. O software também possibilita a análise de dados meteorológicos, estudo de viabilidade econômica e cálculos de estrutura. Por fim, é possível emitir documentações técnicas, relatórios com indicadores de desempenho e resultados dos sistemas fotovoltaicos.

3 USINA FOTOVOLTAICA PADRE FURUSAWA

Neste capítulo são detalhadas as informações sobre a Usina Solar Padre Furusawa. O capítulo é introduzido com a apresentação da usina e as principais motivações para sua implantação. Em seguida, são descritas as etapas da construção, acompanhadas por um cronograma geral que destaca a duração de cada uma das fases. São apresentados ainda os componentes utilizados, destacando suas principais características. Por fim, são demonstrados os dados do empreendimento, incluindo o histórico de geração e consumo, além da tarifação energética.

3.1 Apresentação da Usina

A Usina Fotovoltaica Padre Furusawa é um empreendimento da Companhia de Jesus em conjunto com a Associação Nóbrega de Educação e Assistência Social (ANEAS). A usina está instalada na Escola Técnica de Eletrônica “Francisco Moreira da Costa” (ETE FMC), localizada na cidade de Santa Rita do Sapucaí, no sul do estado de Minas Gerais. Com foco nas questões ambientais, na Quarta Preferência Apostólica Universal - colaborar com o cuidado da casa comum - e nos documentos e princípios norteadores da Companhia de Jesus, o principal objetivo da construção do empreendimento é a preservação e o cuidado com o meio ambiente [52]. A vista aérea da usina é mostrada na Figura 38.



Figura 38 - Vista aérea da usina

Fonte: ETE “FMC” [53]

A energia gerada pela Usina Solar Padre Furusawa beneficia quatro centros de aprendizagem da Rede Jesuíta de Educação, situados no estado de Minas Gerais. Os créditos de geração são compartilhados entre a ETE “FMC” em Santa Rita do Sapucaí, o Colégio Loyola em Belo Horizonte, o Centro de Educação Infantil Nhá Chica em Montes Claros e o Colégio Jesuítas em Juiz de Fora. A energia produzida é suficiente para atender às necessidades de consumo dessas quatro unidades, com possibilidades de futura expansão. A distribuição percentual do consumo de cada unidade ao longo de um ano é apresentada na Figura 39. Em média, 12,2% do total é consumido pela ETE, 37,9% pelo Jesuítas, 48,1% pelo Loyola e 1,8% pelo Nhá Chica.

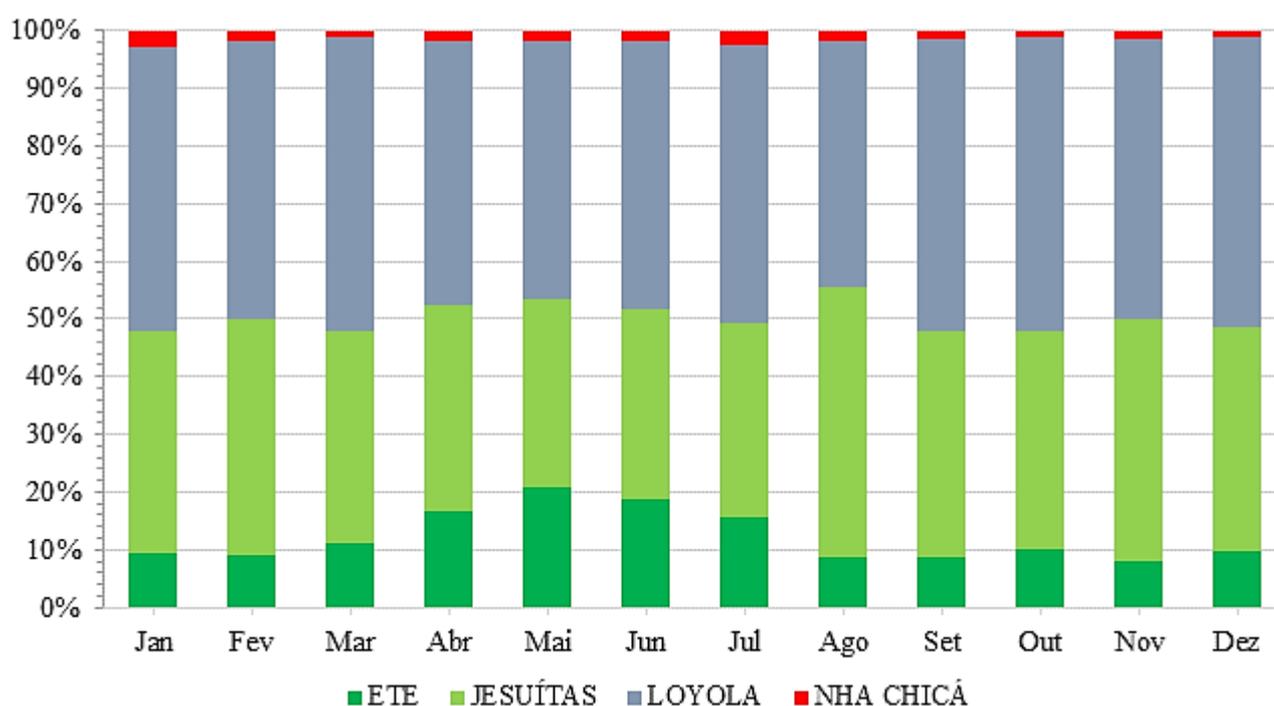


Figura 39 - Consumo porcentual por unidade

Fonte: ETE “FMC” [53]

A construção da Usina Solar Padre Furusawa teve início em novembro de 2016 e foi concluída em junho de 2018. O processo de implantação foi conduzido por etapas, abrangendo desde a preparação do terreno até a instalação e comissionamento dos equipamentos. O cronograma geral das fases de construção é apresentado na Figura 40. Detalhes específicos de cada uma dessas etapas podem ser encontrados no Apêndice A – Etapas de Construção da Usina.

	2016		2017						2018						
	Nov	Dez	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun
Adequação do terreno															
Terraplanagem do terreno															
Aterro da área															
Marcação topográfica da posição das valas e estacas															
Escavação de valas para passagem de cabos e aterramento															
Fechamento das valas após colocação dos eletrodutos															
Fixação das estacas															
Fixação e montagem das estruturas															
Instalação dos painéis solares															
Instalação dos inversores															
Instalação da estação de média tensão															
Passagem cabos e interligação															
Construção da cabine primária															
Comissionamento do sistema e testes															
Início do funcionamento da usina															

Figura 40 - Cronograma geral das etapas de construção da usina

Fonte: ETE “FMC” [53]

3.2 Dados da Usina

A Usina Solar Padre Furusawa foi construída no campus da ETE “FMC”, ocupando uma área de aproximadamente 15 mil m². Para sua implantação, foram utilizados 4.200 painéis de 265Wp cada, resultando em uma potência instalada total de 1,113MWp. Esses painéis são organizados em *strings* de 24 módulos em série, com orientação ao norte geográfico e inclinação de 25°. A usina é composta por um total de 175 *strings*, conectadas em paralelo por meio de caixas de junção, formando conjuntos de 11 ou 12 séries.

A distribuição das *strings* por inversor está detalhada na Tabela 4. Foram utilizadas 15 *combiner boxes*, sendo destinada uma para cada inversor. Para a conversão da energia proveniente dos módulos fotovoltaicos, foram instalados 15 inversores, com potência de 60kWp cada. As saídas dos inversores são conectadas à estação de média tensão, que é responsável por adequar os níveis de tensão para a injeção de energia na rede de média tensão. O sistema é equipado com dispositivos de proteção e manobra apropriados para garantir sua operação de forma segura. Os componentes utilizados no sistema e suas principais características, são especificados na subseção 3.3.

Tabela 4 - Distribuição dos painéis por inversor

Inversor	Nº de painéis	Nº de <i>Strings</i>
1	264	11 de 24 painéis
2	288	12 de 24 painéis
3	288	12 de 24 painéis
4	264	11 de 24 painéis
5	288	12 de 24 painéis
6	288	12 de 24 painéis
7	288	12 de 24 painéis
8	288	12 de 24 painéis
9	288	12 de 24 painéis
10	288	12 de 24 painéis
11	288	12 de 24 painéis
12	288	12 de 24 painéis
13	264	11 de 24 painéis
14	264	11 de 24 painéis
15	264	11 de 24 painéis

Fonte: ETE “FMC” [53]

Os painéis estão conectados em *strings* de 24 módulos, distribuídas ao longo das 25 mesas que compõe a usina. A disposição das mesas é apresentada na Figura 41. A configuração das conexões elétricas dos módulos e o número de painéis instalados em cada uma das mesas são apresentados na Tabela 5.

De forma complementar, o dimensionamento da usina é detalhado no Apêndice B – Dimensionamento da Usina Solar Padre Furusawa. Já no Apêndice C – Simulação da Usina Solar no PVSyst, são apresentados os principais resultados obtidos por meio da simulação da usina.

Tabela 5 - Configuração dos painéis por mesa

Mesa	Painéis por <i>String</i>	<i>Strings</i> em Paralelo	Nº de painéis
1	24	8	192
2	24	8	192
3	24	8	192
4	24	8	192
5	24	8	192
6	24	7	168
7	24	7	168
8	24	8	192
9	24	10	240
10	24	10	240
11	24	10	240
12	24	9	216
13	24	9	216
14	24	9	216
15	24	8	192
16	24	5	120
17	24	3	72
18	24	4	96
19	24	6	144
20	24	6	144
21	24	6	144
22	24	6	144
23	24	6	144
24	24	4	96
25	24	2	48

Fonte: ETE “FMC” [53]

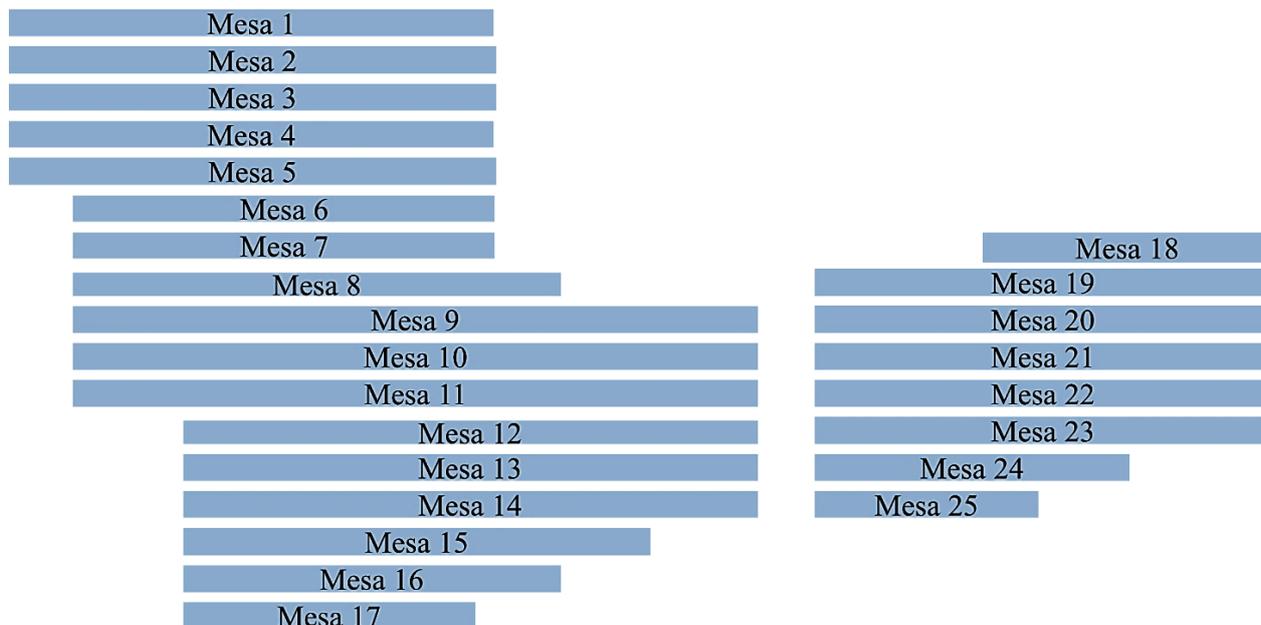


Figura 41 - Distribuição das mesas da usina

Fonte: ETE “FMC” [53]

A usina dispõe de uma média de geração de aproximadamente 133MWh por mês e 1,6GWh por ano. Os resultados da geração durante o ano de 2023 são apresentados na Figura 42, enquanto a Figura 43 demonstra a geração nos últimos seis anos. Ao analisar o gráfico anual, observa-se que, em 2018, a geração realizada ficou abaixo da projetada, devido às manutenções e adequações necessárias, por se tratar do primeiro ano de operação da usina.

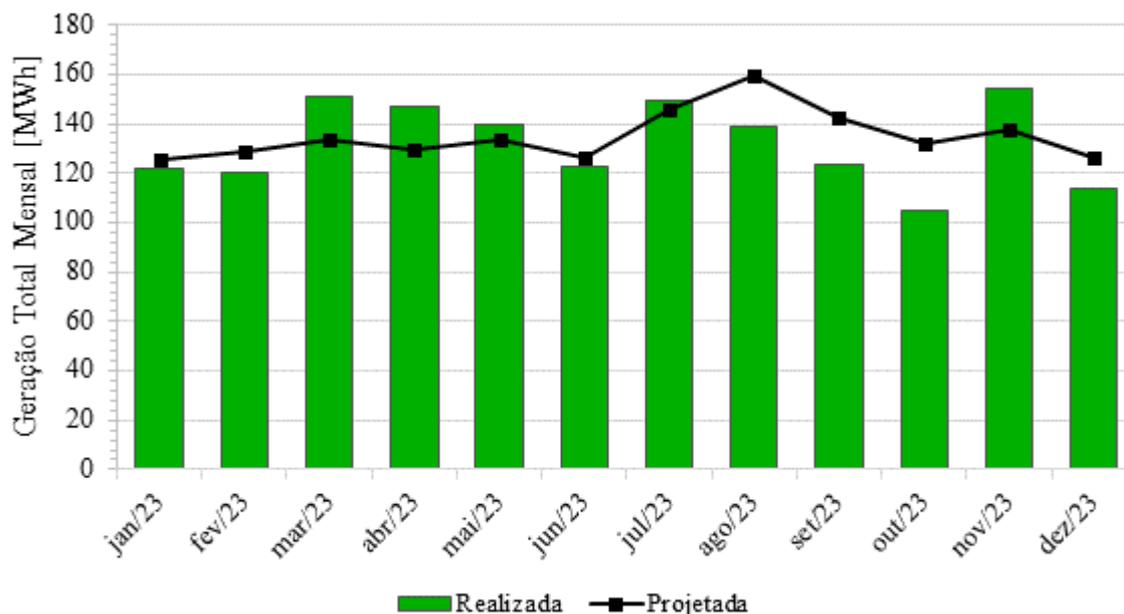


Figura 42 - Média de geração do ano de 2023

Fonte: ETE “FMC” [53]

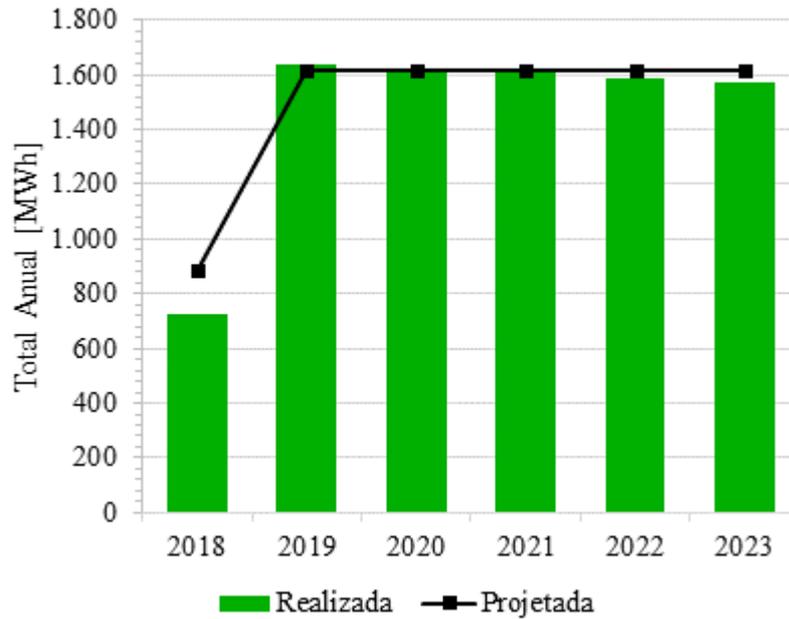


Figura 43 - Média de geração dos últimos seis anos

Fonte: ETE “FMC” [53]

A energia gerada pela usina contribui com a redução das emissões de aproximadamente 582 toneladas de CO₂ por ano [54], equivalente ao plantio de cinco mil árvores. Sua produção é capaz de suprir a demanda energética dos colégios da Rede Jesuíta de Educação de Minas Gerais, com perspectivas de expansão das unidades consumidoras no futuro.

3.3 Componentes do Sistema

Na construção da Usina Solar Padre Furusawa foram utilizados 4.200 painéis de 265Wp da marca JA Solar, totalizando uma potência de 1,113MWp. Além disso, foram instalados 15 inversores de 60kWp da marca SMA, operando na potência máxima permitida de 90kWp. Cada inversor foi conectado a caixas de junção com fusíveis, onde os arranjos dos painéis são interligados. Com objetivo de garantir a segurança da instalação, foram instalados 15 sistemas de proteção com chaves seccionadoras para realizar a manobra dos inversores de maneira segura. Também foi instalada uma estação de média tensão do fabricante SMA, responsável por adequar os níveis da energia gerada, para ser injetada na rede elétrica. Por fim, a fixação dos painéis foi realizada através da utilização de estrutura de solo, seguindo a correta orientação e inclinação dos módulos. Os principais componentes utilizados para construção da usina são apresentados na Tabela 6. De maneira complementar, no Apêndice D – Componentes da Usina, são detalhadas as principais características de cada um destes itens.

Tabela 6 - Componentes da Usina

Componente	Modelo	Fabricante	Qtde
Painel Solar de 265Wp	JAP6 60-265 3BB	JA Solar	4200
Inversor de 60kWp	Sunny Tripower 60	SMA	15
Caixa de Junção	GAK S-1000-12(x2)	Enwitec	15
Sistema de Proteção	FWS 160	WEG	15
Estação de Média Tensão	MVS-1200-STP-10	SMA	1
Medidor Bidirecional	SAGA 1000-1681-A	Landis+Gir	1
Cabeamento	Solarcom	Cobrecom	-
Estrutura de Fixação	G-Max	Scheletter	25

Fonte: ETE “FMC” [53]

3.4 Histórico de Geração

Desde sua inauguração em junho de 2018, a Usina Solar Padre Furusawa já gerou um total de 8,745GWh de energia - até dezembro de 2023. O histórico de geração é apresentado por meio do gráfico de boxplot na Figura 44. A energia gerada ao longo dos meses e anos desde o início de suas atividades é detalhada na Figura 45, sendo apresentada de forma mais completa na Tabela 31 do Apêndice E – Histórico de Geração.

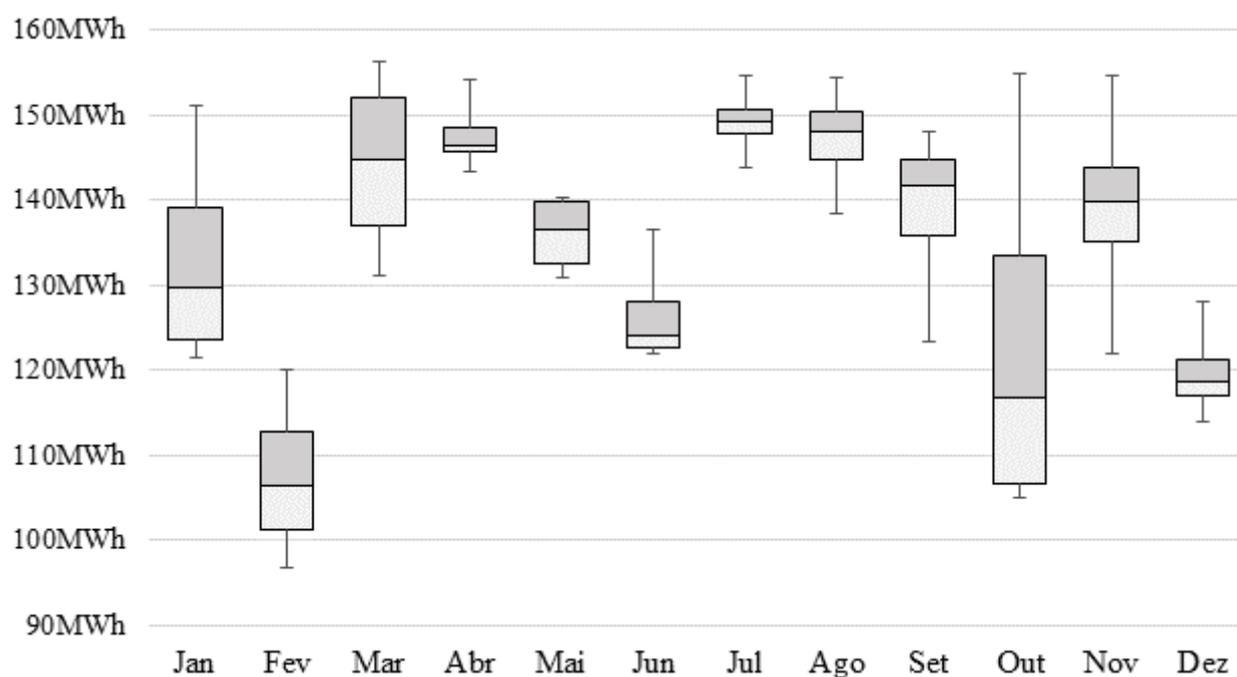


Figura 44 - Boxplot da geração da usina

Fonte: ETE “FMC” [53]

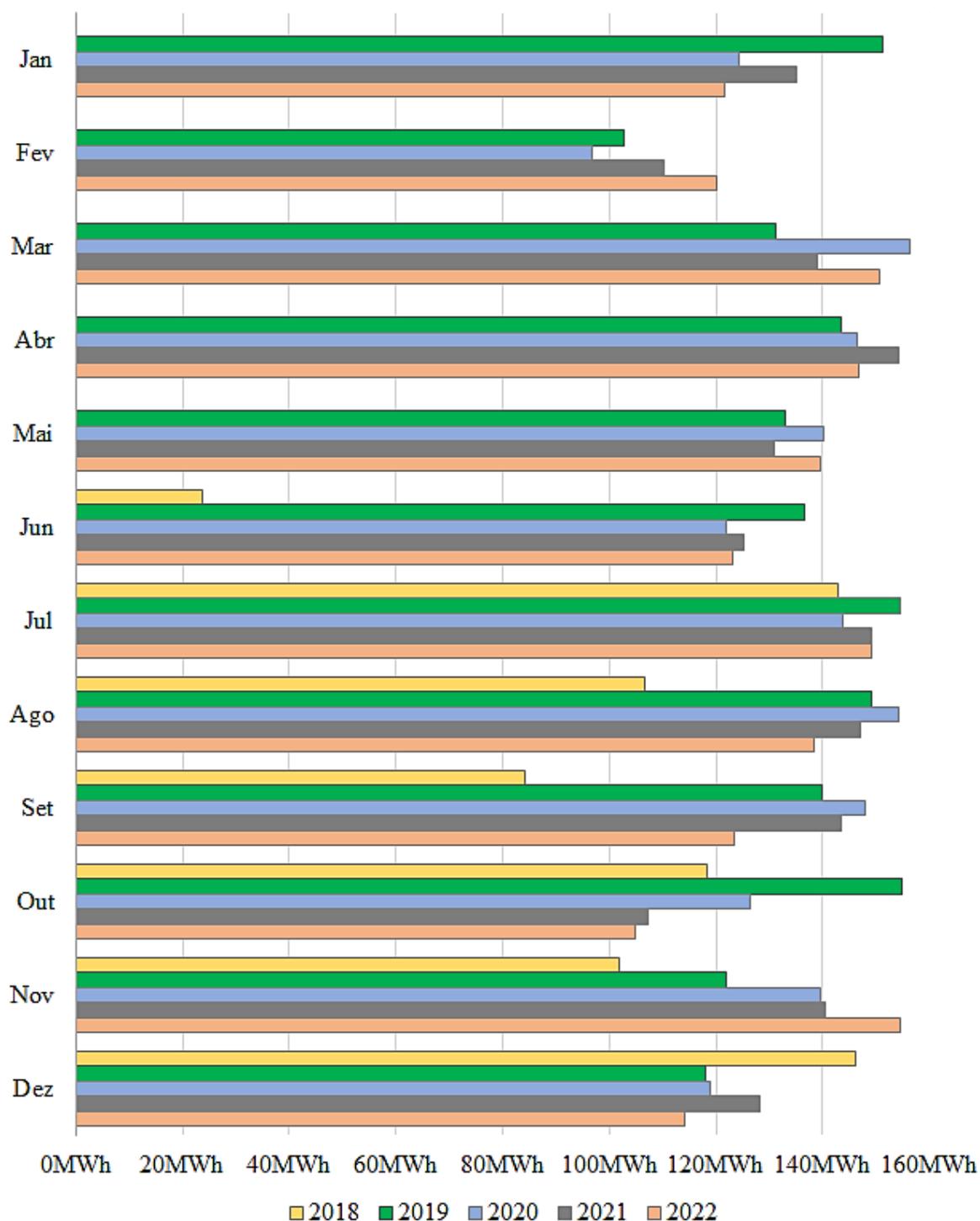


Figura 45 - Histórico de geração mensal

Fonte: ETE “FMC” [53]

3.5 Histórico de Consumo

Os créditos gerados pela usina são compartilhados entre quatro colégios da Rede Jesuíta de Educação, situados no estado de Minas Gerais. O histórico de consumo total é

apresentado na Figura 46, sendo detalhado na Tabela 32 do Apêndice F – Histórico de Consumo. A análise do gráfico revela uma redução no consumo durante os anos de 2020 e 2021, devido às aulas online em decorrência da pandemia de COVID-19. Com previsão de futura ampliação das unidades consumidoras, há uma estimativa para aumento do consumo para cem por cento da energia produzida, durante os próximos anos.

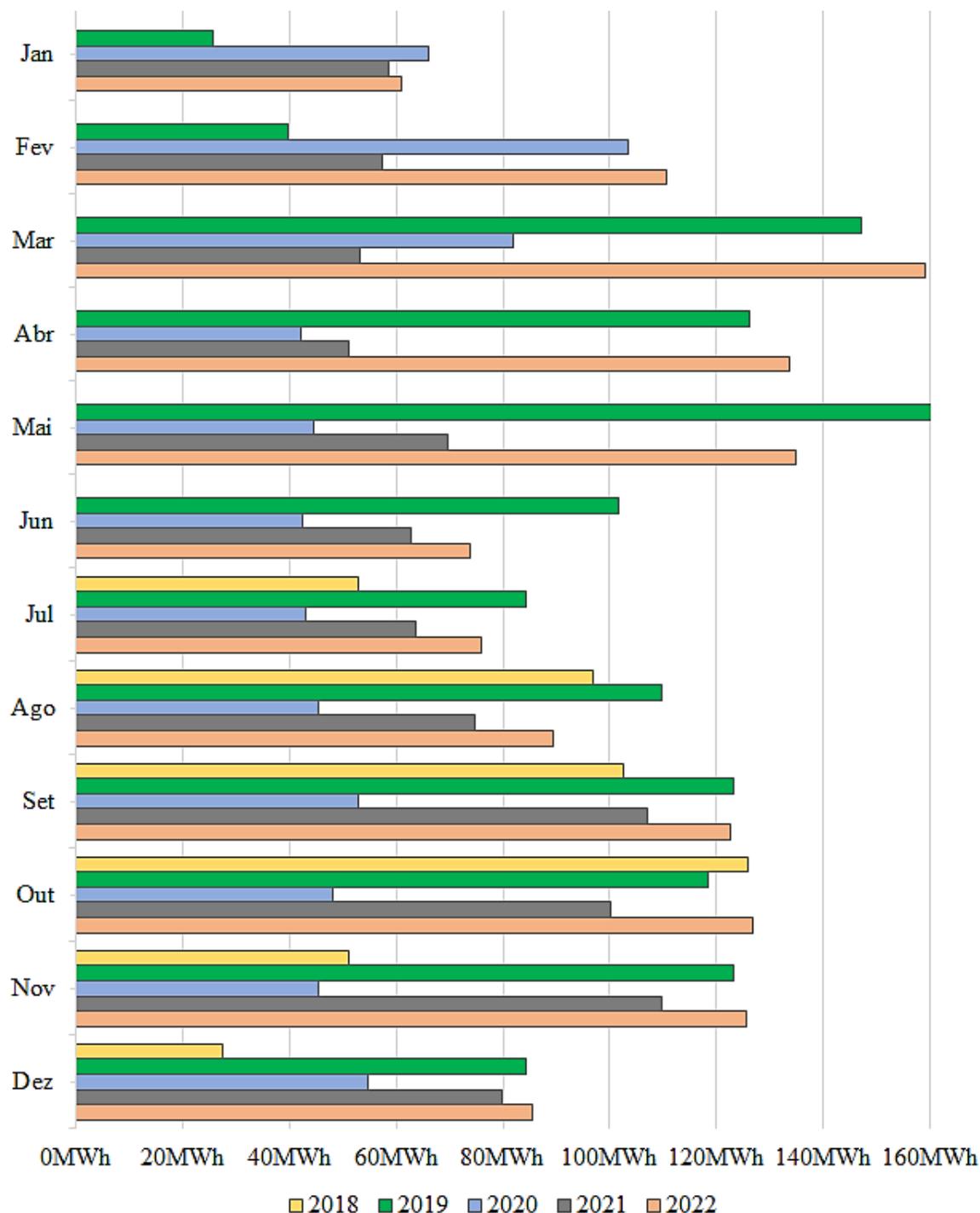


Figura 46 - Histórico de consumo total, considerando todas as unidades consumidoras

Fonte: ETE “FMC” [53]

3.6 Tarifação Energética

A Usina Solar Padre Furusawa, instalada no campus da ETE “FMC”, está conectada à rede elétrica de distribuição da Cemig, sendo enquadrada no subgrupo A4 com tensão primária de 13,8kV. A unidade consumidora é classificada na modalidade horária verde, sendo a fatura composta pela parcela de energia no horário ponta (HP) e horário fora ponta (HFP), e pela demanda contratada. As principais informações da unidade consumidora são apresentadas na Tabela 7.

Tabela 7 - Informações sobre a unidade consumidora ETE “FMC”

Características da Unidade Consumidora	
Classe	Comercial
Subclasse	Comercial
Tensão	13,8kV
Demanda Contratada	900kW
Demanda Utilizada	70kW
Subgrupo	A4
Modalidade	THS Verde
Alíquota ICMS	25%
Alíquota PIS/PASEP ²	0,72%
Alíquota COFINS ³	3,32%

Fonte: ETE “FMC” [53]

Na composição da fatura de energia elétrica, além das tarifas, são contabilizados encargos e tributos, como ICMS, PASEP e COFINS. A alíquota de ICMS para energia fotovoltaica varia entre os estados brasileiros, com alguns oferecendo isenção total, enquanto outros aplicam alíquotas reduzidas ou padrão, influenciando no custo e na atratividade dos projetos solares através de diferentes incentivos e subsídios regionais. Para o estado de Minas Gerais, a alíquota do ICMS recolhido é de 25%, incidindo apenas sobre o valor da demanda contratada utilizada. Desta forma, em acordo com a Lei Estadual nº23.762, de 6 de janeiro de 2021, como forma de incentivo à produção de energia elétrica por fontes renováveis, as unidades consumidoras participantes do sistema de compensação ficam isentas do pagamento do ICMS sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora, no estado de Minas Gerais [55].

² O valor médio do PIS/PASEP dos últimos doze meses é de 0,72%.

³ O valor médio do COFINS dos últimos doze meses é de 3,32%.

Sobre o valor total da demanda, ainda há a incidência dos impostos PIS/PASEP e COFINS, com alíquotas de 0,72% e 3,32%, respectivamente. A Figura 47 demonstra a composição da fatura mensal de energia da ETE" FMC", com a incidência de encargos e tributos.

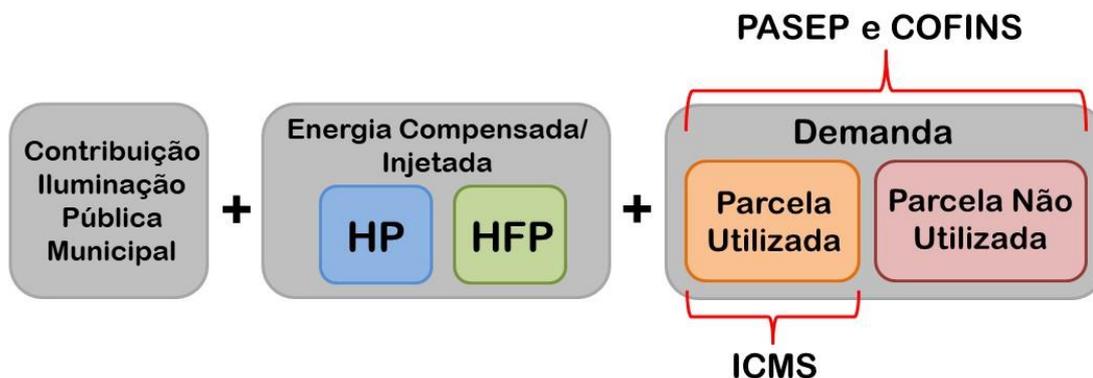


Figura 47 - Incidência de encargos e tributos na fatura da ETE" FMC"

Fonte: Elaboração própria

As unidades consumidoras pertencentes ao grupo A, ao iniciar suas atividades, estabelecem, por meio de contrato com a distribuidora de energia, alguns detalhes sobre o fornecimento, como a demanda contratada, as características técnicas e as condições comerciais. A demanda contratada garante o provisionamento da potência necessária à unidade consumidora, assegurando que o valor estipulado no contrato de fornecimento seja continuamente disponibilizado pela distribuidora de energia. Em contrapartida, o consumidor paga mensalmente pelo valor acordado, mesmo que não o utilize em sua totalidade durante o período do faturamento [56].

Outro fator importante a ser destacado é que, para as unidades consumidoras com mini ou microgeração, a potência instalada do sistema solar não pode exceder a demanda contratada. Para estas situações, a demanda deve ser determinada pela potência da planta solar. Portanto, é essencial avaliar a viabilidade econômica do aumento da demanda contratada em virtude da instalação da usina. A demanda de potência ativa contratada pela ETE" FMC" é de 900kW, sendo correspondente a potência instalada da usina - fornecida pelos inversores. O valor da potência ativa consumida é de 70kW.

4 MÉTODO PROPOSTO

O estudo apresentado nesta tese fundamenta-se no projeto de um sistema de armazenamento otimizado para a arbitragem da tarifa de energia na Usina Solar Padre Furusawa. Além do dimensionamento do sistema, desenvolveu-se um programa de otimização com o objetivo de maximizar o retorno financeiro do investimento, por meio da especificação da profundidade de descarga ideal das baterias. Este trabalho visa contribuir para o avanço do conhecimento na área de energia renovável e oferecer soluções práticas para o setor, com aplicabilidade real e relevância para o desenvolvimento sustentável.

Sendo assim, neste capítulo, são apresentadas as informações sobre as metodologias aplicadas no desenvolvimento do sistema proposto nesta tese. Inicialmente, são detalhados aspectos como a abordagem, os métodos, a natureza e os procedimentos utilizados para a elaboração desta pesquisa. Em seguida, são apresentadas as estratégias e técnicas aplicadas para a coleta dos dados. Por fim, são demonstrados os procedimentos utilizados para a análise dos dados e dos resultados obtidos, assim como o desenho de pesquisa com a representação gráfica de cada etapa do estudo.

4.1 Procedimentos Metodológicos

A utilização de baterias em sistemas de energia solar fotovoltaica conectados à rede, vem ganhando relevância nos últimos anos devido às inúmeras vantagens que podem ser alcançadas com sua implantação, através dos sistemas híbridos. O uso das baterias pode ser aplicado para diversas finalidades, dentre elas a arbitragem da tarifa de energia. Essa aplicação traz grandes vantagens, proporcionando um maior gerenciamento do consumo, uma vez que o sistema de armazenamento aproveita as flutuações de preços das tarifas ao longo do dia, resultando em economia na fatura.

Neste contexto, a presente tese tem como uma das propostas o projeto de um sistema de armazenamento para a Usina Solar Padre Furusawa, com o objetivo de viabilizar a arbitragem da tarifa de energia. Para tanto, o sistema de baterias é estrategicamente recarregado durante os períodos de tarifa reduzida, para que a energia armazenada possa ser utilizada nos momentos em que a tarifa está mais elevada. A pesquisa aborda o dimensionamento detalhado do sistema

proposto, bem como a análise de sua viabilidade econômica. Além disso, para validar a eficiência do sistema, são realizadas simulações computacionais que permitem a apuração mais precisa dos resultados obtidos.

A vida útil das baterias tem um papel fundamental nos custos e no desempenho do sistema de armazenamento. Desta forma, respeitar os limites fornecidos pelo fabricante e as condições estabelecidas para seu funcionamento, tem um impacto técnico e econômico significativo, aumentando as vantagens obtidas com a implantação deste sistema. Nesse contexto, esta tese também aborda o desenvolvimento de um programa de otimização com o objetivo de determinar a profundidade de descarga ideal das baterias, para o sistema de armazenamento proposto, com objetivo de maximizar o retorno financeiro e a viabilidade do projeto.

Nesta perspectiva, o primeiro passo para o desenvolvimento da pesquisa proposta é a determinação da metodologia aplicada para obtenção dos resultados. A definição das escolhas metodológicas impacta de forma significativa a validade, confiabilidade e aplicabilidade dos resultados do estudo. Desta forma, a caracterização e contextualização da pesquisa, permite conhecer informações essenciais sobre como o estudo foi conduzido, quais abordagens foram utilizadas e como os dados foram coletados e analisados, garantindo assim a credibilidade e transparência dos resultados apresentados. Ademais, a apresentação dos passos da pesquisa, assegura que o estudo possa ser replicado por outros pesquisadores, contribuindo assim para o avanço nas pesquisas sobre o uso de baterias em sistema de energia solar fotovoltaica, além de favorecer o avanço tecnológico e promover a disseminação de conhecimento científico no campo da energia renovável [57].

Para o desenvolvimento desta tese, foi adotada a abordagem quantitativa, que favorece a obtenção de dados de variáveis específicas, como no caso da definição da profundidade de descarga otimizada da bateria. Essa abordagem se mostra mais adequada, pois possibilita correlacionar o valor da profundidade de descarga, com os dados de retorno financeiro do investimento, facilitando a comparação entre diferentes cenários. Além disso, ela se destaca por sua objetividade, que contribui para a interpretação dos resultados e aumenta a confiabilidade da pesquisa. Por fim, essa estratégia é adequada para responder à pergunta de pesquisa, que investiga a relação causal entre a definição da profundidade de descarga da bateria e seu consequente impacto na viabilidade técnica e econômica do projeto proposto.

Com base no contexto do estudo proposto e nos objetivos de pesquisa desta tese, a abordagem epistemológica escolhida é a positivista. Esta abordagem é caracterizada por sua objetividade, que viabiliza a investigação da relação entre a profundidade de descarga e os indicadores financeiros, com base em evidências concretas. Neste contexto, ela é adequada para explorar possíveis relações causais e buscar padrões que possam ser aplicados a outros sistemas com contextos semelhantes. Dessa forma, os resultados obtidos neste estudo podem ser utilizados para análise de outras usinas solares com sistemas de armazenamento, tornando-se útil para o planejamento de futuras usinas e na tomada de decisões em outros projetos. Por fim, a abordagem positivista valoriza o rigor metodológico, aumentando assim a validade e a confiabilidade dos resultados, tornando-os mais seguros para a comunidade científica e para pesquisas futuras.

Considerando a aplicação de conceitos teóricos para resolver o problema específico de arbitragem da tarifa de energia na Usina Solar Padre Furusawa, optou-se pela natureza de pesquisa aplicada. Essa abordagem possibilita buscar soluções práticas para propor um sistema de armazenamento de baterias otimizado para a usina. Assim, a pesquisa aplicada pode fornecer informações relevantes e úteis para identificar estratégias mais eficientes, que podem ser aplicadas para a usina em questão, e também para outras usinas fotovoltaicas e projetos similares. Em um cenário de crescentes demandas por fontes renováveis e sistemas de armazenamento eficientes, a pesquisa aplicada assume um papel valioso no avanço tecnológico e econômico do setor. Ademais, esta abordagem viabiliza a formação de parcerias com empresas, organizações do setor e instituições de ensino, aumentando a aplicabilidade e o impacto prático do estudo - como demonstrado neste caso, no qual a tese contou com contribuições da Escola Técnica de Eletrônica "Francisco Moreira da Costa"⁴ e da empresa Greener⁵.

De formar complementar, a escolha pelo método explicativo também permite ir além da simples descrição dos dados ou da identificação de correlações, buscando compreender as causas subjacentes a essas relações. Ao utilizar o método explicativo nesta tese, são aplicadas ferramentas matemáticas, que contribuem no entendimento de como a variação da profundidade de descarga da bateria influencia diretamente os indicadores financeiros e a viabilidade econômica do sistema. Essa análise permite verificar quais fatores têm maior impacto nos

⁴ A escola forneceu todos os dados referentes a construção, operação, geração e manutenção da usina, que é o cenário de estudo desta tese.

⁵ A empresa forneceu dados referentes aos custos de aquisição de equipamentos e serviços de sistemas fotovoltaicos.

resultados financeiros e pode ajudar a identificar estratégias mais eficientes para otimizar o desempenho econômico do sistema de armazenamento.

Como procedimento de pesquisa, optou-se pela abordagem da pesquisa exploratória. Essa metodologia, tem como proposta a manipulação de uma ou mais variáveis, com objetivo de observar o efeito causado em outras variáveis dependentes, a fim de obter maior familiaridade e compreensão do assunto. Nesta tese, foi desenvolvido um estudo de otimização com o propósito de compreender o impacto da definição dos parâmetros da bateria no retorno financeiro do investimento, a fim de observar a possível existência de aspectos e relações pouco conhecidas nesse contexto específico. Desta forma, a aplicação deste procedimento se mostra adequada, uma vez que será utilizada para estabelecer relações de causa e efeito entre variáveis, podendo gerar hipóteses que podem direcionar futuras pesquisas.

4.2 Coleta de Dados e Dimensionamento do Sistema

O dimensionamento do sistema de armazenamento proposto é realizado a partir da coleta de dados de consumo da ETE "FMC", do levantamento das condições de operação das baterias e da definição do tipo de bateria utilizada. As etapas do dimensionamento e coleta de dados são apresentadas na Figura 48.

Para realizar o dimensionamento do sistema de armazenamento, a primeira etapa consiste em obter informações sobre o consumo da unidade onde é implementado o sistema. Através da análise do histórico de consumo médio da ETE "FMC", é possível conhecer seu perfil de utilização de energia, detalhando o valor total consumido durante cada posto tarifário. Essa análise detalhada permite identificar padrões e tendências de consumo de energia, possibilitando determinar as necessidades de armazenamento e adequação do sistema às especificidades da ETE "FMC". Para o dimensionamento do sistema proposto, o foco principal é o valor do consumo durante o horário de ponta (HP), pois o sistema de armazenamento deve ser capaz de suprir a demanda durante esse período. Sendo assim, a correta análise do consumo HP, possibilita o dimensionamento adequado das baterias através da definição de sua capacidade de armazenamento, garantindo assim que o sistema seja projetado para atender à demanda necessária. As informações referentes aos postos tarifários podem ser obtidas diretamente no site das concessionárias de cada localidade.

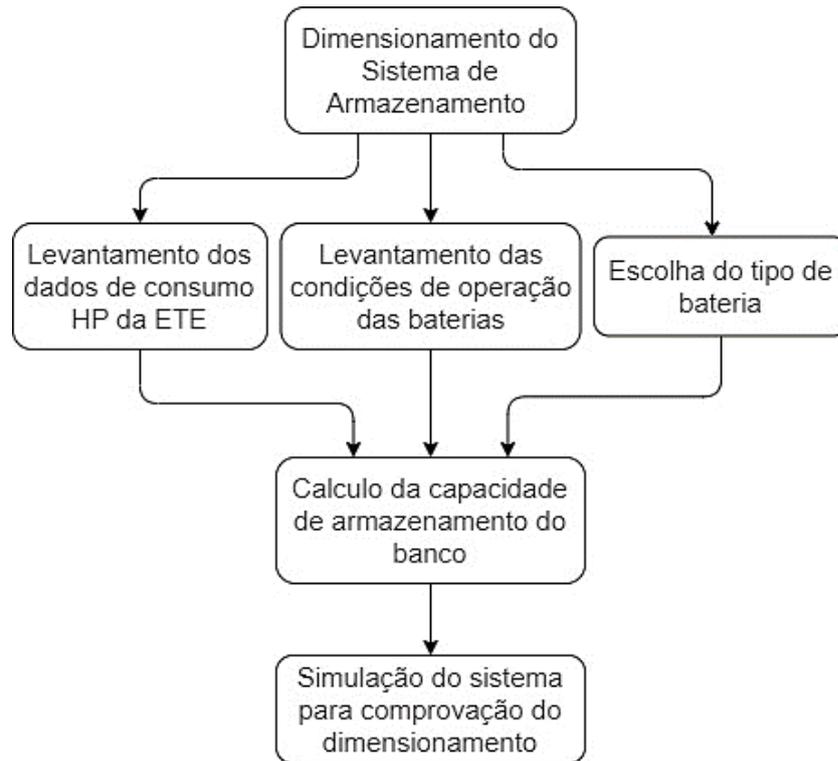


Figura 48 - Etapas do dimensionamento do sistema de armazenamento e coleta de dados

Fonte: Elaboração própria

Para o dimensionamento do sistema proposto, é fundamental considerar as informações referentes às condições de operação das baterias. Esses dados são essenciais, pois a definição do modo de funcionamento das baterias afeta diretamente a durabilidade de sua vida útil. Além disso, a identificação desses aspectos operacionais também influencia de forma direta na capacidade de armazenamento da bateria e na sua eficiência. Dessa forma, ao considerar tais condições de operação, é possível estabelecer parâmetros que prolonguem a vida útil das baterias, resultando em retornos financeiros para o investimento. Portanto, é importante realizar o levantamento destas condições através da análise detalhada do manual de operações fornecido pelo fabricante.

Outra informação relevante a ser considerada para o dimensionamento do sistema de armazenamento é a seleção do tipo de bateria a ser utilizada, uma vez que essa escolha impacta diretamente no desempenho, na eficiência e na viabilidade econômica do sistema. Cada tipo de bateria apresenta características específicas, e a escolha apropriada depende das necessidades e particularidades de cada projeto. Dessa forma, ao definir o tipo de bateria que melhor atende às demandas da Usina Solar Padre Furusawa, é possível avaliar como sua tecnologia influencia no dimensionamento do sistema, na capacidade de armazenamento de energia e na gestão energética. Nesse contexto, ao definir o tipo de bateria utilizada no sistema proposto, é possível

analisar as implicações econômicas e financeiras relacionadas ao investimento inicial e aos custos operacionais, ao longo da vida útil do sistema.

Após realizar o levantamento dos dados necessários, o próximo passo consiste no dimensionamento do sistema de armazenamento com base nas informações obtidas anteriormente. Para validar os resultados obtidos com o dimensionamento, é realizada a simulação do sistema utilizando o software PVSyst. A simulação fornece informações adicionais sobre o projeto, considerando variáveis como perdas, sombreamento, temperatura, irradiação solar ao longo do ano, entre outras. Sendo assim, a simulação tem o papel de complementar o dimensionamento, fornecendo um diagnóstico mais completo e preciso, tendo em vista que múltiplos fatores são considerados, aumentando assim a confiabilidade e exatidão dos resultados obtidos.

4.3 Análise de Viabilidade Econômica e Programa de Otimização

Após a coleta dos dados e a realização do dimensionamento do sistema proposto, a etapa seguinte é a análise da viabilidade econômica do projeto, juntamente com a elaboração do programa de otimização - que tem como objetivo definir a profundidade de descarga ideal das baterias para o sistema de armazenamento.

A análise de viabilidade econômica do projeto é realizada com base nos dados obtidos através do dimensionamento apresentado anteriormente. Inicialmente, são definidas as premissas consideradas para análise econômica, tais como a diferença entre o valor da tarifa HP e HFP, a perda de eficiência dos módulos, a degradação da bateria, a taxa mínima de atratividade, a forma de pagamento do investimento, entre outras. A correta definição desses parâmetros é de extrema importância, pois afeta diretamente a confiabilidade dos resultados, tornando-os mais ou menos representativos do cenário real.

Após a definição das premissas, os cálculos são realizados para a receita do investimento, as despesas de capital (CAPEX) e as despesas operacionais (OPEX), bem como o cálculo da tributação. Como resultado, são apresentados os valores obtidos para os indicadores econômicos TIR e VPL. Para efetuar os cálculos, é utilizado o programa Excel, que dispõe de diversas ferramentas que contribuem significativamente para a obtenção dos resultados esperados. Desta forma, é possível avaliar a viabilidade econômica em diversos

cenários, possibilitando a otimização do sistema ao buscar a maximização dos indicadores financeiros. A Figura 49 ilustra todas as etapas envolvidas na elaboração da análise de viabilidade econômica do projeto.

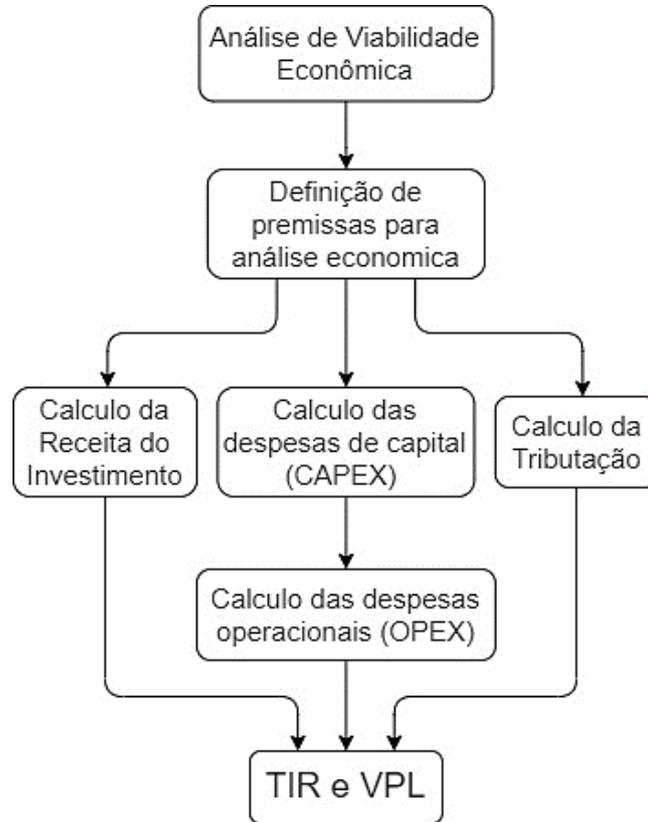


Figura 49 - Etapas para elaboração da análise de viabilidade econômica

Fonte: Elaboração própria

Após concluir a análise de viabilidade econômica do sistema proposto, a etapa seguinte é de otimização do sistema de armazenamento. Nessa fase, é elaborado um programa de otimização com o objetivo de determinar a profundidade de descarga ideal das baterias para o sistema proposto. A definição deste parâmetro tem impacto direto na vida útil da bateria e na capacidade do banco de armazenamento, influenciando diretamente nos resultados dos indicadores financeiros TIR e VPL.

Após a definição da função objetivo, da variável de decisão e das restrições, o programa de otimização é implementado, através do uso da ferramenta Solver do Excel. Como resultado, espera-se encontrar o valor da profundidade de descarga ótima que maximize os indicadores financeiros. Ademais, a análise dos resultados permite uma compreensão mais aprofundada da relação existente entre a profundidade de descarga e a viabilidade econômica do sistema

proposto. A Figura 50, apresenta cada uma das etapas para elaboração do programa de otimização do sistema de armazenamento proposto.

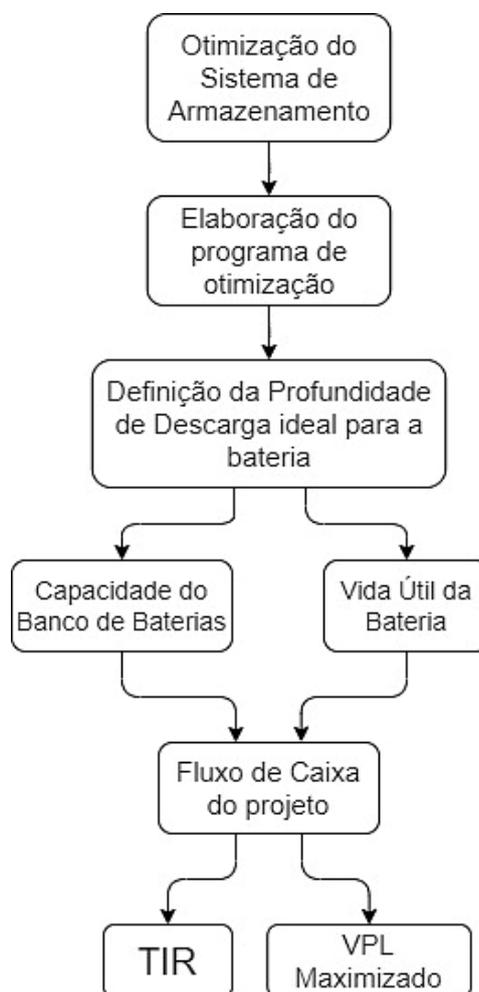


Figura 50 - Etapas para elaboração do programa de otimização

Fonte: Elaboração própria

Em conclusão, os resultados apresentados nesta pesquisa podem enriquecer as investigações sobre a utilização de baterias em sistemas de armazenamento aplicados a usinas fotovoltaicas. Com os dados coletados, é possível realizar o dimensionamento do sistema, com base em informações reais de consumo. Ademais, o desenvolvimento do programa de otimização acrescenta conhecimento sobre a importância da definição dos parâmetros de operação das baterias e seus impactos técnicos e econômicos. Com essas contribuições, almeja-se impulsionar ainda mais pesquisas na área, promovendo a adoção dessa fonte limpa e renovável de energia. Nos capítulos 5, 6 e 7 são apresentadas informações sobre a implantação, o dimensionamento e a análise de viabilidade econômica do sistema de armazenamento, assim como o programa de otimização desenvolvido com objetivo de definir a profundidade de descarga ideal das baterias.

5 SISTEMA DE ARMAZENAMENTO PARA ARBITRAGEM DE ENERGIA

Neste capítulo, são detalhadas as informações sobre a implantação de um sistema de armazenamento por baterias, com o objetivo de realizar a arbitragem da tarifa de energia para a Usina Solar Padre Furusawa. O capítulo é introduzido com a apresentação de conceitos básicos sobre os sistemas de armazenamento de energia, suas aplicações e vantagens. Na sequência, são demonstrados os cálculos realizados para o dimensionamento do banco de baterias, além dos resultados obtidos por meio da simulação com uso do PVSyst. Por fim, são apresentadas as principais conclusões relacionadas à implantação desse sistema.

5.1 Sistema de Armazenamento de Energia

As fontes de energia renovável têm sido utilizadas mundialmente como uma alternativa para a geração de energia limpa e sustentável. No entanto, as usinas fotovoltaicas ainda não alcançaram todo o seu potencial devido à natureza intermitente da energia solar. Assim, o uso de baterias em conjunto com os sistemas fotovoltaicos surge como uma solução viável, permitindo o armazenamento da energia para consumo em momentos de maior demanda ou quando não há incidência de radiação solar.

O sistema de armazenamento de energia por baterias, também conhecido como BESS (*Battery Energy Store System*), tem sido amplamente utilizado em diversas aplicações, tornando-se uma tendência global. Além dos benefícios econômicos, o sistema também tem se mostrado vantajoso do ponto de vista técnico. Seu conjunto de baterias é responsável por armazenar uma parcela da energia nos períodos em que há geração excedente, sendo descarregado posteriormente para suprir a demanda em momentos oportunos. Em síntese, sua implementação permite ao consumidor controlar o despacho da energia conforme sua necessidade. O sistema é composto por dispositivos de controle, banco de baterias, quadro de transferência, conversores CC-CA, sistema de gestão de temperatura, dispositivos de proteção e manobra (disjuntores). A Figura 51 apresenta os componentes do BESS e suas conexões.

O banco de baterias desempenha a função de armazenar a energia excedente da geração. Sua montagem é realizada a partir de células modulares, organizadas em *racks*, com configurações que variam conforme a capacidade dimensionada e aplicação específica. O sistema de controle supervisiona a operação das baterias, garantindo o correto despacho da energia armazenada. Seu software de gerenciamento controla os ciclos de carga e descarga das baterias, assegurando assim sua durabilidade. O sistema de gestão de temperatura monitora o ambiente de operação do BESS, por meio da leitura dos sensores de temperatura e umidade, acionando quando necessário, o ar-condicionado ou aquecedor. O conversor CC-CA realiza a transformação da energia armazenada em corrente contínua (CC), para ser consumida em corrente alternada (CA). Por fim, o quadro de transferência conecta o sistema de armazenamento à rede elétrica e às cargas do usuário [58].

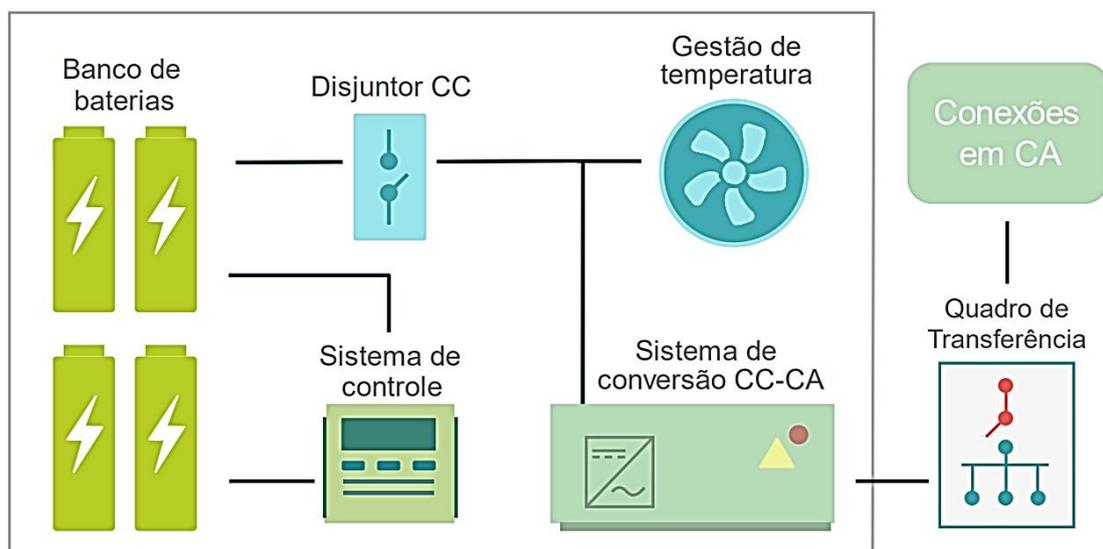


Figura 51 - Componentes do sistema de armazenamento por baterias

Fonte: Adaptado de Greener [58]

Do ponto de vista econômico, um dos principais desafios a implementação em larga escala dos sistemas de armazenamento está relacionado aos valores praticados pelo mercado de baterias. No entanto, a recente tendência de queda nos preços e os incentivos governamentais para a instalação de novas usinas de energias renováveis, têm estimulado o avanço nas pesquisas e no desenvolvimento dessa tecnologia. Como resultado, a redução nos custos tem levado a uma maior utilização desse sistema, uma vez que, em determinadas aplicações, o armazenamento de energia pode ser mais lucrativo do que a injeção na rede elétrica [58]. A Figura 52 demonstra a previsão da capacidade cumulativa dos sistemas de armazenamento por baterias para as próximas duas décadas.

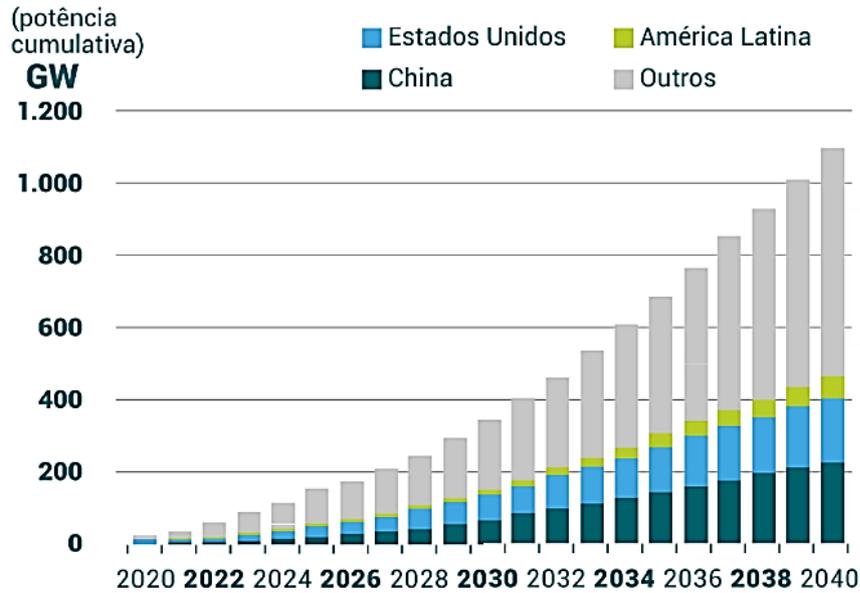


Figura 52 - Previsão da capacidade cumulativa de sistemas de armazenamento de energia

Fonte: Greener [58]

5.1.1 Principais Aplicações do Sistema de Armazenamento

Os sistemas de armazenamento de energia por baterias são utilizados para diversas finalidades, tais como *backup* de energia, redução de demanda, controle e gestão energética, melhoria na qualidade da energia, entre outras funcionalidades. A aplicação do sistema para redução de demanda contratada, também conhecida como *Peak Shaving*, consiste na implantação do banco de baterias para suprir picos de carga por um curto intervalo de tempo, conforme demonstra a Figura 53.

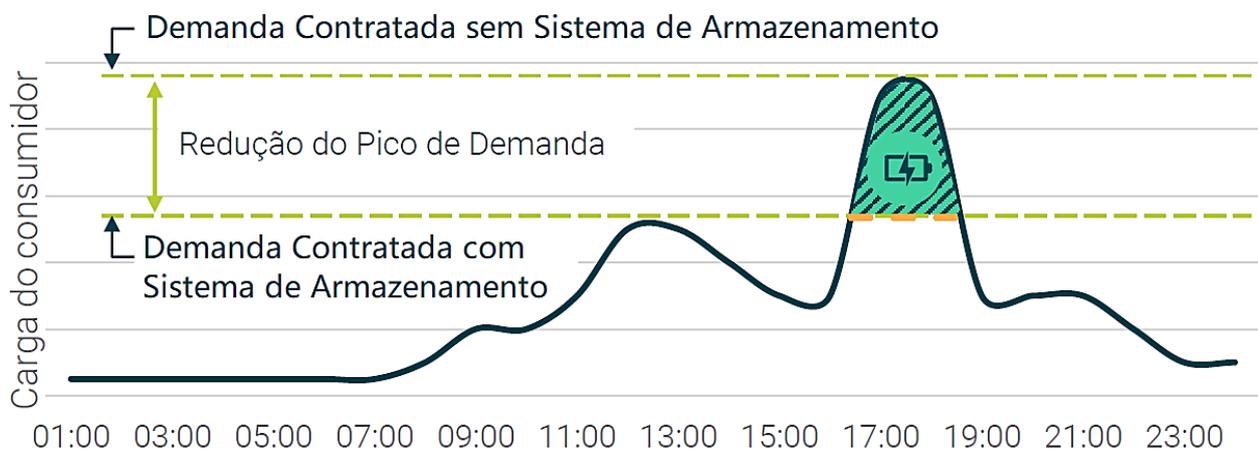


Figura 53 - Aplicação do *Peak Shaving* para redução do pico de carga

Fonte: Adaptado de Greener [58]

Essa aplicação viabiliza a redução da demanda contratada na instalação, permitindo que a energia excedente seja armazenada e consumida localmente durante períodos de pico de consumo, quando a demanda na carga está elevada. Além disso, essa solução é eficaz para consumidores que frequentemente pagam multas devido à ultrapassagem da demanda contratada. No entanto, sua implantação não é recomendada para clientes com picos de demanda prolongados ou que tenham um elevado fator de carga. A implementação dessa aplicação pode resultar em uma economia significativa para o consumidor final, visto que quanto maior for o valor da tarifa por ultrapassagem, maior será a atratividade e o retorno do investimento [58].

O sistema de armazenamento pode ainda ser utilizado com intuito de proporcionar à unidade geradora certa autonomia em relação à rede elétrica da concessionária. Essa aplicação surge como uma alternativa ao modelo de compensação parcial de créditos, que prevê o pagamento de algumas parcelas das tarifas TUSD e TE. Em síntese, nesses casos, o sistema de armazenamento é utilizado para reduzir a quantidade de energia injetada na rede, já que a energia armazenada é consumida localmente. Com o avanço das pesquisas sobre o uso de baterias para conservação de energia, a tendência é que o uso desses sistemas se torne cada vez mais atrativo para os consumidores.

As interrupções no fornecimento de energia elétrica, ocasionadas pela baixa confiabilidade do sistema elétrico brasileiro, fazem com que algumas regiões do país sofram com a falta de energia durante alguns períodos do ano. Desta forma, a aplicação do sistema de armazenamento de energia como *backup* se mostra uma alternativa viável como forma de garantir a segurança e a confiabilidade energética, reduzindo assim as perdas acarretadas pela queda no fornecimento. Além disso, o uso do sistema de armazenamento como *backup* propicia uma melhora significativa na qualidade da energia, através da absorção das flutuações de tensão e frequência da rede [58].

Os sistemas de armazenamento por baterias também podem ser utilizados como suporte às usinas renováveis, solar e eólica. Essas usinas têm como característica a geração intermitente de energia, uma vez que os recursos utilizados para produção – sol e vento – não têm provisionamento garantido ao longo de todo o dia. Consequentemente, o sistema de armazenamento se mostra um excelente aliado, funcionando como uma alternativa ao suprimento de energia nos momentos de intermitência na geração, viabilizando assim a utilização dessas fontes renováveis.

A utilização do sistema de armazenamento ainda pode ser aplicada como forma de reduzir custos, suprindo a demanda de energia nos momentos em que o valor da tarifa é mais elevado. Essa aplicação possibilita ao cliente ter um maior controle e uma gestão ativa dos seus gastos. O processo de arbitragem de energia é objeto de estudo desta tese, sendo detalhado no item 5.1.2.

5.1.2 Arbitragem de Energia: Time of Use

Dentre as aplicações do sistema de armazenamento por baterias, a solução de arbitragem de energia, também conhecida como *Time of Use* ou *Energy Shifting*, está entre as mais utilizadas. Para determinados grupos tarifários, o custo da energia apresenta variações conforme o horário de consumo. Essa diferenciação nas tarifas horo-sazonais é determinada de acordo com o posto tarifário, sendo classificada em hora ponta (HP) ou hora fora ponta (HFP). A variação nos preços das tarifas entre esses dois intervalos é significativa, sendo o valor HP mais elevado.

Nesse sentido, a estratégia de *Time of Use* consiste no processo de armazenamento de energia durante o período em que o valor da tarifa é reduzido (HFP), para ser consumida posteriormente no horário em que os custos são mais elevados (HP), conforme ilustra a Figura 54. Em síntese, o sistema de armazenamento por baterias aproveita as flutuações de preços ao longo do dia, resultando em economia na fatura. Assim, quanto maior for a diferença entre as tarifas por período, mais atrativa se torna a solução, proporcionando uma economia mais significativa.

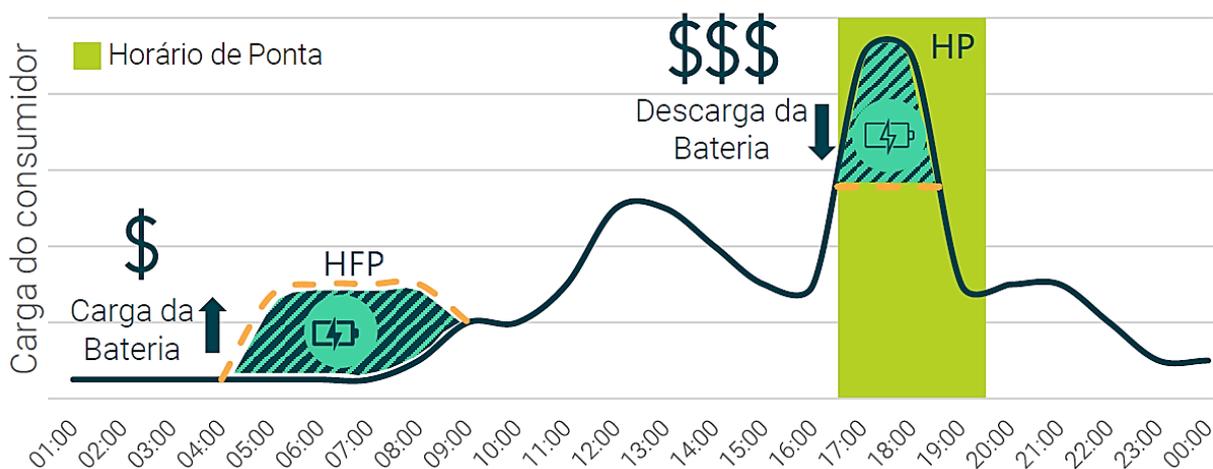


Figura 54 - Uso do sistema de armazenamento para suprir o consumo na HP

O debate sobre a aplicação do *Time of Use* tem ganhado relevância em virtude dos benefícios proporcionados aos consumidores. Nessa perspectiva, estudos recentes têm investigado os impactos da utilização do sistema de armazenamento para arbitragem de energia, conforme discutido em [59], [60], [61] e [62].

Em [59], Kadri *et al.* apresenta um estudo sobre a implantação do BESS, com objetivo de reduzir os custos na fatura de energia em três mercados distintos. O modelo proposto analisa o potencial de utilização do *Time of Use*, através da implantação do sistema no Canadá, nos Estados Unidos e na Austrália. O autor avalia a viabilidade técnica e econômica dessa aplicação, considerando as particularidades de cada localidade, como os preços das tarifas e as regulamentações vigentes. Como resultado da comparação entre os três países, conclui-se que o mercado australiano apresenta as condições mais favoráveis para a utilização do sistema BESS, para arbitragem de energia.

Em [60], Baloyi *et al.* propõe uma estratégia de otimização, dimensionamento e seleção de sistemas de armazenamento de energia por baterias para usinas fotovoltaicas conectadas à rede, na África do Sul. O estudo baseou-se na implementação do BESS em uma usina fotovoltaica já existente. O sistema foi dimensionado por meio da aplicação de uma função objetiva, visando minimizar os custos com BESS e maximizar a economia na fatura de energia, utilizando o *Time of Use*. Verificou-se que o uso do sistema proposto resulta em economia nos custos de eletricidade quando aplicado para atender às demandas de três, duas ou cinco horas, considerando suprir o pico da manhã, da noite ou de ambos os períodos, respectivamente. Os resultados indicaram que a implantação do sistema otimizado em usinas fotovoltaicas conectadas à rede trará vantagens econômicas ao consumidor.

Em [61], Karn *et al.* apresenta uma estratégia de gerenciamento de energia utilizando o BESS para residências que dispõem de geração de energia solar e eólica, estando conectadas à rede elétrica de distribuição. O artigo propõe uma estratégia de controle que otimiza o fluxo de energia, possibilitando a redução no valor da fatura, e viabilizando a venda dos créditos excedentes à rede. A estratégia proposta tem como principal objetivo programar o fluxo ideal de energia, minimizando o consumo da rede e maximizando o uso das fontes renováveis. Como resultado da implementação do algoritmo de otimização, concluiu-se que o valor investido no sistema poderá ser recuperado em sete anos.

Em [62], Kumari *et al.* apresenta uma estratégia de gestão de energia através da aplicação do *Time of Use* para consumidores residenciais na Índia. Com a implantação das redes

inteligentes (*Smart Grid*) no país, o valor da tarifa passou a ser ajustado conforme a hora, o dia e a estação do ano. Nesse contexto, a utilização de sistemas de armazenamento por baterias tornou-se economicamente viável como uma solução para minimizar os custos com a energia. O autor propõe, em [62], uma estratégia de gerenciamento do consumo por meio da aplicação de um algoritmo de otimização. O sistema de controle é programado para escalonar as fontes de geração, considerando alimentar a carga, sempre que possível, com a energia provida pela usina solar ou pelas baterias. Em síntese, o consumo de energia proveniente das fontes renováveis é maximizado, enquanto o uso da energia fornecida pela rede é minimizado. Como resultado da implantação do sistema proposto, o valor total da fatura paga à concessionária teve uma redução de 41,88%. A partir da análise desses resultados, o autor ainda estima que o custo de instalação da usina fotovoltaica, poderá ser recuperado em três anos e quatro meses. Além dos benefícios para os consumidores, a concessionária também será beneficiada, visto que haverá uma redução na demanda da rede durante os horários de pico.

O sistema proposto nesta tese contempla a utilização de baterias para o armazenamento de energia, com o objetivo de realizar a arbitragem da tarifa por meio da gestão do horário de consumo. O dimensionamento e a simulação do sistema de armazenamento proposto são apresentados neste capítulo.

5.1.3 *Projetos de Sistemas de Armazenamento no Brasil*

No Brasil, alguns sistemas de armazenamento de energia por baterias já estão em operação, e novas aplicações vêm sendo implantadas, promovendo o uso dessa tecnologia no país. O marco que impulsionou o avanço nas pesquisas e na utilização desse sistema ocorreu em 2016, quando a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) lançou a chamada pública P&D Estratégico nº 21/2016 – Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro. Com a previsão de investir mais de R\$400 milhões, foram aprovados 23 projetos com conclusão no ano de 2022. A chamada pública teve como objetivo investir na pesquisa e no desenvolvimento de projetos de sistemas de armazenamento de energia, visando a avaliação e a inserção dessa tecnologia no setor elétrico brasileiro. A proposta envolveu a implementação de projetos de maneira sustentável, criando condições para o desenvolvimento de base tecnológica, propriedade intelectual e infraestrutura de produção nacional [63].

Dentre os sistemas já instalados e em operação, destaca-se o Projeto Lençóis, localizado na Ilha de Lençóis (MA), desenvolvido em parceria com o programa Luz Para Todos, do

Ministério de Minas e Energia. Sua inauguração ocorreu em 2008, com a principal finalidade de proporcionar acesso à energia para essa localidade, que não possuía conexão com a rede elétrica pública. O projeto consiste em um sistema *Off-grid*, que dispõe de geradores de energia eólica e solar, além de contar com um gerador a diesel utilizado como *backup* durante as manutenções do sistema.

Outro projeto que se destacou como o primeiro sistema híbrido do Brasil está instalado em uma propriedade rural no estado de Goiás. Inicialmente aplicado em um sistema de irrigação alimentado exclusivamente por geradores a diesel, o projeto passou por uma reformulação. Foram adicionados um sistema fotovoltaico e um banco de baterias, resultando em uma economia de 60% no consumo de diesel. Atualmente, o projeto dispõe de uma usina solar fotovoltaica com potência de 773kWp, um gerador a diesel de 750kVA e um banco de baterias com capacidade de 300kWh. Configurado como um sistema *Off-grid*, ele opera como uma microrrede, desfrutando de total autonomia em relação à rede elétrica de distribuição.

Em virtude da desconexão do Sistema Interligado Nacional (SIN) em determinadas regiões do país, como é caso da ilha de Fernando de Noronha, a adoção de alternativas torna-se necessária para garantir o suprimento de energia elétrica. Diante desse cenário, foram conduzidas pesquisas em colaboração com a CEPEL, visando a implantação de fontes de geração renováveis na ilha como substituição total ou parcial do diesel. A solução encontrada envolve a instalação de uma microrrede composta por uma usina solar de 1 MWp e um sistema de armazenamento com capacidade de 510 kWh. Essa configuração permite suprir o consumo de 20% das residências da ilha.

Outro projeto que vem ganhando destaque é o sistema de armazenamento que está sendo instalado pela Vale no terminal da Ilha Guafba (RJ). Com uma capacidade de 10MWh, o sistema será utilizado para a arbitragem da tarifa (*Time of Use*). Em síntese, a energia armazenada substituirá o fornecimento da rede elétrica da distribuidora nos horários em que o valor da tarifa é mais elevado. A estimativa é que haja uma redução de até 20% nos custos com energia elétrica. De forma complementar, a aplicação deste sistema tem como estratégia a descarbonização da empresa, por meio da substituição do uso do diesel por fontes de energias renováveis. Atualmente, o projeto é um dos maiores sistemas de armazenamento para suprimento de demanda elétrica do país.

Com objetivo de otimizar a gestão energética de sua planta, a empresa Brasal Refrigerantes, localizada em Brasília (DF), implementou um sistema de armazenamento de

energia por baterias com capacidade de 268,8kWh. O projeto desempenha dupla funcionalidade, atuando nas modalidades de *Time of Use* e *Peak Shaving*. Assim, além de suprir o consumo nos horários de ponta, o sistema também contribui para a redução dos picos de consumo da carga.

De maneira similar, a empresa Aldo, situada em Maringá (PR), implementou um sistema de armazenamento por baterias com o objetivo de oferecer *backup* à rede, além de atuar nas modalidades de *Time of Use* e *Peak Shaving*. Como resultado, o projeto realiza a gestão completa da demanda contratada, evitando cobranças de multas por ultrapassagem, além de assumir o consumo das cargas nos momentos em que o valor da tarifa está mais elevado. O sistema dispõe de uma usina fotovoltaica com potência de 300kWp e um banco de baterias com capacidade de 414kWh.

A Cemig também realizou recentemente a instalação de um sistema de armazenamento por baterias em Uberlândia (MG), com o objetivo de compreender os impactos da aplicação dessa tecnologia na redução do consumo em horários de pico. A principal finalidade da implantação da usina é viabilizar o desenvolvimento de um modelo de negócio por meio da utilização de plantas híbridas, que combinem geração solar com uso dos sistemas de armazenamento. Nessa instalação foram utilizadas duas tecnologias de baterias: de íon lítio com capacidade de 1360kWh, e de chumbo ácido, com 225kWh.

Além desses, diversos outros projetos vêm sendo instalados no país, contribuindo significativamente com o avanço nas pesquisas e promovendo debates sobre a utilização dos sistemas de armazenamento por baterias [58].

5.1.4 Tipos de Baterias

As baterias utilizadas nos sistemas *Off-grid* e híbridos desempenham a função de armazenar parte da energia gerada, conferindo ao consumidor uma maior autonomia em relação ao uso da rede da concessionária. Dessa maneira, o recente avanço no desenvolvimento de novas tecnologias de armazenamento tem contribuído para a disseminação do uso dos sistemas fotovoltaicos, tornando suas aplicações cada vez mais viáveis e atrativas.

Além disso, a recente evolução no mercado de veículos elétricos tem estimulado o desenvolvimento de pesquisas e a elaboração de novos modelos de baterias. De forma similar, o crescimento do mercado de fontes renováveis com geração intermitente, como energia solar fotovoltaica e eólica, também tem colaborado para o desenvolvimento de novas tecnologias,

visto que o uso de baterias nessas ocasiões flexibiliza o despacho da geração [64]. Como resultado da disseminação do uso dos sistemas de armazenamento, o preço das baterias tem reduzido de maneira expressiva. O avanço das tecnologias também tem colaborado com o aperfeiçoamento de características como aumento da velocidade de recarga, melhorias na segurança, ampliação da autonomia e aumento da vida útil.

Dentre as principais tecnologias em baterias utilizadas em sistemas fotovoltaicos, destacam-se as de Chumbo Ácido, Íon Lítio e as Baterias de Fluxo. Suas principais características são apresentadas na Tabela 8. A escolha da tecnologia de bateria ideal varia de acordo com as particularidades de cada projeto. Por essa razão, é necessário realizar um levantamento prévio de informações sobre as condições de operação e aplicação do sistema. A definição inadequada do modelo pode resultar em falhas na operação ou até mesmo tornar o projeto economicamente inviável.

Tabela 8 - Tecnologia de Baterias

Característica	Chumbo Ácido	Íon Lítio	Bateria de Fluxo
Tempo de descarga	Até 20 horas	Até 4 horas	4 ~ 10 horas
Vida útil (ciclos)	200 ~ 800	2000 ~ 8000	10000 ~ 15000
Eficiência da bateria	60% ~ 70%	85% ~ 98%	60% ~ 85%
Densidade energética	Baixa	Alta	Média
Toxicidade	Elevada	Média	Depende do material
Preço (USD)	Até \$100/kWh	Até \$200/kWh	\$200 ~ \$600/kWh
Segurança	Média	Baixa/Média	Possíveis vazamentos

Fonte: Greener [58]

5.2 Dimensionamento do Sistema de Armazenamento

Nesta subseção, são apresentados os resultados obtidos com o dimensionamento de um sistema fotovoltaico híbrido para Usina Solar Padre Furusawa. Este modelo de sistema possui conexão com a rede elétrica de distribuição e dispõe de um banco de armazenamento por baterias, que pode ser utilizado para aplicação do *Time of Use*. A implementação deste sistema tem como finalidade viabilizar a arbitragem da tarifa de energia, reduzindo o consumo durante o período de HP, resultando em economia na fatura. A solução é dimensionada para compensar o consumo da ETE"FMC", unidade consumidora onde está instalada a usina, de forma que a energia gerada seja armazenada para posterior consumo.

Os postos tarifários são definidos por cada concessionária, sendo estabelecidos durante a revisão tarifária, que ocorre a cada 4 ou 5 anos. No caso da Cemig, o período de HP vai das 17h até as 20h, com uma duração de três horas consecutivas. Essa diferenciação na tarifa ocorre de segunda a sexta-feira, exceto em dias de feriados nacionais. A ETE" FMC" está conecta à rede elétrica de distribuição da Cemig, sendo enquadrada no subgrupo A4, na modalidade horária verde. Os valores pagos nas tarifas HP e HFP em cada bandeira tarifária para esses consumidores são apresentados na Tabela 9. Esses valores foram definidos no reajuste tarifário anual da Cemig, ocorrido em 21 de junho de 2022. Conforme demonstrado na Tabela 9, para determinados postos tarifários, a diferença entre os preços praticados por período pode ser de quase cinco vezes.

Tabela 9 - Valor das tarifas⁶ HP e HFP para consumidores A4 Verde, da Cemig

Bandeira Tarifária	HFP [R\$/kWh]	HP [R\$/kWh]	ΔHP/HFP
Bandeira Verde	0,3495	1,70529	4,8792
Bandeira Amarela	0,37939	1,73518	4,5736
Bandeira Vermelha Patamar 1	0,4145	1,77029	4,2709
Bandeira Vermelha Patamar 2	0,44745	1,80324	4,0301
Bandeira Escassez Hídrica	0,4915	1,84729	3,7584

Fonte: Cemig [65]

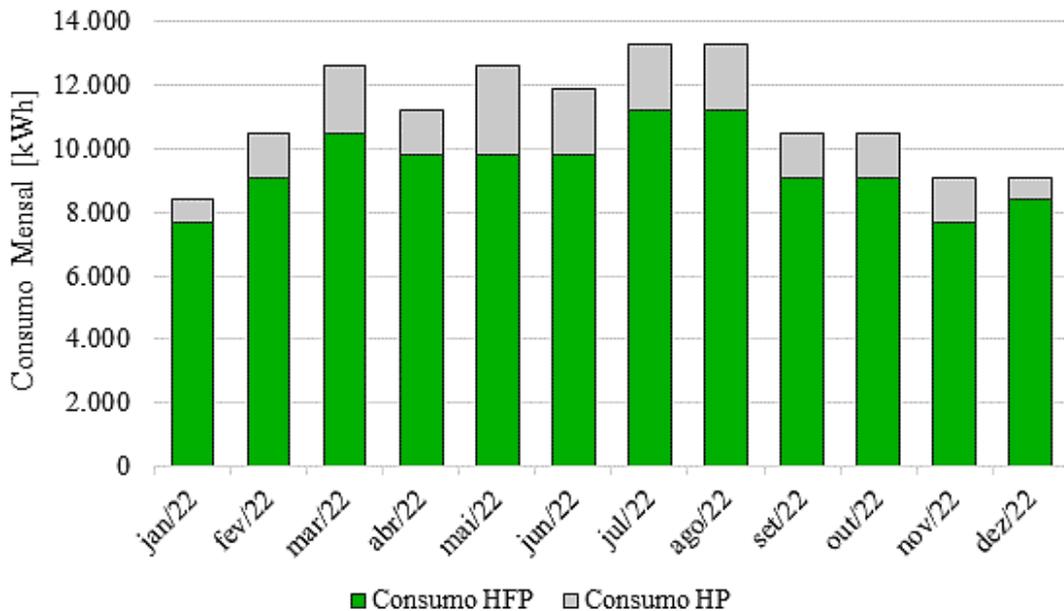


Figura 55 - Parcela de consumo HP e HFP no ano de 2022

Fonte: ETE" FMC" [53]

⁶ Valores das tarifas sem incidência de impostos.

A Figura 55 apresenta o consumo da ETE" FMC" segmentado pelas parcelas que correspondem aos períodos de HP e HFP. Por se tratar de uma instituição de ensino, observa-se que o consumo é maior entre os meses de fevereiro a novembro, que corresponde ao período letivo. Nos meses de janeiro e dezembro, há uma redução considerável no consumo de energia, em decorrência das férias escolares.

A análise do gráfico revela que o consumo no período HP corresponde a uma parcela de aproximadamente 20% do consumo total, com valores variando entre 2000 e 3000 kWh/mês. Neste contexto, a implementação do sistema proposto tem como objetivo reduzir o consumo de energia fornecida pela rede elétrica durante esse período, através da aplicação do *Time of Use* para arbitragem de energia.

Para realizar o dimensionamento do banco de baterias que será utilizado, deve-se considerar o perfil de consumo da ETE" FMC", apresentado na Figura 55. Assim, o sistema proposto é dimensionado para suprir o consumo de 3000kWh/mês, que corresponde ao valor máximo de HP durante o período de um mês. O consumo HP por dia ($C_{TOTAL\ DIA}$) é obtido através da divisão do consumo total mensal ($C_{TOTAL\ MÊS}$) pela quantidade de dias úteis do mês, conforme apresenta a equação (20). Levando-se em consideração que cada mês possui em média 21 dias úteis, o resultado do $C_{TOTAL\ DIA}$ será de 142,86kWh/dia.

$$C_{TOTAL\ DIA} = \frac{C_{TOTAL\ MÊS}}{dias\ uteis} \quad (20)$$

Com base no valor obtido, a energia armazenada (E_A) pode ser calculada através da equação (21), que considera o consumo HP por dia ($C_{TOTAL\ DIA}$), o número de dias de autonomia (N_A), o fator de correção da bateria (f_c), a profundidade de descarga (P_D), e a eficiência da bateria (R_E) [60] [66].

$$E_A = \frac{C_{TOTAL\ DIA} \times N_A \times f_c}{P_D \times R_E} \quad (21)$$

A profundidade de descarga, também conhecida como *Depth of Discharge* (DoD), é um parâmetro que indica a porcentagem de descarregamento da bateria em relação à sua capacidade. Este parâmetro tem relação direta com a vida útil da bateria, de forma que quanto maior a descarga, menor será sua vida útil. A eficiência da bateria, também é conhecida como *Roundtrip Efficiency* (R_E), é um indicador que define a relação entre a energia armazenada durante os ciclos de recarga e a energia fornecida pela bateria [67].

O fator de correção da bateria (f_c) pode ser calculado pela equação (22). De acordo com [68] e [69], alguns parâmetros devem ser considerados para que o dimensionamento da bateria seja equivalente ao cenário real. À medida que a bateria se aproxima do fim de sua vida útil, ela passa por um processo de degradação que impacta diretamente no seu desempenho. Este parâmetro é conhecido como fator de envelhecimento da bateria (f_e). Outro parâmetro que deve ser considerado no dimensionamento é o fator de temperatura da bateria (f_{temp}), que influencia de maneira direta em sua longevidade. O fabricante estipula o desempenho da bateria a uma temperatura de referência de 25°C. Logo, a variação da temperatura de operação resulta em uma alteração na capacidade da bateria. Considerando o fator de temperatura (f_{temp}) de 0,94 (32°C) [68], e o fator de envelhecimento (f_e) de 15% (1,15) [60] [69], o resultado do fator de correção será de 1,081.

$$f_c = f_e \times f_{temp} \quad (22)$$

A capacidade do banco (C_{BANCO}) é determinada pela divisão entre a energia armazenada (E_A) e a tensão do banco (V_{BANCO}), conforme é apresentado na equação (23).

$$C_{BANCO} = \frac{E_A}{V_{BANCO}} \quad (23)$$

O número de bancos de baterias conectados em paralelo (N_{BP}) é calculado pela equação (24), sendo o resultado da divisão entre a capacidade de armazenamento do banco (C_{BANCO}) e a capacidade de cada bateria usada no banco (C_{BAT}).

$$N_{BP} = \frac{C_{BANCO}}{C_{BAT}} \quad (24)$$

Por fim, o número de bancos de baterias conectados em série (N_{BS}) é obtido pela equação (25), sendo o resultado da divisão entre a tensão do banco (V_{BANCO}) e a tensão da bateria (V_{BAT}).

$$N_{BS} = \frac{V_{BANCO}}{V_{BAT}} \quad (25)$$

Para exemplificar o dimensionamento do sistema fotovoltaico híbrido, foram utilizados três modelos de bancos de baterias de Íon Lítio, fabricados pela *LG Chem*, com capacidades de 881V/129Ah, 720V/296Ah e 874V/296Ah. Objetivando-se atender o consumo em horário

ponta (HP) de 142,86kWh/dia, considerando as profundidades de descarga de 70% e 80%, a eficiência da bateria de 90% e o fator de correção de 1,081. Os resultados obtidos no dimensionamento do banco de baterias estão apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 - Dimensionamento do sistema de armazenamento de energia por baterias⁷

Especificações da Bateria	Profundidade 70%	Profundidade 80%
Banco de Baterias 881V/129Ah	2,156 \approx 2	1,887 \approx 2
Banco de Baterias 720V/296Ah	1,151 \approx 1	1,006 \approx 1
Banco de Baterias 874V/296Ah	0,947 \approx 1	0,829 \approx 1
Energia Armazenada	142,86kWh/dia	

Fonte: Elaboração própria

Outro aspecto relevante para a escolha do modelo da bateria é a sua capacidade de carga e descarga, a qual deve estar em conformidade com as especificações da aplicação. Na Tabela 11, são apresentados os resultados da energia armazenada, obtidos por meio da simulação dos sistemas dimensionados, no software PVSyst. Tendo em vista que o banco de baterias foi projetado para suprir um consumo HP de 142,86kWh/dia, todos os cenários mostraram-se eficazes. De maneira complementar, outros resultados obtidos através da simulação do sistema são apresentados na subseção a seguir.

Tabela 11 - Resultado da energia armazenada simulada

Profundidade de Descarga	Nº de Banco de Baterias	Energia Armazenada Simulada [kWh/dia]
Banco de Baterias 881V/129Ah		
70%	2	160,0
80%	2	182,8
Banco de Baterias 720V/296Ah		
70%	1	150,4
80%	1	171,9
Banco de Baterias 874V/296Ah		
70%	1	182,6
80%	1	208,7

Fonte: Elaboração própria

⁷ Os valores de profundidade de descarga apresentados nesta tabela foram definidos com a finalidade de exemplificar o dimensionamento proposto e de comprovar sua eficácia por meio da simulação no software PVSyst. Os resultados obtidos com o valor da profundidade de descarga otimizada serão apresentados posteriormente nos Capítulos 6 e 7 desta tese.

5.3 Simulação Computacional com PVSyst

Com a finalidade de comprovar a eficácia do dimensionamento proposto, são apresentados nesta subseção os resultados obtidos com a simulação do sistema fotovoltaico híbrido, implementado conforme as especificações determinadas pelo modelo dimensionado na subseção 5.2. Para exemplificar, os resultados foram obtidos utilizando o banco de baterias do fabricante *LG Chem*, com capacidade de 720V/296Ah e profundidade de descarga de 80%. A Tabela 12 detalha os principais resultados do sistema ao longo de um ano, incluindo as parciais de cada mês. A simulação resultou em um total de 1635,3 MWh/ano de energia gerada. Quanto ao indicador de desempenho, *performance ratio* (PR), que avalia a geração real de uma usina em relação à sua geração máxima possível, obteve-se o resultado de 0,801. Para esta localidade, a irradiação global efetiva total é de 1709,9MWh/ano. O resultado total da energia consumida no período HP, a ser armazenada no banco de baterias, é de 35,98MWh/ano, equivalente ao valor médio de 3000kWh/mês.

Tabela 12 - Principais resultados do sistema fotovoltaico híbrido

Mês	Irradiação Global Efetiva [kWh/m²]	Energia Consumida HP [MWh]	Energia Gerada [MWh]	Índice de Performance PR
Janeiro	132,6	3,056	126,4	0,790
Fevereiro	137,6	2,760	128,5	0,780
Março	142,2	3,056	133,2	0,786
Abril	136,6	2,957	129,1	0,796
Mai	138,9	3,056	135,1	0,815
Junho	132,3	2,957	131,4	0,829
Julho	150,6	3,056	149,1	0,829
Agosto	166,7	3,056	158,5	0,807
Setembro	151,1	2,957	142,2	0,796
Outubro	140,6	3,056	132,2	0,786
Novembro	147,2	2,957	140,6	0,797
Dezembro	133,5	3,056	129,2	0,800
Total no ano	1709,9	35,98	1635,3	0,801

Fonte: Simulação PVSyst

Ainda como resultado da simulação, os principais coeficientes de desempenho do sistema híbrido são apresentados na Tabela 13. Onde Y_r representa a energia incidente de referência; L_c são as perdas do grupo fotovoltaico normalizadas; Y_a é a produção do grupo fotovoltaico normalizada; L_s são as perdas do sistema normalizadas; Y_f é a produção do sistema normalizada.

Tabela 13 - Coeficientes de performance normalizados do sistema híbrido

Mês	Y_r [kWh/m ² /dia]	L_c [rácio]	Y_a [kWh/kWp/dia]	L_s [rácio]	Y_f [kWh/kWp/dia]
Janeiro	4,56	0,898	3,66	0,061	3,60
Fevereiro	5,20	1,079	4,12	0,066	4,06
Março	4,83	0,969	3,86	0,063	3,80
Abril	4,78	0,911	3,87	0,062	3,80
Mai	4,72	0,809	3,91	0,063	3,85
Junho	4,67	0,739	3,93	0,062	3,87
Julho	5,13	0,811	4,32	0,068	4,25
Agosto	5,60	1,012	4,59	0,073	4,52
Setembro	5,26	1,005	4,26	0,069	4,19
Outubro	4,79	0,961	3,83	0,062	3,77
Novembro	5,20	0,987	4,21	0,068	4,14
Dezembro	4,61	0,863	3,74	0,060	3,69
Total no ano	4,94	0,919	4,03	0,065	3,96

Fonte: Simulação PVSyst

A Figura 56 apresenta a energia normalizada diária resultante do sistema híbrido, destacando a parcela de perda por absorção do grupo fotovoltaico (L_c), as perdas do sistema considerando todos os demais componentes (L_s) e a energia útil produzida na saída do inversor. Dessa forma, torna-se possível compreender as perdas de energia que ocorrem diariamente no sistema. Para o sistema híbrido com armazenamento, a média da energia útil produzida foi de 3,97kWh/dia. Os percentuais das perdas do grupo fotovoltaico, as perdas do sistema e a energia útil produzida podem ser observados na Figura 57. Analisando os resultados obtidos, destaca-se que o percentual médio da energia produzida é de 80,2%, em conformidade com o indicador *performance ratio*, que é 0,801.

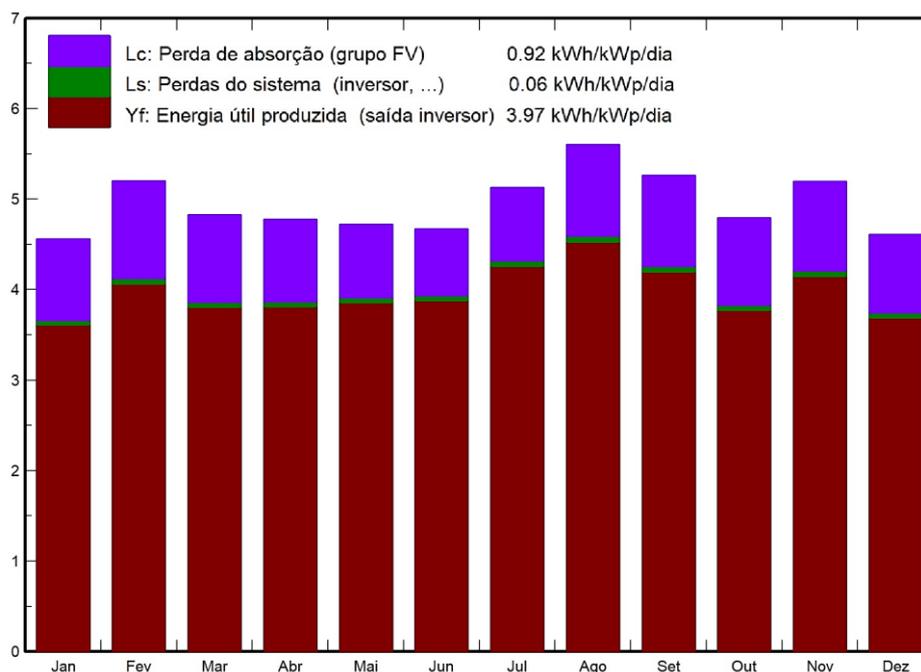


Figura 56 - Produção normalizada de energia do sistema fotovoltaico híbrido

Fonte: Simulação PVSyst

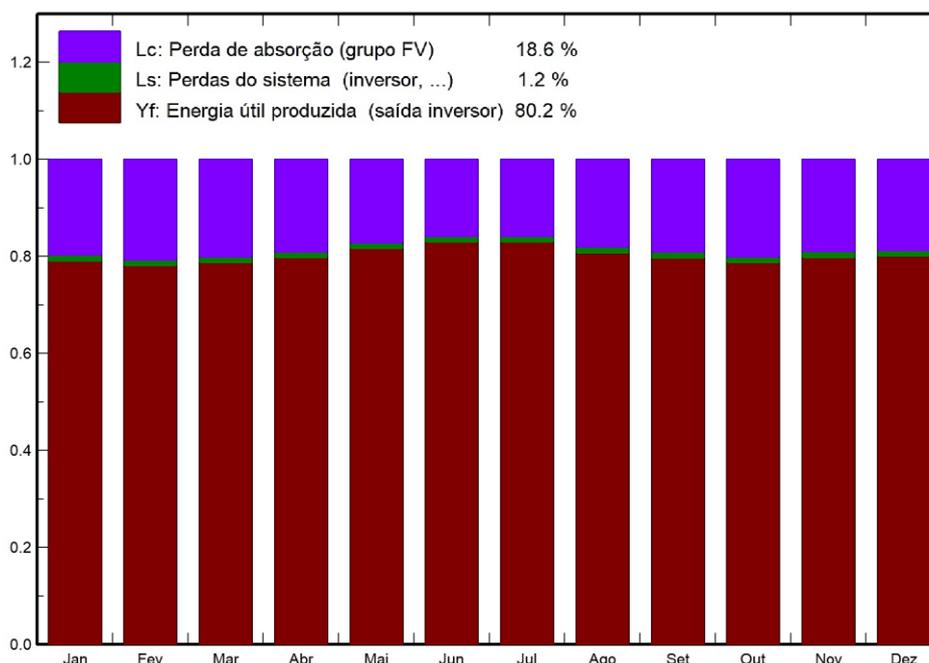


Figura 57 - Fatores de produção e de perdas normalizados do sistema fotovoltaico híbrido

Fonte: Simulação PVSyst

Por fim, a Figura 58 mostra o diagrama detalhado das perdas do sistema fotovoltaico híbrido. Como resultado da saída do sistema, 36MWh/ano serão armazenados e 1573MWh/ano serão utilizados ou injetados na rede, permitindo que os créditos sejam compartilhados entre as

unidades consumidoras. O relatório que abrange os demais resultados obtidos com a simulação do sistema híbrido proposto, encontra-se no Anexo II desta tese.



Figura 58 - Diagrama de perdas do sistema híbrido

Fonte: Simulação PVSyst

5.4 Conclusão

Fica evidente, a importância da aplicação dos sistemas de armazenamento por baterias, como uma forma de ampliar a autonomia dos sistemas fotovoltaicos. O avanço das pesquisas e a redução dos custos das tecnologias, viabilizaram a implementação dos sistemas de armazenamento, tornando-os mais atrativos. No Brasil, já existem diversos projetos em operação que utilizam soluções de armazenamento de energia em baterias. Os dados apresentados neste capítulo, confirmam a possibilidade de implementar essa tecnologia para a arbitragem da tarifa de energia na ETE"FM". Diante desses resultados, é possível afirmar, com base sólida, a viabilidade técnica da utilização desse sistema na Usina Solar Padre Furusawa. Assim, a solução proposta neste trabalho pode ser utilizada como referência para pesquisas e implementações de sistemas de armazenamento em usinas já existentes no Brasil, contribuindo também com o desenvolvimento de estratégias para a implantação de novos sistemas. A análise de viabilidade econômica deste projeto é apresentada no próximo capítulo.

6 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

Neste capítulo, são detalhadas as informações referentes à análise de viabilidade econômica do sistema de armazenamento por baterias previamente dimensionado. O capítulo é introduzido com a apresentação das premissas utilizadas na análise econômica, detalhando as informações consideradas no estudo. Na sequência, são demonstrados os cálculos relacionados à receita do investimento, o detalhamento dos custos de operação e manutenção, além das informações sobre a classificação tributária da ETE" FMC". Por fim, são destacados os principais resultados e discussões acerca da viabilidade econômica do projeto.

6.1 Premissas para Análise Econômica

A análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico representa uma das etapas mais relevantes na tomada de decisão pelo investimento. Através dessa análise, torna-se possível concluir se o investimento no projeto é vantajoso. No entanto, a definição das premissas, impacta de maneira direta na confiabilidade dos resultados, tornando-os mais ou menos representativos do cenário real. Por essa razão, diversos fatores técnicos e econômicos devem ser considerados, para que os resultados da análise reproduzam da melhor forma possível a realidade do projeto. As variáveis definidas para análise econômica do sistema estão apresentadas na Tabela 14.

Tabela 14 - Premissas para Análise Econômica

Variável	Valor
Valor da tarifa HP [R\$/kWh]	R\$2,36934 ~ 2,56664
Valor da tarifa HFP [R\$/kWh]	R\$0,48560 ~ 0,68289
Valor HP - HFP [R\$/kWh] ⁸	R\$1,88374
Crescimento da tarifa [% a. a.]	2% ~ 6%
Perda de eficiência dos módulos [% a. a.]	0,6% ~ 0,8%
Degradação da bateria [% a. a.]	3% e 0,5%
Taxa Mínima de Atratividade [%]	6,27%
Pagamento do investimento	Capital Próprio

Fonte: Elaboração própria

⁸ Valor obtido pela subtração da tarifa HP pela HFP, para todas as bandeiras tarifárias [59].

As tarifas HP e HFP apresentadas na Tabela 14 referem-se aos valores pagos pelos consumidores da Cemig pertencentes ao subgrupo A4, na modalidade horária verde. O preço da tarifa se altera conforme a bandeira tarifária vigente. Entretanto, para a análise da viabilidade econômica do sistema de armazenamento por baterias, deve-se considerar a diferença entre as tarifas HP e HFP. Sendo assim, o valor definido será de R\$1,88374/kWh, para todas as bandeiras tarifárias [65].

A Tabela 15 apresenta o valor das tarifas de energia de acordo com cada bandeira tarifária, considerando a incidência de impostos. Os valores foram obtidos para alíquota do PIS/PASEP de 0,72%⁹, e do CONFINS de 3,32%¹⁰. Quanto à alíquota do ICMS, foi considerado o valor de 25%, conforme determina a Lei nº 21.781, de 02 de outubro de 2015.

Tabela 15 - Valor das tarifas HP e HFP, com incidência de impostos

Bandeira Tarifária	HFP [R\$/kWh]	HP [R\$/kWh]	HP - HFP [R\$]
Bandeira Verde	0,48560	2,36934	1,88374
Bandeira Amarela	0,52713	2,41087	1,88374
Bandeira Vermelha Patamar 1	0,57591	2,45965	1,88374
Bandeira Vermelha Patamar 2	0,62169	2,50543	1,88374
Bandeira Escassez Hídrica	0,68289	2,56664	1,88374

Fonte: Adaptado de CEMIG [65]

Outra importante variável a ser considerada na análise econômica é o aumento do valor da tarifa para cada ano, pois esse acréscimo impacta diretamente no cálculo da receita do investimento. Considerando os dados históricos, estima-se que a variação dos preços da tarifa de energia seja de 2% a 6% ao ano [48]. Portanto, para o desenvolvimento da análise econômica desta tese, será considerado o valor de 6% ao ano, que mais se aproxima do reajuste médio da Cemig dos últimos dez anos (6,05%¹¹).

A perda de eficiência dos módulos devido à degradação ao longo dos anos de operação da usina também deve ser considerada na análise financeira. Para o primeiro ano de funcionamento do sistema, a perda é em média de 2%. Nos anos seguintes, até o fim da vida útil da usina, o valor varia de 0,6% a 0,8% ao ano. Logo, o valor médio definido para perda de eficiência dos módulos será de 0,7% ao ano [70]. Conforme informações do fabricante do painel, a vida útil do sistema é de 25 anos [71]. Da mesma forma, as perdas ocasionadas pela

⁹ O valor médio do PIS/PASEP dos últimos doze meses é de 0,72%.

¹⁰ O valor médio do COFINS dos últimos doze meses é de 3,32%.

¹¹ O valor médio do reajuste da tarifa da Cemig de 2012 a 2022, é de 6,05%.

degradação das baterias que compõem o sistema de armazenamento também devem ser consideradas. Durante o primeiro ano de operação do sistema, a perda é em média de 3%. Nos demais anos de funcionamento, a perda é de 0,5% ao ano. Vale lembrar que os valores estipulados nesta tese podem variar de acordo com o fabricante, modelo e as condições de operação da bateria [58].

O valor da TMA corresponde à taxa de retorno sobre o capital aplicado. Para que o investimento seja atrativo, a taxa de retorno deve refletir o custo de oportunidade do capital próprio do investidor ajustado ao risco do projeto [50]. Tendo em vista que o sistema proposto nesta tese é um empreendimento da Associação Nóbrega de Educação e Assistência Social (ANEAS) - uma instituição de direito privado sem fins lucrativos, filantrópica, de natureza educativa, cultural, assistencial e beneficente - justifica-se a utilização da taxa de rendimento SELIC descontada pelo IPCA¹², como TMA. Considerando os valores¹³ da taxa SELIC de 10,50% e do IPCA de 4,23%, o rendimento líquido resulta em 6,27%.

Por fim, para o desenvolvimento desta tese, será considerada a utilização de capital próprio (sem financiamento) como forma de pagamento pelo investimento. Logo, as premissas definidas não se aplicam a projetos financiados. Para essas situações, outras variáveis deverão ser consideradas.

6.2 Receita do Investimento

O sistema proposto nesta tese tem o objetivo viabilizar a gestão do horário de consumo através do uso de um sistema de armazenamento por baterias, que será utilizado para arbitragem da tarifa de energia (*Time of Use*). A definição dos preços das tarifas horo-sazonais varia de acordo com a concessionária de energia, havendo alteração nos valores para cada região do país. A Tabela 16 apresenta a variação nos preços das tarifas de algumas das principais concessionárias do Brasil. O retorno do investimento obtido com a utilização do sistema de armazenamento está diretamente relacionado ao preço da tarifa, sendo este um dos principais fatores para definir a atratividade do sistema. Desta forma, quanto maior for a diferença entre as tarifas HP e HFP, mais viável será a aplicação, e maior será o retorno do investimento no sistema de armazenamento.

¹² O investimento em títulos de renda fixa atrelados à SELIC descontada pelo IPCA, estão associados a um baixo risco.

¹³ Valores acumulados dos últimos 12 meses, referentes a junho de 2024.

Tabela 16 - Valor das tarifas¹⁴ para cada concessionária

Concessionária	UF	HFP	HP	Δ HP/HFP	HP - HFP
		[R\$/kWh]	[R\$/kWh]		[R\$]
Equatorial Cepal	PA	0,32654	3,59112	10,99749	3,26458
Neoenergia Coelba	BA	0,33867	2,89329	8,54310	2,55462
Sulgipe	SE	0,27803	2,18305	7,85185	1,90502
Cersul	SC	0,23065	1,78406	7,73492	1,55341
Neoenergia Cosern	RN	0,34468	2,38881	6,93052	2,04413
Equatorial Cemar	MA	0,31318	2,16078	6,89948	1,84760
Energisa MT	MT	0,37088	2,26328	6,10246	1,89240
Equatorial CEAL	AL	0,38873	2,22303	5,71870	1,83430
Neoenergia Elektro	SP	0,31774	1,70179	5,35592	1,38405
Cemig	MG	0,34950	1,70529	4,87923	1,35579
Neoenergia Celpe	PE	0,40450	1,88798	4,66744	1,48348
Equatorial CEEE	RS	0,40367	1,80981	4,48339	1,40614
EDP ES	ES	0,40113	1,6628	4,14529	1,26167
Copel Paraná	PR	0,35805	1,41554	3,95347	1,05749
CPFL Paulista	SP	0,45722	1,61024	3,52181	1,15302
Celesc	SC	0,37629	1,31168	3,48582	0,93539
Hidropan	RS	0,33116	1,02369	3,09122	0,69253
Light	RJ	0,48578	1,36538	2,81070	0,87960
Neoenergia BSB	DF	0,45939	1,14760	2,49810	0,68821

Fonte: Elaboração própria

O cálculo da receita do investimento no sistema de armazenamento é feito com base na diferença entre as tarifas HP e HFP. Isto ocorre porque a geração de energia pelos sistemas fotovoltaicos acontece predominantemente durante o posto tarifário HFP. Logo, o sistema de baterias é carregado durante o período HFP, e a energia armazenada é consumida na HP. Dessa forma, a receita é calculada em função da diferença entre as tarifas, pois a energia gerada passa a ser armazenada, ao invés de ser injetada na rede para geração créditos de consumo de HFP. Em contrapartida, durante o período HP, a unidade consumidora tem a possibilidade de utilizar a energia armazenada na bateria, evitando o consumo da energia proveniente da rede elétrica. Como resultado dessa compensação, há uma redução nos gastos relacionados à tarifa HP,

¹⁴ Valor da Tarifa A4 Verde (2022), sem incidência de impostos.

gerando economia para o consumidor. Em síntese, a receita do investimento pode ser calculada em função do consumo de energia durante o período HP por mês, multiplicado pela diferença entre as tarifas HP e HFP, conforme apresenta a equação (26).

$$\text{Receita} = \text{Consumo}_{\text{HP}} \times (\text{HP} - \text{HFP}) \quad (26)$$

Além disso, para calcular o valor da receita do investimento no sistema de armazenamento, é necessário considerar o aumento da tarifa a cada ano ao longo dos 25 anos da vida útil da planta. As perdas nas placas e a degradação das baterias também devem ser contabilizadas para se obter um cálculo mais preciso da receita total do investimento. Desta forma, considerando as premissas¹⁵ definidas no item 6.1, a Figura 59 demonstra os resultados da receita anual do investimento ao longo da vida útil do sistema.

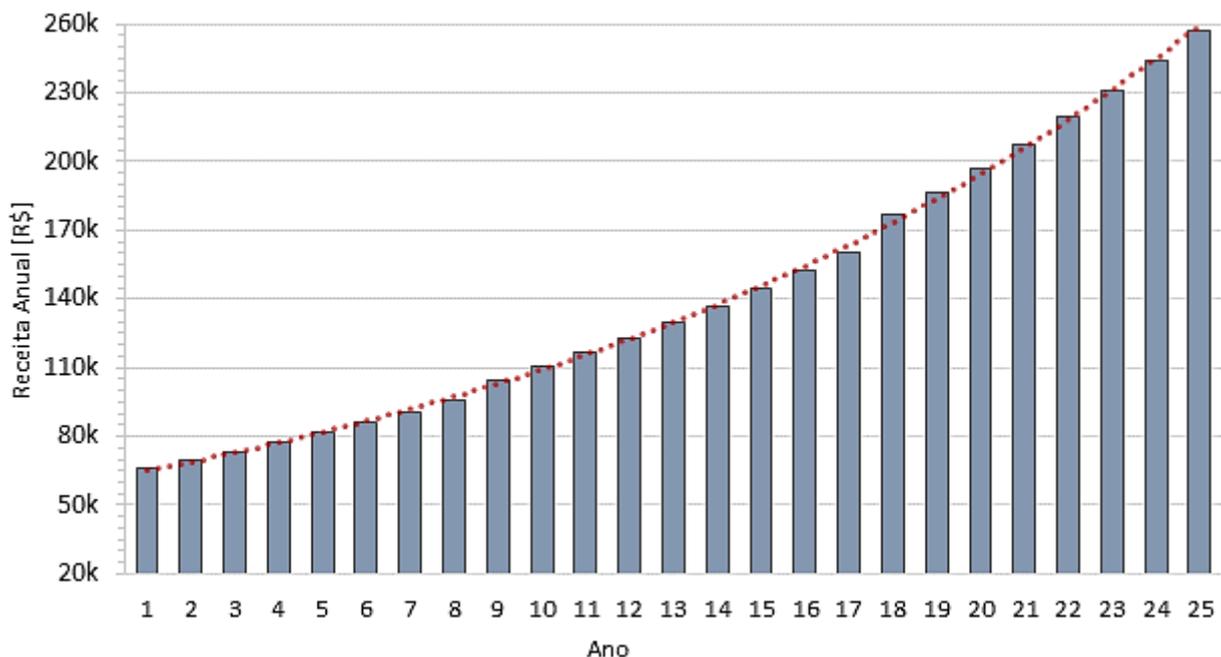


Figura 59 - Receita anual do investimento, ao longo da vida útil do sistema

Fonte: Elaboração própria

Outra possibilidade de investimento em baterias é a compensação parcial do consumo HP. Levando em conta os preços sistemas de armazenamento, esta pode ser uma solução mais acessível à implementação das baterias. A Figura 60 apresenta o valor da receita anual do investimento, considerando a possibilidade da compensação parcial do consumo HP da ETE”FMC”.

¹⁵ Considerando o reajuste da tarifa de 6%, as perdas nos módulos de 0,7% a.a., e a degradação das baterias de 3% para o 1º ano, e 0,5% para os demais anos.

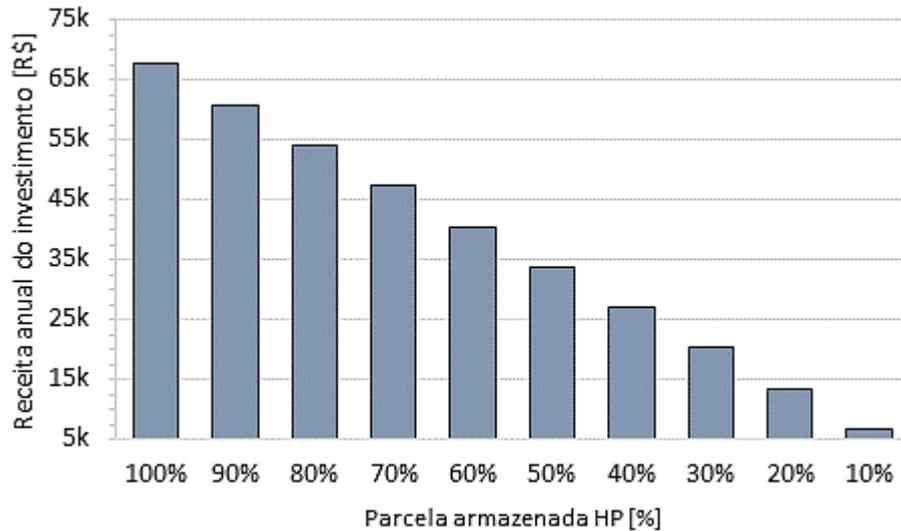


Figura 60 - Receita média anual de acordo com a parcela de consumo HP

Fonte: Elaboração própria

6.3 Despesas de Capital - CAPEX

O CAPEX (*Capital Expenditure*), também conhecido como Despesas de Capital, representa o investimento gasto para adquirir ou manter os bens e ativos de uma empresa. No caso dos empreendimentos do setor fotovoltaico, os gastos com CAPEX incluem os custos associados à construção da usina, como a aquisição e instalação dos equipamentos, e a realização de serviços. O cálculo detalhado do CAPEX é fundamental para avaliar com maior precisão o fluxo de caixa e o retorno do investimento ao longo dos anos. As principais premissas para o cálculo do CAPEX do sistema proposto nesta tese são apresentadas na Tabela 17.

Tabela 17 - Principais premissas para cálculo do CAPEX

Variável	Valor
CAPEX – Investimento inicial	R\$475.128,48
RE-CAPEX dos inversores (15% do CAPEX)	R\$71.269,27
RE-CAPEX das baterias (54% do CAPEX)	R\$256.569,38
Ano de troca do Inversor	10 anos
Ano de troca das Baterias ¹⁶	9 anos
Vida útil da planta	25 anos

Fonte: Elaboração própria

¹⁶ Valor obtido considerando uma profundidade de descarga otimizada de 96,58%.

Para calcular o CAPEX inicial do sistema proposto, foram consideradas as informações apresentadas na subseção 5.2, referentes ao dimensionamento do BESS. O custo do investimento no sistema de baterias foi calculado com base nos preços apresentados pela pesquisa de mercado realizada pela empresa GREENER [72]. Os preços referem-se a estrutura de custo dos sistemas de armazenamento para aplicações comerciais e industriais. Os valores foram obtidos através de pesquisa bibliográfica e coleta de informações com fornecedores de equipamentos. Com base nessas informações de custos e no tamanho do sistema dimensionado, constatou-se que o valor do investimento inicial para implantação do sistema de armazenamento na ETE "FMC" é de R\$475.128,48 [72].

Ao longo dos anos de operação da usina, alguns equipamentos sofrem desgastes que comprometem a operação do sistema. Por essa razão, além do investimento inicial, ocasionalmente é necessário o reinvestimento para substituição de alguns dispositivos, como inversores e baterias. O valor aplicado ao RE-CAPEX do inversor é de aproximadamente 15% do CAPEX inicial [58]. Logo, no estudo em questão, será aplicado o valor de R\$71.269,27 para instalação dos novos inversores, que serão substituídos a cada 10 anos de operação do sistema. De maneira similar, as baterias também estão sujeitas à degradação, resultando em perdas de desempenho. O desgaste das baterias está relacionado à diversos fatores, como o número de ciclos de recarga, profundidade de descarga, temperatura de operação, entre outros. Desta forma, para garantir que o sistema seja capaz de suprir a energia que foi projetada, torna-se necessário substituir as baterias eventualmente. O valor aplicado ao RE-CAPEX das baterias é de aproximadamente 54% do CAPEX inicial [72]. Para este estudo, o valor aplicado será de R\$256.569,38. A substituição das baterias pode ocorrer em média a cada 9 anos, desde que as condições de operação sejam respeitadas [58].

Tabela 18 - Premissas de desempenho das baterias

Variável	Valor
Tecnologia da bateria	Íon Lítio
Vida útil das baterias [anos]	9 anos
Número de ciclos de carga e descarga	2000 ~ 8000
Profundidade de Descarga [%]	96,58%
<i>Roundtrip Efficiency</i> [%]	87,5%
Degradação da bateria no 1º ano [% a.a.]	3%
Degradação da bateria nos demais anos [% a.a.]	0,5%
Número de acionamentos por semana	5 vezes

Fonte: Adaptado de Greener [58]

Por isso, é importante garantir que o sistema opere dentro dos limites aceitáveis, respeitando os parâmetros de recarregamento e a profundidade de descarga das baterias, assegurando, assim, sua vida útil. Em síntese, evitar a degradação antecipada do equipamento garante que o reinvestimento em baterias não ocorra antes do prazo pré-estabelecido na análise econômica. A Tabela 18 apresenta algumas premissas importantes sobre a operação do sistema proposto, que impactam diretamente no cálculo das despesas com o sistema de armazenamento por baterias.

No estudo em questão, foram utilizadas baterias de íon lítio, que têm uma vida útil de aproximadamente 9 anos, desde que sejam respeitadas suas condições de operação. Para esta tecnologia de baterias, os ciclos de carga e descarga variam em média de 2000 a 8000. Para o dimensionamento e análise econômica do sistema, considerou-se uma profundidade de descarga de 96,58%¹⁷ e a eficiência da bateria (*Roundtrip Efficiency*) de 87,5% [58]. As perdas devido à degradação são em média de 3% durante o primeiro ano de operação do sistema, e nos demais anos de funcionamento, a perda é de 0,5% ao ano [58]. Para o dimensionamento do sistema de armazenamento, foi considerado o acionamento de 5 vezes por semana, o que corresponde à quantidade média de dias úteis. Por fim, é importante lembrar que os valores estipulados nesta tese podem variar de acordo com o fabricante, modelo e as condições de operação da bateria. Por esta razão, as premissas definidas aqui devem ser reavaliadas de acordo com as características de cada projeto.

6.4 Despesas Operacionais - OPEX

O OPEX (*Operating Expenses*), também conhecido como Despesas Operacionais, refere-se ao investimento gasto de forma recorrente com a operação e a manutenção de um projeto ou empresa. No caso de um empreendimento fotovoltaico, os gastos com OPEX incluem os custos com reparos e manutenção de equipamentos, limpeza dos painéis, segurança patrimonial, troca de dispositivos de proteção, visitas e inspeção na planta, entre outras despesas relacionadas à operação do sistema.

Os custos de operação e manutenção têm influência direta na atratividade do sistema de armazenamento. Portanto, seu valor deve ser calculado de maneira precisa para garantir uma maior confiabilidade nos resultados do retorno do investimento. Considerando os custos com operação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos em operação no Brasil, estima-se que o valor

¹⁷ Profundidade de descarga otimizada, que foi definida pelo programa de otimização que é apresentada no capítulo 7.

do OPEX seja de 1% a 6% do CAPEX inicial [48]. Portanto, para o estudo em questão, será considerado o valor médio de 3% do CAPEX, correspondendo a um investimento de R\$14.253,85 ao ano.

6.5 Tributação

O regime de tributação é um conjunto de normas e leis que determina a cobrança de impostos das empresas de acordo com o valor de sua arrecadação. O montante a ser recolhido varia conforme fatores relacionados ao perfil da empresa, como seu porte, o tipo de atividade exercida e seu faturamento. Atualmente, de acordo com a legislação tributária nacional, as empresas podem escolher entre três modelos de regimes tributários: Simples Nacional, Lucro Real e Lucro Presumido. A decisão sobre o regime tributário determina a forma como será feito o recolhimento dos impostos. Os principais tributos cobrados incluem o Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), Programa de Integração Social (PIS), Imposto Sobre Serviços (ISS), Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS). Os tributos IRPJ e CSLL referem-se ao pagamento de impostos e contribuições sobre o lucro da empresa. Conforme a modalidade tributária, a empresa pode pagar até 34% em impostos sobre o lucro obtido. As instituições de caráter filantrópico, classificadas como sem fins lucrativos, são isentas e imunes do pagamento desses tributos.

Tendo em vista que o sistema proposto nesta tese é um empreendimento da Associação Nóbrega de Educação e Assistência Social (ANEAS) - uma instituição de direito privado sem fins lucrativos, filantrópica, de natureza educativa, cultural, assistencial e beneficente - justifica-se a isenção e a imunidade tributária. No entanto, é importante destacar que a incidência de tributos sobre os lucros deve ser avaliada de acordo com as modalidades de regime de tributação de cada empresa. Portanto, as premissas definidas nesta tese devem ser reconsideradas para casos em que se apliquem regimes tributários específicos (Simples Nacional, Lucro Real e Lucro Presumido).

6.6 Resultados e Discussões

Os principais resultados dos indicadores da análise econômica foram obtidos com base nas premissas estabelecidas previamente, e seus valores são apresentados na Tabela 19. A

implantação do sistema de armazenamento para compensação de 100% do consumo na HP resultará em uma economia mensal de R\$5.651,22 e anual de R\$67.814,64. Esses valores correspondem à economia obtida durante o primeiro ano de operação do sistema. Devido ao crescimento anual da tarifa de energia, há uma tendência de aumento na receita para os próximos anos. O resultado obtido para a TIR foi de 13%. Em síntese, esse valor é superior aos 6,27% da TMA, comprovando que o investimento no projeto é vantajoso. Por fim, o valor obtido para o VPL foi de R\$527.018,56, confirmando assim a viabilidade do projeto proposto.

Tabela 19 - Resultado dos indicadores da análise econômica

Indicador	Resultado
Economia Mensal com HP	R\$5.651,22
Economia Anual com HP	R\$67.814,64
TIR	13%
VPL	R\$527.018,56

Fonte: Elaboração própria

A Figura 61 apresenta o diagrama do fluxo de caixa do sistema proposto, ilustrando as entradas e saídas de capital ao longo da vida útil do projeto. Para informações detalhadas referentes a cada ano de operação do sistema, consulte o Apêndice G – Fluxo de Caixa do Projeto.

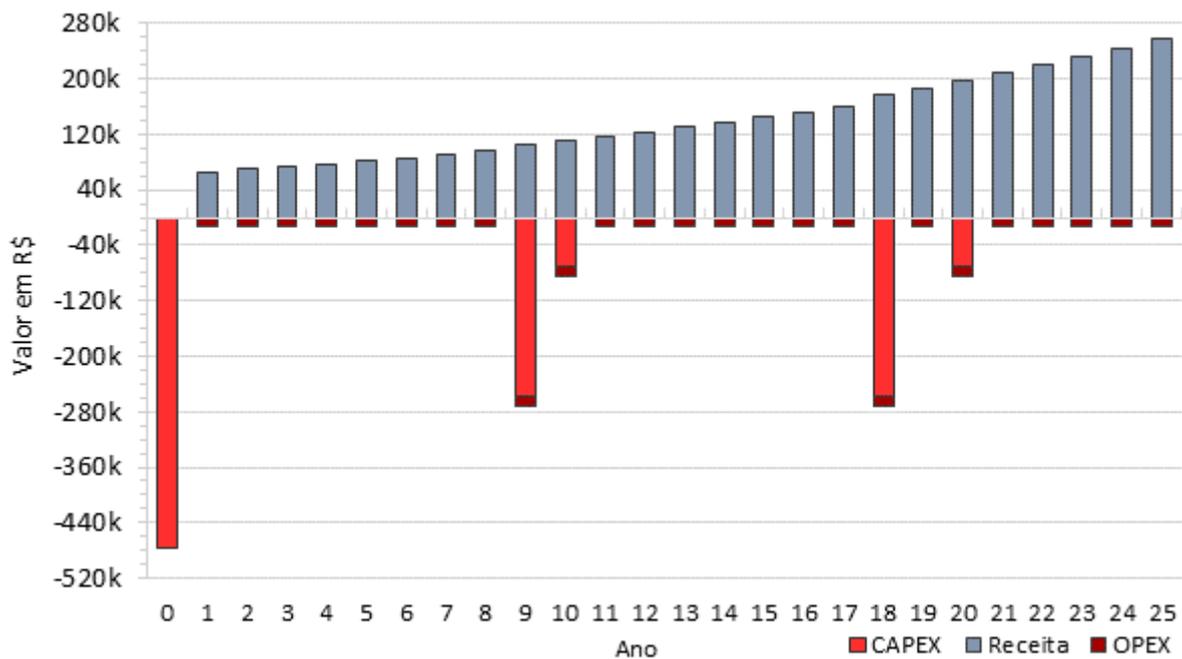


Figura 61 - Diagrama de fluxo de caixa do sistema proposto

Fonte: Elaboração própria

A receita do investimento representa a entrada de capital, sendo seu valor correspondente à economia obtida anualmente por meio da arbitragem da tarifa HP. Esse valor é corrigido anualmente, sendo reajustado conforme o crescimento da tarifa. Por outro lado, as saídas de caixa referem-se aos gastos relacionados à aquisição e troca de equipamentos (CAPEX), bem como à manutenção e operação do sistema (OPEX).

A Figura 62 demonstra o fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil do sistema de armazenamento proposto. Observa-se que no 11º ano de operação do sistema, o fluxo de caixa acumulado se torna positivo. A partir desse ponto, o projeto passa a operar gerando economia para a unidade consumidora. A linha tracejada apresentada no gráfico representa a tendência de crescimento do valor total acumulado.

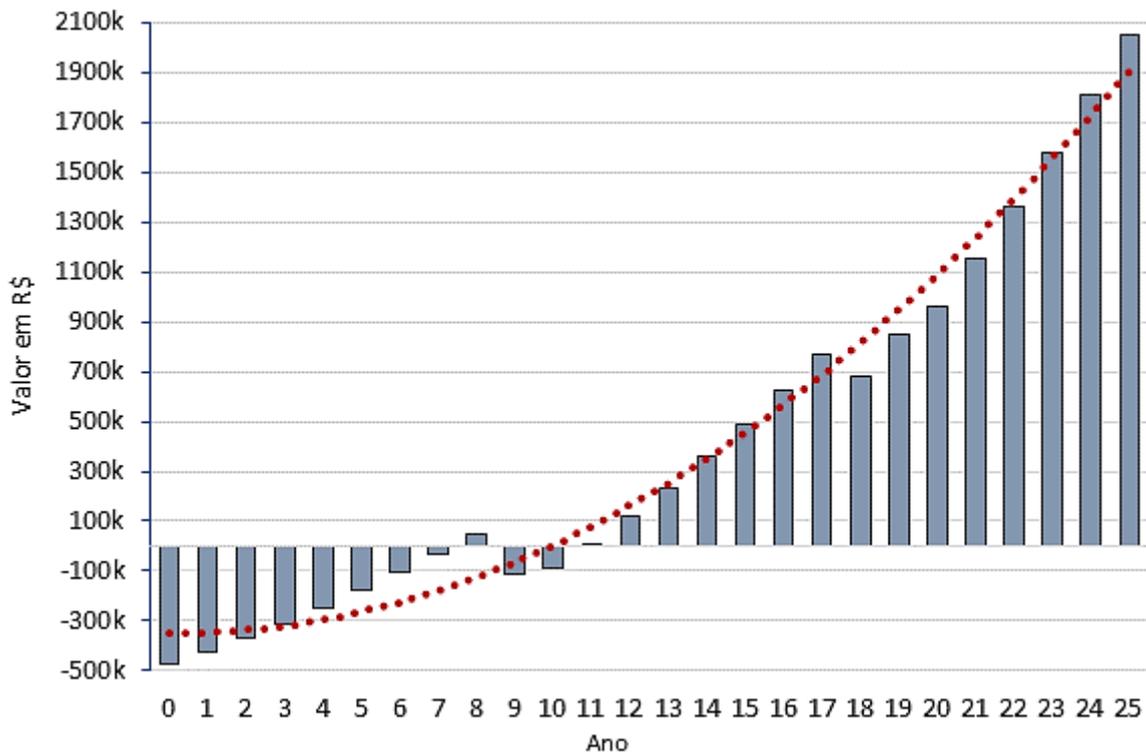


Figura 62 - Fluxo de caixa acumulado

Fonte: Elaboração própria

Considerando a possibilidade da compensação parcial do consumo HP da ETE "FMC", a Figura 63 exibe os valores do fluxo de caixa acumulado de acordo com a parcela de consumo HP que será armazenada.

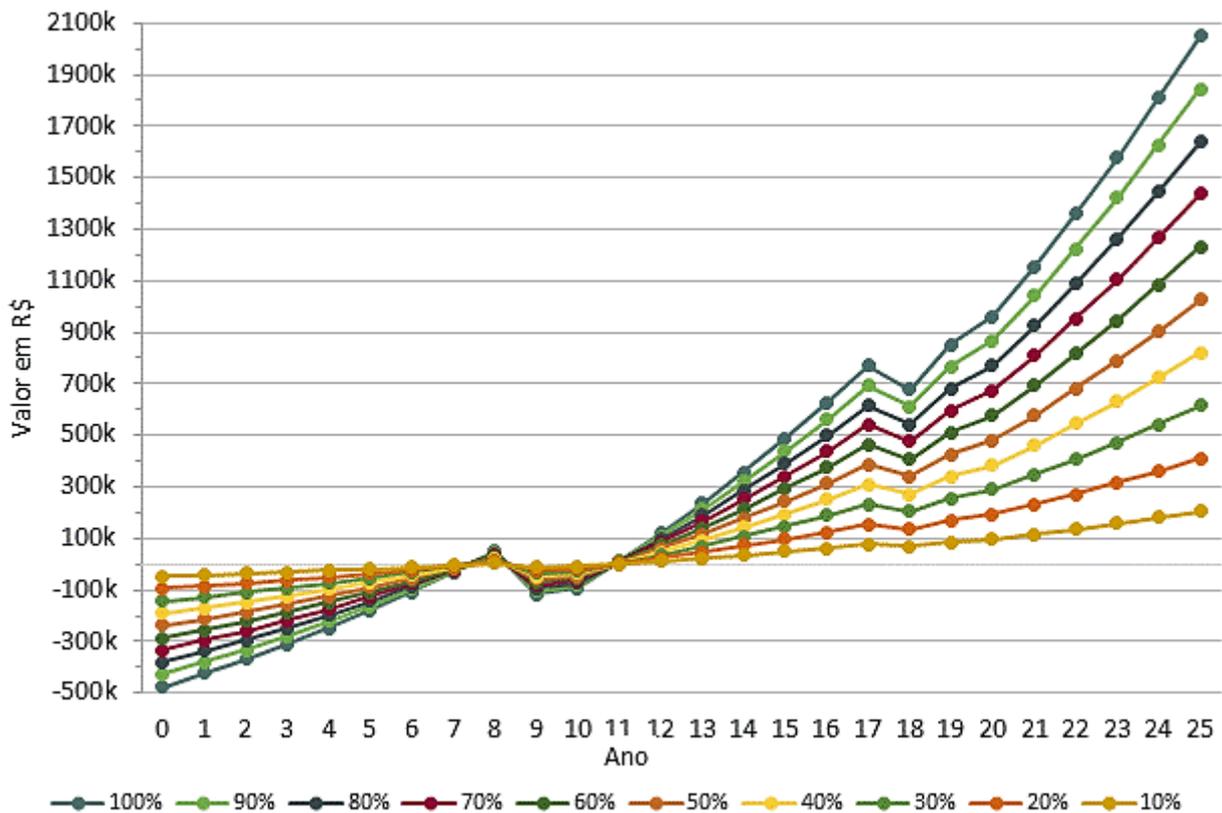


Figura 63 - Fluxo de caixa acumulado de acordo com a parcela de consumo HP

Fonte: Elaboração própria

Para a análise econômica desenvolvida nesta tese, foram realizadas algumas considerações que podem variar conforme cada projeto. O estudo propôs a implantação do sistema de armazenamento com uso de recursos próprios. Portanto, não foram consideradas variáveis como juros, anos de amortização e modalidades de empréstimo. Além disso, o recebimento de subvenções do governo não foi considerado na análise. Por fim, por se tratar de um projeto idealizado para uma instituição sem fins lucrativos, não há incidência de impostos sobre o lucro gerado e nem para a aquisição de equipamentos. Todavia, é importante ressaltar que esses fatores devem ser considerados em projetos custeados por instituições que se enquadram nos regimes tributários: Simples Nacional, Lucro Real e Lucro Presumido.

6.7 Conclusão

Conclui-se, a partir da análise dos resultados, que a implementação do sistema de armazenamento para arbitragem da tarifa HP na Usina Solar Padre Furusawa é viável. A tendência de aumento dos preços das tarifas, aliada à redução no valor do CAPEX devido ao barateamento das tecnologias de geração solar e armazenamento, têm resultado no aumento da

atratividade dos sistemas BESS. Adicionalmente, em localidades com uma maior diferença entre as tarifas HP e HFP, o investimento pode se mostrar ainda mais vantajoso.

Nesse contexto, este estudo contribui para impulsionar o uso futuro das tecnologias de armazenamento no mercado brasileiro. A intenção desta análise é fornecer diretrizes de viabilidade para um sistema de armazenamento com baterias. Os resultados podem variar de acordo com o projeto, o perfil de consumo, as condições de operação, entre outros fatores. Ademais, investigações adicionais são encorajadas a fim de esclarecer o impacto da consideração de outras premissas na análise econômica, bem como para avaliar a atratividade financeira para outras concessionárias no país.

7 OTIMIZAÇÃO DO SISTEMA DE ARMAZENAMENTO

Neste capítulo, são detalhadas informações sobre o programa de otimização desenvolvido com objetivo de definir a profundidade de descarga ideal das baterias para o sistema de armazenamento proposto. Inicialmente, é abordada a relação entre a profundidade de descarga e a vida útil da bateria, bem como os impactos resultantes da definição desses parâmetros para o retorno financeiro do investimento. Em seguida, é apresentado o programa de otimização desenvolvido, incluindo sua função objetivo e as variáveis de restrição correspondentes. Por fim, são demonstrados os principais resultados e discussões referentes à otimização proposta pelo programa.

7.1 Profundidade de Descarga e Vida Útil

Ao longo dos anos de utilização da bateria, sua capacidade de armazenamento diminui gradualmente. Esse fenômeno pode resultar em uma redução no desempenho do sistema, podendo ser necessária a substituição das baterias, nos casos em que a capacidade de energia armazenada não é mais suficiente para atender à demanda pretendida. Nesse contexto, a vida útil da bateria indica a sua capacidade de reter uma quantidade adequada de carga em comparação a seu nível de armazenamento inicial.

A durabilidade da vida útil das baterias influencia de forma expressiva no custo e no desempenho do sistema de armazenamento. Logo, preservar sua integridade tem um impacto técnico e econômico significativo, aumentando as vantagens obtidas com a implantação deste sistema. Além do desgaste decorrente dos anos de utilização da bateria, alguns outros fatores também afetam diretamente sua capacidade de armazenamento de energia, podendo acelerar significativamente seu processo de degradação [73]. Sendo assim, a fim de assegurar um bom desempenho do sistema e a durabilidade das baterias, é importante considerar parâmetros como profundidade de descarga, temperatura, ciclo de carga e descarga, condições de armazenamento, entre outros.

A profundidade de descarga representa a porcentagem de descarregamento da bateria em relação à sua capacidade de armazenamento, sendo um dos principais parâmetros que impactam na preservação de sua vida útil. A Figura 64 apresenta a curva de vida útil da bateria de íon lítio, JH4 SR22 4P, do fabricante *LG Chem*, que foi utilizada no dimensionamento do sistema proposto nesta tese. Por meio de sua análise, é possível observar a correlação entre a profundidade de descarga e a quantidade de ciclos de carga e descarga da bateria.

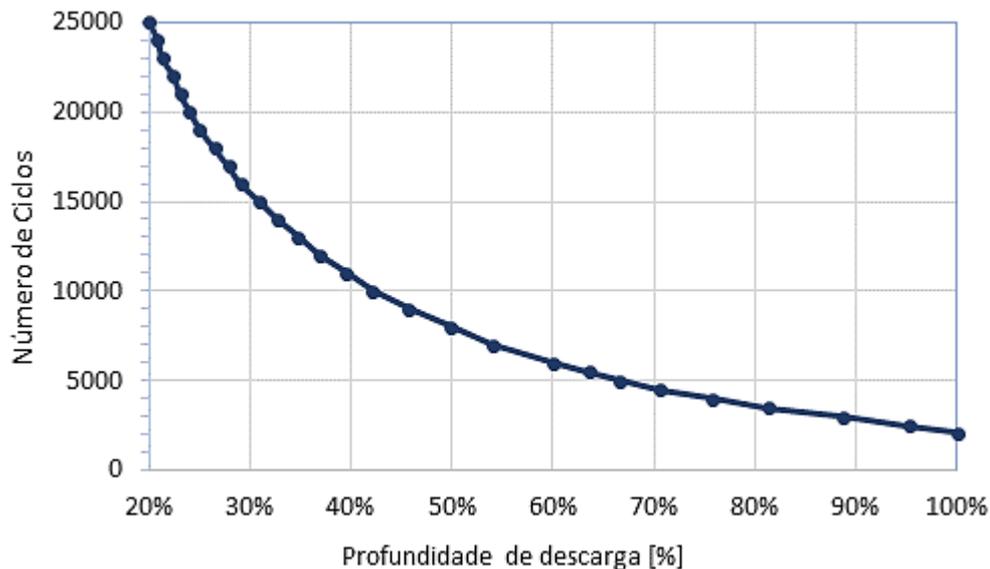


Figura 64 - Número de ciclos da bateria de acordo com a profundidade de descarga

Fonte: Adaptado do Fabricante *LG Chem* / PVSyst

De modo geral, os fabricantes estimam a vida útil da bateria com base no número de ciclos de carga e descarga. Cada ciclo envolve a recarga completa seguida pela descarga da energia armazenada, resultando em um desgaste gradual dos componentes internos e na degradação progressiva da capacidade de armazenamento de energia. O número de ciclos suportados pode variar conforme as condições de uso e parâmetros operacionais estabelecidos [74]. A profundidade de descarga está diretamente relacionada ao número total de ciclos e, consequentemente, à vida útil da bateria.

Desta forma, através do ajuste da curva de vida útil fornecida pelo fabricante, é possível estabelecer a equação que relaciona a profundidade de descarga ao número de ciclos da bateria. A correlação entre estas variáveis, pode ser calculada através da equação (27), que foi obtida por meio da aplicação do método de regressão polinomial. Nessa equação, a variável y representa o número de ciclos de carga e descarga, e x representa a profundidade de descarga da bateria.

$$y = \beta_0 + \beta_1 x + \beta_2 x^2 + \beta_3 x^3 + \beta_4 x^4 \quad (27)$$

Sendo os coeficientes:

$$\begin{aligned} \beta_0 &= 60611 \\ \beta_1 &= -265491 \\ \beta_2 &= 507415 \\ \beta_3 &= -451137 \\ \beta_4 &= 150629 \end{aligned} \quad (28)$$

A vida útil da bateria ($V_{\text{Útil}}$), em anos, é determinada pela equação (29). Sendo resultado da divisão do número de ciclos de carga e descarga (y), pela quantidade de dias de uso da bateria (N_D), durante o período de um ano.

$$V_{\text{Útil}} = \frac{y}{N_D} \quad (29)$$

Tendo em vista que a utilização da bateria visa atender à demanda nos horários de ponta, que ocorrem durante os dias úteis, e considerando que o banco realizará um ciclo de carga e descarga por dia, o valor de N_D será de 252 dias, correspondendo à quantidade média de dias úteis ao longo de um ano.

De forma complementar, a Figura 65 estabelece a relação entre a definição da profundidade de descarga e seus possíveis impactos para o sistema. A escolha de uma profundidade de descarga mais alta, implica em uma redução nos ciclos suportados, resultando na diminuição de sua vida útil. Portanto, descarregar a bateria abaixo dos limites estabelecidos pelo fabricante pode acelerar seu processo de degradação, diminuindo sua vida útil.

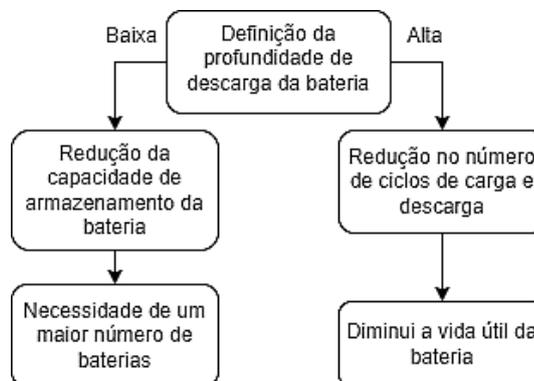


Figura 65 - Impactos da definição da profundidade de descarga

Fonte: Elaboração própria

Por outro lado, ao optar por uma profundidade de descarga mais conservadora, limita-se a quantidade de energia disponível em cada ciclo de carga e descarga da bateria, resultando na utilização de apenas uma parcela de sua capacidade total de armazenamento. Isso implica na necessidade de adicionar um maior número de baterias para atender à demanda energética e compensar a restrição na capacidade de armazenamento. Essa condição afeta diretamente a viabilidade econômica do projeto, uma vez que o aumento no número de baterias tem um impacto significativo nos custos do sistema. Portanto, é essencial que a definição da profundidade de descarga seja feita de maneira otimizada, assegurando que o valor estabelecido seja adequado para promover uma maior durabilidade da vida útil das baterias e uma menor restrição de capacidade das mesmas.

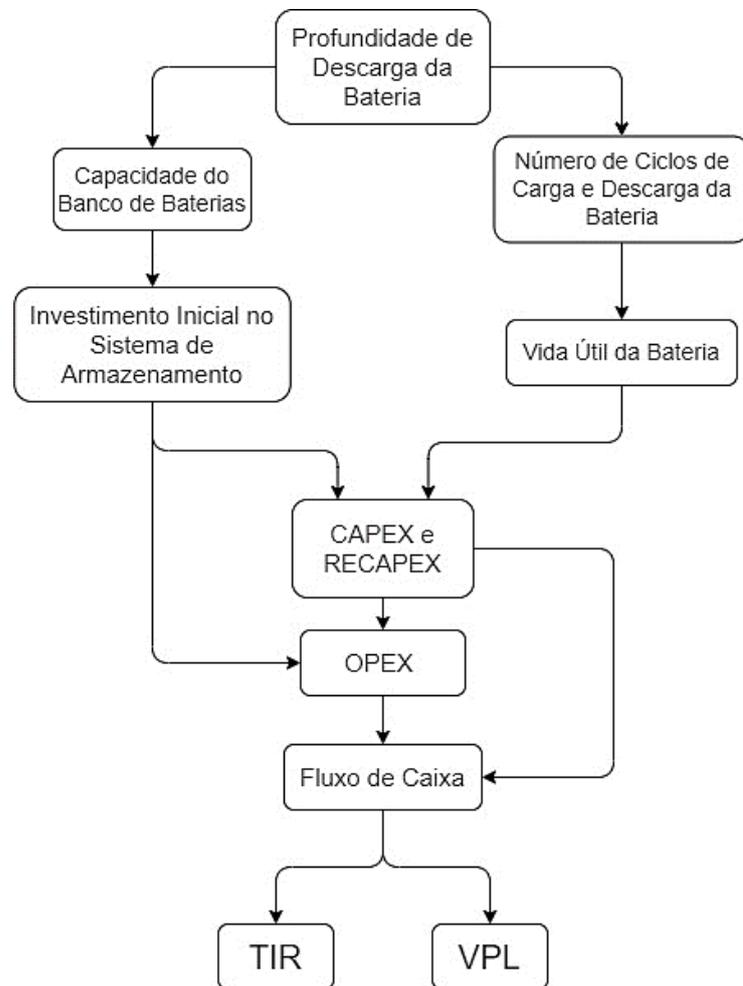


Figura 66 - Relação entre a profundidade de descarga da bateria e os indicadores financeiros TIR e VPL

Fonte: Elaboração própria

De forma geral, a Figura 66 ilustra a relação entre a definição da profundidade de descarga da bateria e os indicadores financeiros TIR e VPL. A determinação da profundidade de descarga tem um impacto direto no tamanho do banco de baterias, podendo aumentar ou

diminuir sua capacidade de armazenamento. Consequentemente, a variação no tamanho do banco influenciará no valor do investimento inicial com sistema, sendo que uma maior capacidade implicará em um custo mais elevado. Além disso, a escolha da profundidade de descarga também afetará o número de ciclos de carga e descarga, podendo aumentar ou reduzir a vida útil das baterias. Tanto o investimento inicial quanto a durabilidade da vida útil das baterias influenciam diretamente nos custos do CAPEX, RECAPEX e OPEX. Por fim, a combinação de todos esses fatores resulta em variações no fluxo de caixa do projeto, alterando assim os valores obtidos para os indicadores TIR e VPL.

Diante disto, o programa de otimização proposto tem como objetivo determinar a profundidade de descarga ideal, visando obter maiores retornos financeiros para o investimento. Dessa forma, busca-se garantir que a profundidade escolhida não seja tão elevada, evitando a necessidade frequente de substituição das baterias, e nem muito baixa, exigindo o uso de um maior número de baterias para suprir à demanda necessária. O estudo detalhado sobre o programa de otimização desenvolvido é apresentado na subseção 7.2.

7.2 Programa de Otimização

O estudo elaborado nesta tese tem como proposta o desenvolvimento de um programa de otimização, com objetivo de calcular a profundidade de descarga ideal para as baterias do sistema de armazenamento, que será implantado na Usina Solar Padre Furusawa. Por meio da implementação desse programa, busca-se identificar a configuração mais adequada que maximize a eficiência e o desempenho do sistema de armazenamento, contribuindo para a viabilidade e eficácia do projeto.

Os programas de otimização são ferramentas computacionais amplamente utilizadas com o intuito de solucionar problemas de otimização com diferentes níveis de complexidade. Seu objetivo principal é encontrar a solução ótima para um determinado problema, levando em consideração alguns critérios previamente estabelecidos. O desenvolvimento desses programas pode ser realizado por meio de diversas metodologias, tais como programação linear, meta-heurística, algoritmos genéticos, entre outras [75].

Para o estudo desenvolvido nesta tese, optou-se pela utilização de um programa de otimização com um único objetivo, que consiste em maximizar o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto, levando em consideração as restrições estabelecidas. A otimização do VPL será definida em função da variável de decisão, que é a profundidade de descarga da bateria. Desta

forma, o programa determinará o valor ótimo da profundidade de descarga, levando em consideração a estimativa de vida útil da bateria e o impacto resultante sobre o retorno financeiro do projeto.

Outra importante característica do programa proposto é sua classificação como não inteiro. A utilização da programação não inteira confere uma maior flexibilidade na busca pela solução ótima, possibilitando a obtenção de resultados mais precisos e refinados. Esse tipo de programa é comumente utilizado em problemas nos quais as variáveis de decisão podem assumir uma ampla variedade de valores contínuos, como no caso da otimização da profundidade de descarga da bateria. Essa abordagem possibilita encontrar soluções mais refinadas e adaptadas às condições específicas do sistema, resultando em um melhor desempenho e eficiência.

Através da análise do indicador financeiro VPL, é possível comparar diferentes projetos ou cenários, selecionando a opção que apresenta o maior valor, indicando assim a alternativa mais lucrativa e rentável. Nesse contexto, o programa de otimização proposto tem como principal objetivo maximizar o valor do VPL, levando em consideração a profundidade de descarga determinada. Ao maximizar o VPL, busca-se encontrar a configuração mais vantajosa que permita alcançar o melhor desempenho econômico do sistema de armazenamento, contribuindo para a eficácia e a viabilidade do projeto. A função objetivo do programa de otimização é apresentada na equação (30).

$$\text{Maximizar: } f(x) = VPL(x) \quad (30)$$

O VPL pode ser calculado através da equação (31), onde $FC(x)_t$ é o fluxo de caixa para um período de 25 anos, e TMA é a taxa mínima de atratividade.

$$VPL(x) = \sum_{t=0}^{25} \frac{FC(x)_t}{(1 + TMA)^t} \quad (31)$$

A otimização da função objetivo é realizada com base na variável de decisão determinada - profundidade de descarga - conforme demonstrado na equação (32). Em virtude da classificação como programa de otimização não inteira, os valores obtidos para a profundidade de descarga são contínuos, pertencentes ao conjunto dos números reais

$$x = P_D \quad \text{onde } P_D \in \mathbb{R} \quad (32)$$

Por fim, as restrições para a resolução do problema de otimização são apresentadas na equação (33). Essas restrições impõem que a solução deve considerar que a Taxa Interna de Retorno (TIR) seja maior que a TMA, e que a profundidade de descarga esteja compreendida entre 0% e 100%. As restrições para a resolução do problema são definidas para garantir que o projeto seja viável e atenda aos critérios de retorno financeiro estabelecidos. A TIR maior que a TMA assegura que o projeto seja atrativo do ponto de vista financeiro, enquanto a limitação da profundidade de descarga garante que o sistema de armazenamento não seja sobrecarregado ou subutilizado. Ao considerar essas restrições, o programa de otimização poderá encontrar a melhor combinação de profundidade de descarga que maximize o VPL, atendendo às condições específicas do projeto e garantindo sua viabilidade econômica.

$$\begin{aligned} \text{Sujeito a:} \quad & TIR \geq TMA \\ & P_D > 0\% \\ & P_D \leq 100\% \end{aligned} \quad (33)$$

O programa de otimização proposto é classificado como não linear, devido à natureza da variável de restrição TIR, que não pode ser expressa por uma relação linear simples. Por outro lado, o VPL é considerado linear, pois pode ser calculado de forma direta através de uma fórmula linear. Essa distinção entre a linearidade das variáveis TIR e VPL é fundamental para entender a complexidade da resolução do problema de otimização proposto, pois requer métodos específicos para lidar com restrições não lineares.

7.3 Resultados e Discussões

Atualmente, há uma diversidade de ferramentas, linguagens de programação e softwares disponíveis para desenvolver programas de otimização, como MATLAB, Python, Gurobi, GAMS, entre outros. A escolha da ferramenta mais adequada deve considerar o tipo de problema e as necessidades específicas de cada projeto. Neste estudo, optou-se por implementar o programa de otimização utilizando a ferramenta Solver do Excel.

O Excel oferece uma opção chamada Solver GRG Não Linear, que é amplamente utilizada para resolver problemas de otimização não lineares, envolvendo variáveis contínuas. Esse método é baseado no Gradiente Reduzido Generalizado (GRG), também conhecido como

Generalized Reduced Gradient. O GRG é especialmente indicado para resolver problemas de otimização não linear, nos quais as restrições podem ser complexas e as variáveis de decisão são contínuas.

Para o programa desenvolvido nesta tese, que tem como objetivo maximizar o VPL em relação à profundidade de descarga, o Solver GRG Não Linear é uma ferramenta adequada, pois permite lidar com problemas de otimização não linear e não inteira. Dessa forma, o programa de otimização busca encontrar a profundidade de descarga ótima que maximize o VPL, considerando as restrições estabelecidas. A utilização do Solver GRG do Excel oferece uma solução eficiente e confiável para a obtenção da melhor configuração do sistema de armazenamento, visando a maximização dos retornos financeiros do projeto.

Após a definição das premissas do problema de otimização - incluindo a função objetivo, a variável de decisão e as restrições - o programa foi implementado. Como resultado, foi possível encontrar a profundidade de descarga ótima, que alcançou o valor de 96,58%. Nessa configuração, o valor obtido para o VPL foi de R\$527.018,56, enquanto a TIR foi de 13%.

A Figura 67 ilustra os resultados obtidos para o VPL em diferentes profundidades de descarga. Através de sua análise, é possível observar o impacto da profundidade de descarga no desempenho financeiro do projeto. Evidencia-se a importância de uma escolha cuidadosa da profundidade de descarga, para otimizar o retorno financeiro do sistema de armazenamento. A profundidade selecionada, neste contexto, resultou em um VPL máximo, representando uma vantagem significativa para a viabilidade econômica do projeto.

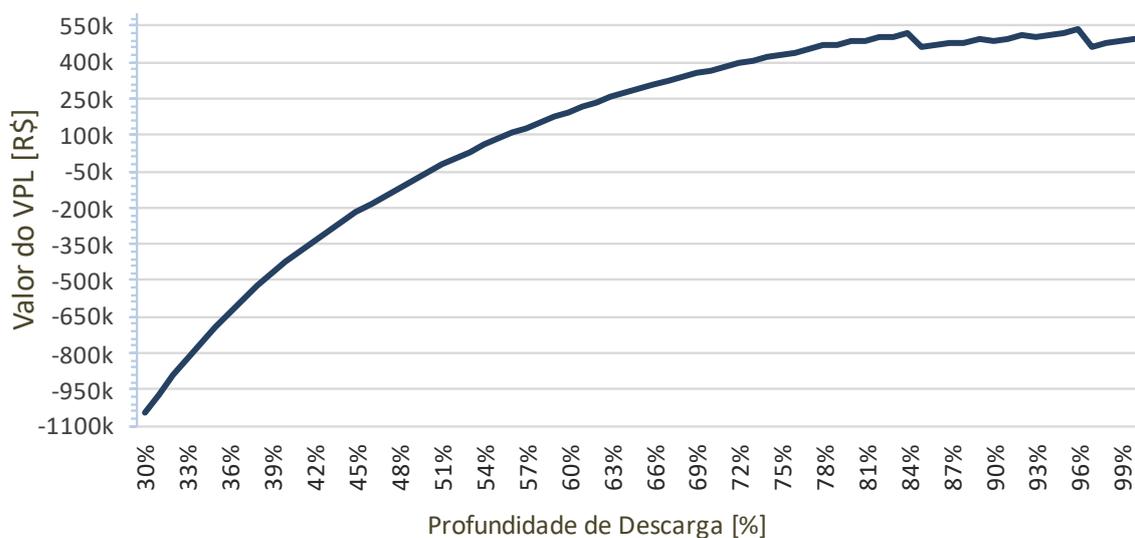


Figura 67 - Valores obtidos para o VPL em diferentes profundidades de descarga

Fonte: Elaboração própria

A análise do gráfico revela dois pontos de inflexão, indicando reduções no valor do VPL nas profundidades de descarga de 84,77% e 96,58%. Isso se deve ao fato de que, para profundidades de descarga de até 84,77%, o tempo de vida útil da bateria é estimado em 13 anos, resultando em apenas uma substituição ao longo dos 25 anos de operação da planta e um VPL de R\$514.449,00. Por outro lado, para profundidades de descarga entre 84,78% e 96,57%, a substituição das baterias deve ocorrer em até 12 anos. Já para a profundidade de descarga otimizada de 96,58%, é necessária uma substituição a cada 9 anos, totalizando duas trocas durante a vida útil da planta, e resultando no VPL máximo de R\$527.018,56. Por fim, para valores acima da profundidade de descarga ótima, são requeridas substituições a cada 8 anos, totalizando três trocas ao longo dos 25 anos de operação do sistema. Portanto, conclui-se que o ponto de máximo VPL do gráfico, ocorre em 96,58%, assegurando, dessa forma, a melhor relação entre a profundidade de descarga e a vida útil da bateria.

7.4 Conclusão

Em conclusão, através dos estudos apresentados neste capítulo, fica evidente que a profundidade de descarga é um dos principais parâmetros que influenciam a preservação da vida útil da bateria. Diante disso, um cuidado adequado com esse parâmetro é fundamental para evitar o desgaste acelerado da bateria, garantindo uma utilização eficiente do sistema de armazenamento ao longo dos anos. Nesse contexto, ao selecionar a profundidade de descarga ótima, o programa de otimização proposto buscou conciliar o melhor desempenho econômico com a preservação da integridade das baterias, proporcionando vantagens significativas com a implantação do sistema.

Em suma, a utilização do programa de otimização proposto, aliada ao Solver GRG Não Linear do Excel, permitiu determinar a profundidade de descarga ideal que maximiza o VPL, resultando em retornos financeiros mais atrativos para o investimento. A abordagem adotada evidencia a importância de considerar a profundidade de descarga como um fator crucial na eficiência e durabilidade do sistema de armazenamento.

Essa abordagem de otimização não apenas maximizou o VPL, mas também levou em conta a TIR, permitindo que o projeto seja mais atrativo do ponto de vista financeiro. A obtenção de uma TIR de 13% indica que o investimento apresenta um retorno financeiro atrativo, o que reforça a relevância e a eficácia do programa de otimização proposto.

Por fim, através da análise dos resultados obtidos, constatou-se que a aplicação desse programa contribuiu para tomada de decisões estratégicas que beneficiam a viabilidade econômica do projeto, consolidando a eficácia do sistema de armazenamento proposto, para arbitragem da tarifa de energia da Usina Solar Padre Furusawa.

8 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, são apresentados as principais resultados e contribuições, obtidos com a implementação do método otimizado de dimensionamento para sistemas de armazenamento em usinas fotovoltaicas. Além disso, são discutidas sugestões para futuros trabalhos a serem desenvolvidos.

8.1 Principais Considerações

A presente tese foi estruturada com o objetivo geral de propor um método otimizado para dimensionamento do sistema de armazenamento, a ser implementado na Usina Solar Padre Furusawa, buscando definir a profundidade de descarga ótima, que maximize o retorno financeiro do investimento. Nesta perspectiva, inicialmente discutiu-se a relevância do uso de baterias, como uma estratégia que visa aumentar a autonomia dos sistemas fotovoltaicos. Diante disso, realizou-se o dimensionamento do sistema de armazenamento para a Usina Solar Padre Furusawa, objetivando-se a arbitragem da tarifa de energia. O dimensionamento foi calculado em função dos dados reais de consumo do local de estudo, garantindo assim, uma maior confiabilidade dos resultados obtidos. Adicionalmente, também foi realizada a simulação computacional do sistema dimensionado, através do uso do software PVSyst. Através da análise dos dados de desempenho obtidos com a simulação, foi possível confirmar a viabilidade técnica da utilização do sistema proposto. Os resultados também evidenciaram que a solução apresentada nesta tese, pode servir como um referencial para pesquisas e implementação de sistemas de armazenamento em outras usinas no Brasil, além de auxiliar no desenvolvimento de estratégias para projetos futuros.

De forma complementar, foi feita a análise de viabilidade econômica do sistema de armazenamento proposto, considerando diversas premissas e avaliando indicadores financeiros como o VPL e a TIR. Os resultados obtidos demonstraram que o sistema de armazenamento é economicamente viável, com um resultado positivo para o VPL, e a TIR acima da taxa de referência. A análise também considerou alguns cenários de sensibilidade, explorando variações de alguns parâmetros importantes, como o custo dos equipamentos e o preço da tarifa de energia. Com base nos resultados obtidos, pode-se concluir que o sistema de armazenamento proposto se apresenta como uma opção vantajosa do ponto de vista econômico, mostrando-se

viável para a implementação na Usina Solar Padre Furusawa. Assim, a análise financeira desenvolvida nesta tese, pode ser utilizada como referência para a implementação do sistema em novos empreendimentos, ou em usinas já existentes. No entanto, é importante ressaltar que os resultados obtidos podem variar conforme o perfil de consumo, condições de operação e outras variáveis. Portanto, investigações adicionais são encorajadas para analisar outras premissas econômicas, e para avaliar a atratividade financeira em outras concessionárias no país.

Com o objetivo de propor um método de dimensionamento otimizado, para o sistema de armazenamento da Usina Solar Padre Furusawa, foi feita uma investigação sobre o impacto da profundidade de descarga das baterias na viabilidade econômica dos sistemas. O principal objetivo desta análise, era compreender de que maneira este parâmetro influencia nos indicadores financeiros do sistema, buscando uma definição mais precisa e vantajosa dessa variável. O estudo proposto comprovou a importância da definição adequada da profundidade de descarga da bateria para preservar sua vida útil, o que reflete diretamente no retorno financeiro do sistema. Sendo assim, através do desenvolvimento do método de otimização, foram estabelecidas relações significativas entre a definição da profundidade de descarga e os indicadores financeiros.

O programa de otimização mostrou-se eficaz ao identificar a profundidade de descarga ideal que maximiza o VPL, tornando o projeto mais atrativo financeiramente. O VPL obtido para a profundidade de descarga otimizada (96,58%) foi de R\$527.018,56, enquanto para a profundidade de descarga média (92,5%¹⁸) foi de R\$503.466,52, o que representa um ganho de 4,67%. Portanto, esta abordagem possibilitou a tomada de decisões estratégicas que beneficiaram a viabilidade econômica do sistema de armazenamento proposto, para a Usina Solar Padre Furusawa. Os dados aqui apresentados comprovaram a importância da otimização da profundidade de descarga das baterias, para alcançar melhorias significativas no desempenho, e na rentabilidade de sistemas de armazenamento, aplicados a usinas solares fotovoltaicas.

8.2 Trabalhos Futuros

Como desdobramentos desta pesquisa, sugerem-se os seguintes trabalhos futuros:

¹⁸ Os valores foram obtidos através de pesquisa bibliográfica e coleta de informações com fornecedores de equipamentos, pela Greener [51]

- Uso do sistema de armazenamento para estudar o impacto da injeção de energia na rede, com base na nova regulamentação.
- Investigar como os sistemas de armazenamento podem ser integrados em redes inteligentes, bem como a possibilidade de participação em programas de gerenciamento de demanda.
- Analisar o impacto da variação dos perfis de consumo de energia elétrica em sistemas de armazenamento, buscando identificar padrões e comportamentos que influenciam na eficiência e rentabilidade do sistema.
- Investigar a combinação de sistemas de armazenamento fotovoltaico com outras fontes de energia renovável, como eólica ou hídrica, para criar soluções híbridas que maximizem a utilização de recursos naturais e a eficiência energética.
- Realizar estudos de análise do ciclo de vida dos sistemas de armazenamento fotovoltaico, considerando os impactos ambientais de cada componente do sistema e buscando alternativas mais sustentáveis.
- Analisar a viabilidade econômica da implantação de sistemas de armazenamento fotovoltaico em diferentes regiões do país, levando em conta as variações nas tarifas de energia, incentivos fiscais e outras condições locais.
- Investigar a aplicação de sistemas de armazenamento em micro e mini redes, especialmente em áreas rurais e remotas, onde essas soluções podem ser uma alternativa viável para o fornecimento de energia elétrica.
- Realizar estudos de casos reais de implantação de sistemas de armazenamento fotovoltaico em usinas solares e outros empreendimentos, analisando os resultados obtidos e as lições aprendidas para orientar futuras implementações.
- Investigar o potencial de tecnologias emergentes, como armazenamento em super capacitores, sistemas de fluxo redox e outras soluções inovadoras.
- Investigar a integração de sistemas fotovoltaicos com a produção e armazenamento de hidrogênio verde para otimizar o uso da energia solar e promover soluções sustentáveis de armazenamento de energia.

REFERÊNCIAS

- [1] INTERNATIONAL ENERGY AGENCY - IEA, “Electricity Market Report Update,” IEA Publications, 2023.
- [2] LIU, C. et al, “A MILP-Based Battery Degradation Model for Economic Scheduling of Power System,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 1000-1009, Abril 2023.
- [3] LI, S. et al, “Adaptive energy management for hybrid power system considering fuel economy and battery longevity,” *Energy Conversion and Management*, 1 Maio 2021.
- [4] XIE, S. et al, “Model predictive energy management for plug-in hybrid electric vehicles considering optimal battery depth of discharge,” *Energy*, Abril 2019.
- [5] XIE, S. et al, “Aging-aware co-optimization of battery size, depth of discharge, and energy management for plug-in hybrid electric vehicles,” *Journal of Power Sources*, Fevereiro 2020.
- [6] ZHOU, S. et al, “A novel unified planning model for distributed generation and electric vehicle charging station considering multi-uncertainties and battery degradation,” *Applied Energy*, Outubro 2023.
- [7] HLAL, M. I. et al, “Optimum battery depth of discharge for off-grid solar PV/battery system,” *Journal of Energy Storage*, Dezembro 2019.
- [8] EMAD, D.; EL-HAMEED, M. A.; EL-FERGANY, A. A., “Optimal techno-economic design of hybrid PV/wind system comprising battery energy storage: Case study for a remote area,” *Energy Conversion and Management*, Dezembro 2021.
- [9] SWATHIKA, O. V. G. et al, “Techno-Economic Analysis on Grid Connected Solar Photovoltaic System with Battery Energy Storage for Domestic and Bulk Customers in Sri Lanka,” *2022 IEEE 2nd International Symposium on Sustainable Energy, Signal Processing and Cyber Security (iSSSC)*, pp. 1-5, 28 Fevereiro 2023.

- [10] BP ENERGY, “BP Energy Outlook 2019,” 2019. [Online]. Available: www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2019.pdf. [Acesso em 23 Abril 2020].
- [11] EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE, *Balanço Energético Nacional 2019: Ano base 2018*, Brasília: Ministério de Minas e Energia - MME, 2019.
- [12] Empresa de Pesquisa Energética - EPE, *Balanço Energético Nacional 2022 - Relatório Síntese*, Brasília: EPE, 2022.
- [13] MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME, *Plano Decenal de Expansão de Energia 2029*, Brasília: MME, 2019.
- [14] PEREIRA, E. B. et al, *Atlas Brasileiro de Energia Solar*, São José dos Campos: Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais - INPE, 2017.
- [15] M. G. VILLALVA, *Energia Solar Fotovoltaica: Conceitos e Aplicações*, São Paulo: Érica, 2015.
- [16] Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, *Mapa do Sistema de Transmissão*, ONS, 2024.
- [17] PVSyst, “PVSyst Photovoltaic Software,” [Online]. Available: www.pvsyst.com. [Acesso em 01 Outubro 2021].
- [18] SOLARGIS, *Solar resource maps & GIS data*, SOLARGIS, 2024.
- [19] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Banco de dados da Geração Distribuída - Power BI*, ANEEL, 2023.
- [20] CRUZ, E. C. A.; CHOUERI JR., A., *Eletrônica Aplicada*, São Paulo: Érica, 2013.
- [21] DO NASCIMENTO, C. A., *"Princípio de funcionamento da célula fotovoltaica"*, Lavras: Dissertação Universidade Federal de Lavras., 2004.

- [22] CHAPIN, D. M.; FULLER, C. S.; PEARSON, G. L., *A New Silicon p-n Junction Photocell for Converting Solar Radiation into Electrical Power.*, Journal of Applied Physics, 25(5), 676–677, 1954.
- [23] VALLÊRA, A. M.; BRITO, M. C., *Meio século de história fotovoltaica*, Gazeta de Física, 2006.
- [24] NREL - National Renewable Energy Laboratory, “Interactive Best Research-Cell Efficiency Chart,” NREL - National Renewable Energy Laboratory, 2024. [Online]. Available: <https://www.nrel.gov/pv/interactive-cell-efficiency.html>. [Acesso em 22 Julho 2024].
- [25] MATSUMOTO, A., “*Desenvolvimento de Células Fotovoltaicas Orgânicas e Flexíveis*”, Campinas: Dissertação da Universidade Federal de Campinas - UNICAMP, 2013.
- [26] Portal Solar, “Portal Solar,” 05 Setembro 2024. [Online]. Available: <https://www.portalsolar.com.br/>. [Acesso em 2023].
- [27] GANILHA, S. C., *Potential of bifacial PV installation and its integration with storage solutions*, Lisboa: Dissertação de Mestrado Integrado em Engenharia da Energia e do Ambiente, 2017.
- [28] GRUPO DE TRABALHO ENERGIA SOLAR, *Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos*, Rio de Janeiro: CEPEL - CRESESB, 2004.
- [29] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Por Dentro da Conta de Energia*, Brasília, DF: ANEEL, 2016.
- [30] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Modalidades Tarifárias,” ANEEL, [Online]. Available: www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores. [Acesso em 13 Abril 2020].
- [31] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Resolução Normativa N° 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010*, Brasília, DF: ANEEL, 2010.
- [32] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, “Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET,” ANEEL, [Online]. Available:

- <https://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>. [Acesso em 13 Abril 2020].
- [33] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Resolução Normativa Nº 547, DE 16 DE ABRIL DE 2013*, Brasília, DF: ANEEL, 2013.
- [34] SILVA, P. V. I., *Análise das Tarifas de Energia Elétrica da Universidade Federal da Integração Latino-Americana*, Foz do Iguaçu: Trabalho de Conclusão de Curso da Universidade Federal da Integração Latino-Americana - UNILA, 2022.
- [35] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Resolução Normativa Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012*, Brasília, DF: ANEEL, 2012.
- [36] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Cadernos Temáticos ANEEL: Micro e Minigeração Distribuída, Sistema de Compensação de Energia Elétrica*, Brasília: ANEEL, 2016.
- [37] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Resolução Normativa Nº 517, DE 11 DE DEZEMBRO DE 2012.*, Brasília, DF: ANEEL, 2012.
- [38] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Resolução Normativa Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015.*, Brasília, DF: ANEEL, 2015.
- [39] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Resolução Normativa Nº 786, DE 17 DE OUTUBRO DE 2017*, Brasília, DF: ANEEL, 2017.
- [40] BRASIL, *Lei Nº14.300, de 6 de janeiro de 2022*, Brasília, DF, 2022.
- [41] BADRA, M., “Lei 14.300: principais mudanças do Marco Legal da GD,” Canal Solar, 12 Janeiro 2022. [Online]. Available: www.canalsolar.com.br/lei-14-300-principais-mudancas-do-marco-legal-da-gd/. [Acesso em 17 Junho 2022].
- [42] GREENER, *Estudo Estratégico: Análise do Marco Legal da Geração Distribuída*, São Paulo: Greener, 2022.

- [43] MARQUES, R., “Entendendo a Tarifação do Fio B previsto na Lei 14.300,” Canal Solar, 18 Janeiro 2022. [Online]. Available: www.canalsolar.com.br/tarifacao-do-fio-b-previsto-na-lei-14-300/. [Acesso em 17 Junho 2022].
- [44] JUNIOR, G. P., “Principais Mudanças da Lei 14.300/2022,” Solar Inove, 27 Abril 2022. [Online]. Available: www.blog.solarinove.com.br/principais-mudancas-da-lei-14-300-2022/. [Acesso em 17 Junho 2022].
- [45] KUMAR, N. M. et al, “Performance analysis of 100 kWp grid connected Si-poly photovoltaic system using PVsyst simulation tool,” *Energy Procedia*, pp. 180 - 189, Março 2017.
- [46] GUERRA, J. A., *Modelado Energético de los componentes de un sistema fotovoltaico*, Madrid: Dissertação da Universidad Politécnica de Madrid - UPM, 2018.
- [47] CASSARES, M. A. R., *"Avaliação Operacional de Sistemas Fotovoltaicos com Seguimento"*, São Paulo: Dissertação da Universidade de São Paulo - USP, 2016.
- [48] SILVA, T. C., *"Estudo da implantação de uma miniusina solar fotovoltaica na UNIFEI: aspectos técnicos, econômicos e exergéticos"*, Itajubá: Tese da Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, 2021.
- [49] ZILLES, R. et al, *Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica*, São Paulo: Oficina de Textos, 2012.
- [50] RUIZ, E. T. N. F., *Análise de Investimento em Projetos de Energia Solar Fotovoltaica*, Campinas: Alínea, 2021.
- [51] CASTRO, R., *Uma Introdução às Energias Renováveis: Eólica, Fotovoltaica e Mini-Hídrica*, Lisboa: IST Press, 2012.
- [52] JESUÍSTAS BRASIL, “jesuitasbrasil.org.br,” Jesuítas Brasil, 25 Fevereiro 2019. [Online]. Available: www.jesuitasbrasil.org.br/2019/02/25/quarta-preferencia-apostolica-universal/. [Acesso em 2 Julho 2020].

- [53] Escola Técnica de Eletrônica "Francisco Moreira da Costa", *Dados da Usina Solar Padre Furusawa*, Santa Rita do Sapucaí - MG: ETE"FMC", 2024.
- [54] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, *Manual do inversor SUNNY TRIPOWER 60*, Niestetal: SMA.
- [55] BRASIL, *Lei Nº23.762, de 6 de Janeiro de 2021*, Belo Horizonte, MG, 2021.
- [56] CEMIG, *Cartilha de Faturamento para Geração Distribuída*, Belo Horizonte, MG, 2021.
- [57] ACADÊMICA PESQUISA, "Elaboração de Método de Pesquisa," *Acadêmica Pesquisa*, 3 Março 2020. [Online]. Available: <https://www.academica.com.br/post/como-fazer-om%C3%A9todo-disserta%C3%A7%C3%A3o-tese>. [Acesso em 24 Julho 2023].
- [58] GREENER, *Estudo Estratégico: Mercado de Armazenamento - Aplicações, Tecnologias e Análises Financeiras*, São Paulo: Greener, 2021.
- [59] KADRI, A; RAAHEMIFAR, K., "Optimal Sizing and Scheduling of Battery Storage System Incorporated with PV for Energy Arbitrage in Three Different Electricity Markets," *IEEE Canadian Conference of Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, pp. 1-6, 10 Outubro 2019.
- [60] BALOYI, T.; CHOWDHURY, S., "Sizing and Selection of Battery Energy Storage System for Time of Use Arbitrage in a Commercial Building in South Africa," *2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica*, pp. 1-5, 28 Setembro 2021.
- [61] KARN, H. et al, "Energy Management Strategy for Prosumers under Time of Use Pricing," *2020 IEEE International Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS)*, pp. 1-5, 7 Maio 2020.
- [62] KUMARI, S. et al, "Energy Management Strategy for Cost Minimization under Time of Use Pricing for Residential Application," *2020 IEEE International Students' Conference on Electrical, Electronics and Computer Science (SCEECS)*, pp. 1-4, 7 Maio 2020.

- [63] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA, *Chamada pública P&D Estratégico nº 21/2016 – Arranjos Técnicos e Comerciais para a Inserção de Sistemas de Armazenamento de Energia no Setor Elétrico Brasileiro*, Brasília, DF: ANEEL, 2016.
- [64] GREENER, *Estudo Estratégico: Solar + Armazenamento: Aplicações para o Brasil*, São Paulo: Greener, 2021.
- [65] CEMIG, “Valores de Tarifas e Serviços,” Cemig, 2022. [Online]. Available: www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos. [Acesso em 4 Setembro 2022].
- [66] MELO, R. F. S.; LEMOS, H. T. Q., *Uma Nova metodologia para o dimensionamento de Sistemas Off-grid com Armazenamento*, Pernambuco: Instituto Federal de Pernambuco, 2022.
- [67] CANTÚ, V. Z. et al, “Comparativo técnico entre bancos de baterias de primeira e segunda vida para aplicação On-grid de porte comercial,” *IX Congresso Brasileiro de Energia Solar*, p. 9, 23 a 27 Maio 2022.
- [68] Tri-Service Electrical Working Group (TSEWG), *TSEWG TP-4: Stationary Battery and Charger Sizing*, [https://www.wbdg.org/ccb/DOD/STC/twewg tp4.pdf](https://www.wbdg.org/ccb/DOD/STC/twewg_tp4.pdf), 2008.
- [69] FATHIMA, H.; PALANISAMY, K., “Optimized Sizing, Selection, and Economic Analysis of Battery Energy Storage for Grid-Connected Wind-PV Hybrid System,” *Hindawi Publishing Corporation - Modelling and Simulation in Engineering*, p. 16, 24 Dezembro 2015.
- [70] VALERIO, V. E. M., *Proposta para Dimensionamento ótimo de miniusinas fotovoltaicas no contexto da geração distribuída*, Itajubá: Tese da Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, 2018.
- [71] JA SOLAR, *Manual do módulo JAP6 60 245-265 3BB*, Shanghai: JA Solar, 2015.
- [72] GREENER, *Versão Premium: Estudo Estratégico do Mercado de Armazenamento de Energia no Brasil*, São Paulo: GREENER, 2022.

- [73] OCTAVIANO, M. E. F., "*Alocação Ótima de Baterias em Sistemas de Distribuição*", Juiz de Fora - MG: Dissertação da Universidade Federal de Juiz de Fora - UFJF, 2021.
- [74] LAZARINI, A. J.; IMPINNISI, P. R., "Development of a universal methodology for determining the remaining useful life of batteries based on manufacturer information," *Espaço Energia*, p. 13, Abril 2021.
- [75] HOLTZ, G. C. C., "*Traçado automático de envoltórias de esforços em estruturas planas utilizando um algoritmo evolucionário*", Rio de Janeiro: Dissertação da Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro - PUC RJ, 2005.
- [76] Centro de Referência para as Energias Solaras e Eólica Sérgio de S. Brito, "CRESESB," 2021. [Online]. Available: www.cresesb.cepel.br/index.php#localidade_7449. [Acesso em 24 Maio 2021].
- [77] ENWITEC ELETRONIC, *Manual da combiner box GAK S-1000-12(x2)S15-X-PES-1.0*, Rogglfing : Enwitec, 2016.
- [78] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG, *Manual da estação de média tensão MVS*, Niestetal: SMA.
- [79] WEG, *Manual Chaves Seccionadoras de Baixa Tensão*, Jaraguá do Sul: Grupo WEG, 2017.
- [80] LANDIS+GYR EQUIPAMENTOS DE MEDIÇÃO LTDA, *Manual do medidor bidirecional SAGA 1000-1681-A*, Landis+Gyr, 2009.
- [81] IFC COBRECUM, *Manual cabo solar SOLARCOM*, Itú: IFC Cobrecom.
- [82] SCHLETTER SOLAR GMBH, *Manual da estrutura G-Max*, Kirchdorf: Schletter, 2019.

APÊNDICES

APÊNDICE A – ETAPAS DE CONSTRUÇÃO DA USINA

A Usina Solar Padre Furusawa foi construída na Escola Técnica de Eletrônica “Francisco Moreira da Costa”, localizada no Vale da Eletrônica, em Santa Rita do Sapucaí. O início da construção ocorreu em novembro de 2016, com a adequação do terreno. Após a obtenção das licenças ambientais necessárias, procedeu-se à limpeza do local, removendo detritos e vegetação, conforme demonstram a Figura 68 e a Figura 69. Nessa etapa da construção, realizou-se um estudo completo do perfil do terreno, onde foram avaliadas características como aclives e declives, o tipo de solo e sua resistência. Com base no levantamento dessas informações, definiu-se o método de terraplanagem apropriado, garantindo que o terreno suportasse a carga estrutural da usina, sem a ocorrência de erosões ou deslocamentos de terra.



Figura 68 - Área reservada para construção da usina

Fonte: ETE “FMC” [53]



Figura 69 - Adequação do terreno

Fonte: ETE “FMC” [53]

Após a conclusão da limpeza, levantamento topográfico e adequação do terreno, em junho de 2017, foram realizados os processos de terraplanagem e aterro da área, conforme mostra a Figura 70 e a Figura 71. Essa fase teve como objetivo o nivelamento e a preparação do solo, garantindo assim a segurança da instalação ao longo dos anos de operação. Durante esse período, também ocorreu o recebimento dos materiais e equipamentos, seguindo uma logística adequada para sua posterior instalação.



Figura 70 - Terraplanagem do terreno

Fonte: ETE “FMC” [53]



Figura 71 - Aterro da área da usina

Fonte: ETE “FMC” [53]

Posteriormente à preparação do terreno, procedeu-se à marcação topográfica da posição das valas e estacas, conforme mostra a Figura 72. Essa etapa teve início em julho de 2017, e logo após sua conclusão, iniciou-se a escavação das valas, seguida pelo assentamento dos eletrodutos corrugados e pela passagem dos cabos e do aterramento, conforme demonstram a Figura 73 e a Figura 74.



Figura 72 - Marcação topográfica da posição das valas e estacas

Fonte: ETE “FMC” [53]



Figura 73 - Escavação de valas para passagem de cabos e do aterramento

Fonte: ETE “FMC” [53]



Figura 74 - Fechamento das valas após colocação dos eletrodutos e do aterramento

Fonte: ETE “FMC” [53]

Após a conclusão da preparação do cabeamento, teve início, em setembro de 2017, a etapa de montagem da estrutura mecânica da usina. Nesse sentido, procedeu-se à instalação das estacas e das estruturas, visando a posterior fixação dos módulos, como ilustram a Figura 75, a

Figura 76 e a Figura 77. Em determinados pontos, foram necessárias realizar algumas correções na fixação das estacas, que cederam após a instalação.



Figura 75 - Colocação das estacas

Fonte: ETE “FMC” [53]



Figura 76 - Início da colocação das estruturas

Fonte: ETE “FMC” [53]



Figura 77 - Montagem das estruturas

Fonte: ETE “FMC” [53]

A instalação dos painéis solares nas estruturas teve início em novembro de 2017, conforme demonstram a Figura 78 e a Figura 79. Após a fixação dos módulos, foram feitas as interligações entre os cabos, formando conjuntos de 24 placas em série (*strings*). Posteriormente, esses arranjos foram conectados às caixas de junção (*string box*), em conjuntos de 11 ou 12 *strings*.



Figura 78 - Colocação dos painéis solares

Fonte: ETE “FMC” [53]



Figura 79 - Instalação dos painéis solares

Fonte: ETE “FMC” [53]

A preparação da sala dos inversores iniciou-se em julho de 2017, com a construção e adequação do local, conforme mostra a Figura 80. Em outubro de 2017, foram realizadas as etapas de montagem das estruturas e a fixação das eletrocalhas. Após a instalação dos inversores, foram feitas as conexões elétricas, com a ligação dos cabos das caixas de junção à entrada dos inversores. Além disso, também foram realizadas as ligações dos cabos de saída dos inversores à cabine de média tensão.



Figura 80 - Instalação dos inversores

Fonte: ETE “FMC” [53]

A preparação da rede aérea de média tensão iniciou-se em setembro de 2017, com a instalação de novos postes e a adequação dos já existentes. Também foi realizada a retirada da rede antiga e a passagem do cabeamento da nova rede elétrica. As etapas de construção da cabine primária e do posicionamento da estação de média tensão tiveram início em outubro de 2017, conforme mostram a Figura 81 e a Figura 82. Em seguida, foram realizadas a instalação e a ligação da malha de aterramento da média tensão e do transformador. Após à conclusão, foram efetuadas as conexões entre os aterramentos das estruturas, dos módulos, dos inversores e da média tensão. Por fim, foram realizadas as ligações entre os inversores, à estação de média tensão e às proteções da cabine primária.



Figura 81 - Posicionamento da estação de média tensão

Fonte: ETE “FMC” [53]

Antes do início das atividades da usina, em abril de 2018, foram realizadas rotinas de testes e comissionamento do sistema. Nesta etapa, foram executadas tarefas como a inspeção geral da instalação, a verificação do transformador de aterramento, a checagem das instalações da rede de transmissão, a revisão das interligações nas caixas de junção, a inspeção das estruturas mecânicas, a verificação dos cabeamentos e a validação das interligações de todos os componentes do sistema. Por fim, foram realizadas as devidas correções necessárias com base no levantamento das pendências.



Figura 82 - Construção nova cabine primária

Fonte: ETE “FMC” [53]



Figura 83 - Comissionamento da usina

Fonte: ETE “FMC” [53]

Após o comissionamento detalhado, em maio de 2018, ocorreu a interligação da usina com a rede da concessionária de energia. Por fim, a inauguração do empreendimento ocorreu em 23 de junho de 2018, marcando o início as atividades da primeira usina fotovoltaica idealizada por uma rede de colégios e escolas do Brasil.

APÊNDICE B – DIMENSIONAMENTO DA USINA SOLAR PADRE FURUSAWA

Neste apêndice, são apresentados, de forma complementar, os cálculos realizados para o dimensionamento da Usina Solar Padre Furusawa, considerando suprir o consumo médio mensal de 133MWh/mês. A usina está localizada na cidade de Santa Rita do Sapucaí, com latitude de 22° 14' 60" sul e longitude de 45° 43' 11" oeste. Para esta localidade a irradiação solar diária média para cada mês é apresentada na Tabela 20 [76]. Considerando o ângulo de inclinação dos módulos igual à latitude, a irradiação média mensal é de 5,08kWh/m²/dia.

Tabela 20 - Irradiação solar diária média mensal [kWh/m²/dia]

Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
4,89	5,44	5,00	5,16	4,76	4,70	4,87	5,64	5,28	5,27	4,89	5,09

Fonte: SunData v3.0 – CRESESB [76]

A energia diária (E_p) produzida pelo módulo JAP6 60-265 3BB, fabricado pela JA Solar, com potência de 265Wp, é determinada pela equação (34). Considerando a eficiência do módulo ($\eta\%$) de 16,21%, a área (A) de 1,635m² e a irradiação média de 5,08kWh/m²/dia, a energia diária produzida pelo módulo é de 1,346kWh/dia.

$$E_p = \eta\% \times A \times H \quad (34)$$

Logo, a energia mensal produzida ($E_{pmês}$) pelo módulo pode ser calculada pela equação (35), resultando em um total de 40,38kWh/mês.

$$E_{pmês} = E_p \times 30 \text{ dias} \quad (35)$$

Considerando uma perda empírica de 23% na geração resultante do sombreamento, da cablagem, da resistência ôhmica, do nível de irradiância, na orientação e limpeza dos módulos, entre outros, a energia mensal produzida com perdas ($E_{pmês \text{ com perdas}}$) é calculada pela equação (36). Como resultado, a energia produzida por cada módulo passa a ser de 31,092kWh/mês.

$$E_{Pm\hat{E}s \text{ com perdas}} = E_{Pm\hat{E}s} - (E_{Pm\hat{E}s} \times 23\%) \quad (36)$$

Desta forma, o número de placas é determinado pela equação (37). Considerando o consumo médio mensal de 133MWh/mês, será necessário um total de 4277 placas com potência de 265Wp, do modelo especificado.

$$N^{\circ} \text{ de placas} = \frac{\text{Consumo}_{\text{mensal}}}{E_{Pm\hat{E}s \text{ com perdas}}} \quad (37)$$

O dimensionamento dos inversores é determinado a partir da potência total dos módulos e da tensão de entrada máxima permitida. A potência de pico dos inversores ($P_{TOTAL \text{ inv}}$) é determinada pela equação (38). Para um total de 4277 placas com potência (P_{MTP}) de 265Wp, a potência de pico total dos inversores será de 1,113MWp.

$$P_{TOTAL \text{ inv}} = N^{\circ} \text{ de placas} \times P_{MTP} \quad (38)$$

A conexão dos módulos em série resulta em um aumento de tensão, que deve ser calculado com objetivo de se respeitar o limite máximo de tensão de entrada do inversor. A tensão de circuito aberto da *string* ($V_{OC \text{ string}}$) é determinada pela equação (39). Considerando a associação de 24 módulos em série, com tensão de circuito aberto em STC ($V_{OC \text{ STC}}$) igual a 38,14V a tensão de circuito aberto da *string* será de 915,36V.

$$V_{OC \text{ string}} = N^{\circ} \text{ de placas em serie} \times V_{OC \text{ STC}} \quad (39)$$

Com objetivo de garantir que a tensão da *string* não ultrapasse os limites da tensão de entrada do inversor, é recomendada a aplicação de um fator de segurança. Desta forma, a tensão máxima da *string* ($V_{OC \text{ string FS}}$) passa a ser definida pela equação (40). Considerando um fator de segurança empírico de 10%, a tensão da *string* será de 1006,89V.

$$V_{OC \text{ string FS}} = V_{OC \text{ string}} + FS (10\%) \quad (40)$$

Outro fator que deve ser considerado para o cálculo da tensão da *string* é o coeficiente de temperatura de tensão (β_{VOC}), que indica o percentual de aumento da tensão em função da diminuição da temperatura [15]. A variação percentual de tensão ($\Delta_V\%$) é determinada pela equação (41). Considerando que a temperatura mínima (T_{min}) na localidade de Santa Rita do

Sapucaí não será inferior a 0°C, e que o coeficiente de temperatura de tensão deste módulo é de -0,330%/°C, a variação percentual de tensão será de 8,25%.

$$\Delta_V\% = (25^\circ - T_{min}) \times \beta_{VOC} \quad (41)$$

Logo, a tensão total da *string* ($V_{OC\ TOTAL\ string}$) será de 1089,95V, sendo calculada pela equação (42).

$$V_{OC\ TOTAL\ string} = V_{OC\ string\ FS} + (\Delta_V\% \times V_{OC\ string\ FS}) \quad (42)$$

O inversor utilizado é escolhido com base nas especificações mínimas de potência e tensão. Para este projeto, foi definido o uso de 15 inversores Sunny Tripower 60 da marca SMA, com potência nominal de 60kWp e tensão máxima de entrada de 1100V. Dessa forma, a limitação da tensão de entrada do inversor, apresentada na equação (43), é respeitada.

$$V_{inv} \geq V_{OC\ TOTAL\ string} \quad (43)$$

Considerando que cada inversor receberá em sua entrada um total de 11 a 12 *strings* de 24 placas conectadas em série, a potência de operação de cada inversor é apresentada na Tabela 21. Tendo em vista que a potência máxima do inversor *Sunny Tripower 60* é de 90kWp, o limite de potência máxima é respeitado para todos os inversores, sendo adequado o uso do modelo especificado neste projeto.

Tabela 21 - Potência total por inversor

Inversor	Número de <i>Strings</i>	Potência por inversor
1	11 séries de 24 painéis de 265Wp	69,96kWp
2	12 séries de 24 painéis de 265Wp	76,32kWp
3	12 séries de 24 painéis de 265Wp	76,32kWp
4	11 séries de 24 painéis de 265Wp	69,96kWp
5	12 séries de 24 painéis de 265Wp	76,32kWp
6	12 séries de 24 painéis de 265Wp	76,32kWp
7	12 séries de 24 painéis de 265Wp	76,32kWp
8	12 séries de 24 painéis de 265Wp	76,32kWp
9	12 séries de 24 painéis de 265Wp	76,32kWp
10	12 séries de 24 painéis de 265Wp	76,32kWp

11	12 séries de 24 painéis de 265Wp	76,32kWp
12	12 séries de 24 painéis de 265Wp	76,32kWp
13	11 séries de 24 painéis de 265Wp	69,96kWp
14	11 séries de 24 painéis de 265Wp	69,96kWp
15	11 séries de 24 painéis de 265Wp	69,96kWp

Fonte: Elaboração própria

APÊNDICE C – SIMULAÇÃO DA USINA SOLAR NO PVSyst

De forma complementar, são apresentados neste apêndice, os principais resultados obtidos com a simulação da Usina Solar Padre Furusawa por meio do programa computacional PVSyst. O sistema foi implementado em conformidade com as especificações determinadas previamente no Apêndice B – Dimensionamento da Usina Solar Padre Furusawa. Foram utilizadas 4200 placas, com orientação para o norte geográfico e inclinação de 25°. A vista em perspectiva da usina é apresentada na Figura 84 e na Figura 85 [45].

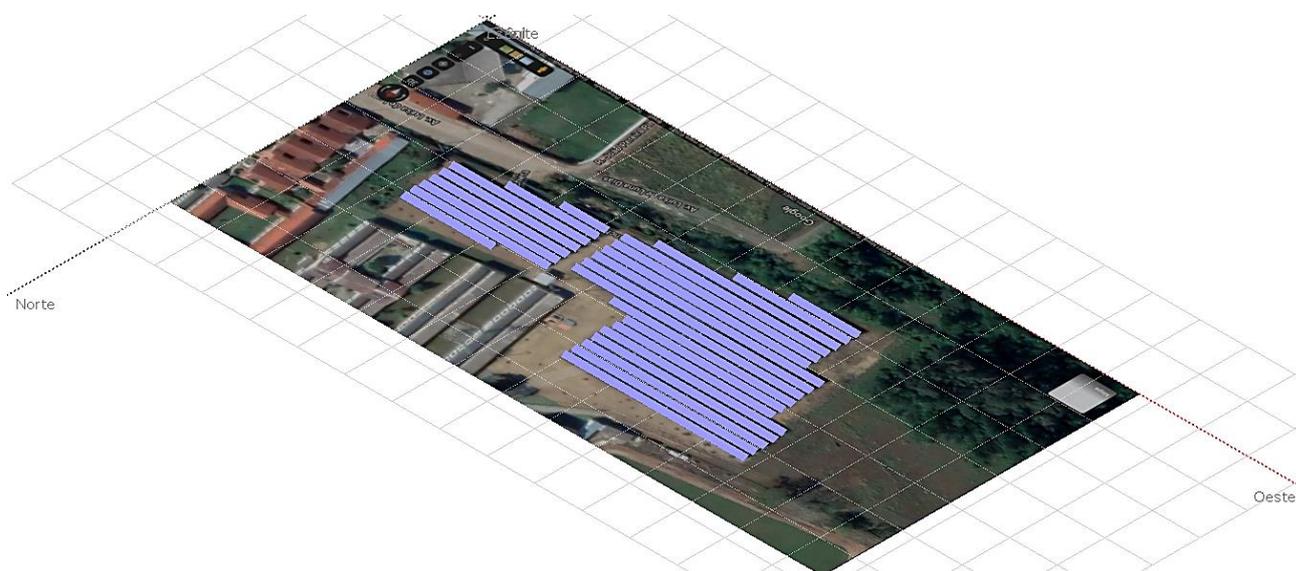


Figura 84 - Vista perspectiva da usina em 3D

Fonte: Simulação PVSyst 7.2

A disposição das mesas pelo terreno foi realizada considerando a área ocupada pela usina, que é de aproximadamente 7mil m² em superfície de módulos. O espaçamento entre as mesas foi configurado para distância de 5,38m, visando reduzir o sombreamento entre as fileiras em determinadas horas do dia. A distribuição das mesas pelo terreno é demonstrada na Figura 86.



Figura 85 - Vista em perspectiva da usina com visão ampliada

Fonte: Simulação PVSyst 7.2

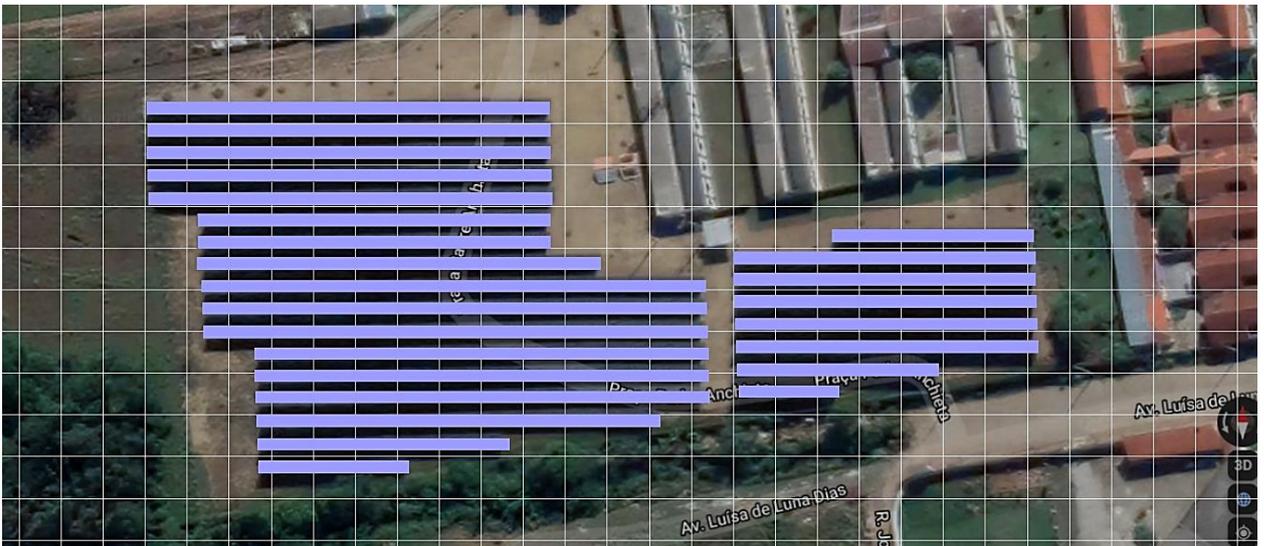


Figura 86 - Vista superior da usina

Fonte: Simulação PVSyst 7.2

A simulação foi realizada para a região de Santa Rita do Sapucaí, com latitude de $22^{\circ} 14' 60''$ sul e longitude de $45^{\circ} 43' 11''$ oeste. Para essa localidade, o diagrama das iso-sombras é apresentado na Figura 87. O diagrama ilustra a incidência da radiação solar ao longo dos meses do ano e mostra o comportamento das perdas devido ao sombreamento. Ao analisar o diagrama, é possível observar, por meio das linhas tracejadas, a porcentagem de perdas devido ao sombreamento dos módulos para cada hora do dia. A incidência da radiação solar é destacada pela área em amarelo. O diagrama também permite visualizar a influência do sombreamento para cada mês, uma vez que a altura solar varia de acordo com o período do ano. Dessa forma, pode-se constatar que entre os meses de outubro a fevereiro, os dias são mais longos, resultando

em perdas menores devido ao sombreamento, e o período de incidência solar ocorre das 6h às 18h. Nos meses de março a setembro, os dias são mais curtos, com o período de incidência solar das 7h às 17h, resultando em maiores perdas devido ao sombreamento.

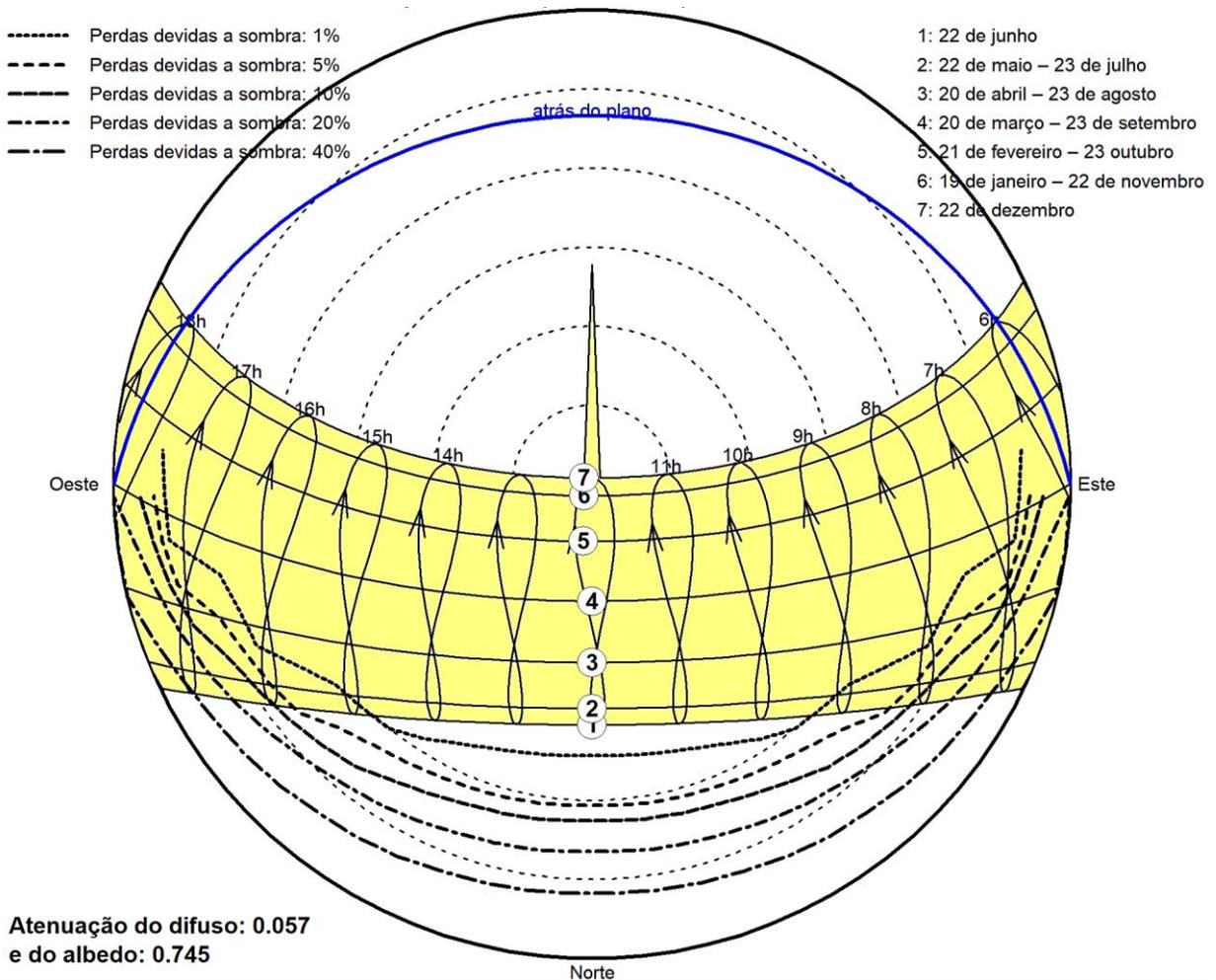


Figura 87 - Diagrama das iso-sombras

Fonte: Simulação PVSyst 7.2

Como resultado da simulação, a usina gerou um total de 1611,7MWh/ano de energia. O indicador de *performance ratio* (PR), que avalia a geração real da usina em relação à sua geração máxima possível, foi de 0,802. Na localidade considerada, a irradiação global efetiva total é de 1709,8kWh/m²/ano. O detalhamento dos resultados parciais de cada mês está apresentado na Tabela 22.

Tabela 22 - Balanços e resultados principais da simulação da Usina

Mês	Irradiação Global Efetiva [kWh/m ²]	Energia Injetada na Rede [MWh]	Índice de Performance - PR
Janeiro	132,6	124,5	0,791
Fevereiro	137,6	126,6	0,781
Março	142,2	131,3	0,788
Abril	136,6	127,3	0,798
Mai	138,9	133,1	0,817
Junho	132,3	129,5	0,830
Julho	150,6	146,9	0,830
Agosto	166,7	156,2	0,808
Setembro	151,0	140,1	0,797
Outubro	140,6	130,3	0,788
Novembro	147,2	138,5	0,798
Dezembro	133,5	127,4	0,801
Total no ano	1709,8	1611,7	0,802

Fonte: Simulação PVSyst 7.2

Ainda como resultado da simulação, os principais coeficientes de desempenho do sistema estão apresentados na Tabela 23. Onde Y_r é a energia incidente de referência; L_c são as perdas do grupo fotovoltaico normalizadas; Y_a é a produção do grupo fotovoltaico normalizada; L_s são as perdas do sistema normalizadas; Y_f é a produção do sistema normalizada.

Tabela 23 - Coeficientes de performance normalizados do sistema *On-grid*

Mês	Y_r [kWh/m ² /dia]	L_c [rácio]	Y_a [kWh/kWp/dia]	L_s [rácio]	Y_f [kWh/kWp/dia]
Janeiro	4.56	0.897	3.66	0.054	3.61
Fevereiro	5.20	1.079	4.12	0.059	4.06
Março	4.83	0.969	3.86	0.056	3.80
Abril	4.78	0.911	3.87	0.055	3.81
Mai	4.72	0.809	3.91	0.056	3.86
Junho	4.67	0.739	3.93	0.056	3.88
Julho	5.13	0.811	4.32	0.061	4.26
Agosto	5.60	1.012	4.59	0.066	4.53
Setembro	5.26	1.005	4.26	0.062	4.20

Outubro	4.79	0.961	3.83	0.056	3.78
Novembro	5.20	0.987	4.21	0.062	4.15
Dezembro	4.61	0.863	3.74	0.054	3.69
Total no ano	4.94	0.919	4.03	0.058	3.97

Fonte: Simulação PVSyst 7.2

A Figura 88 apresenta, como resultado, a energia normalizada diária do sistema. O gráfico demonstra a parcela de perda por absorção do grupo fotovoltaico (L_c), as perdas do sistema considerando todos os demais componentes (L_s), e a energia útil produzida na saída do inversor. Através de sua análise é possível compreender as parcelas de perdas de energia que ocorrem diariamente no sistema, sendo a energia útil média produzida igual a 3,97kWh/dia.

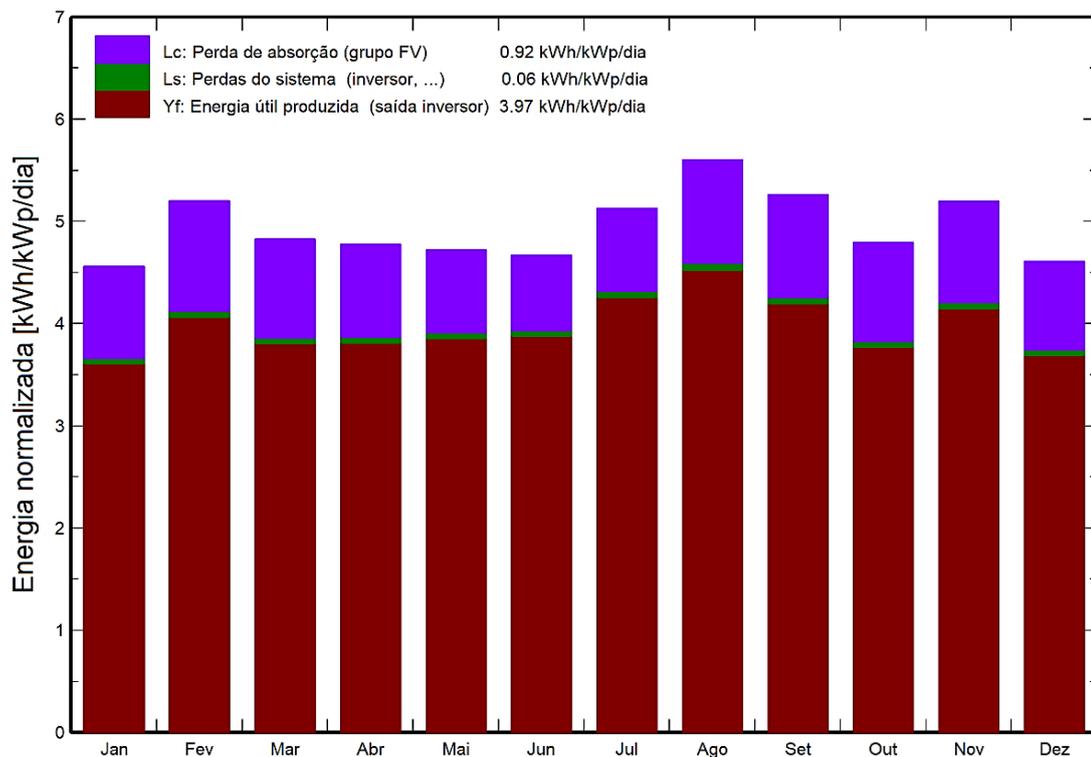


Figura 88 - Produção normalizada da usina, por kWp instalado

Fonte: Simulação PVSyst 7.2

O valor percentual das perdas do grupo fotovoltaico, das perdas do sistema e da energia útil produzida podem ser observados na Figura 89. Analisando os resultados obtidos, é perceptível que o valor médio da energia útil produzida é de 80,2%, estando em conformidade com o indicador *performance ratio* de 0,802. O diagrama da energia de entrada versus saída é apresentado na Figura 90. Notoriamente, há um maior aproveitamento da incidência de radiação solar global nos módulos entre os valores de 4 a 8kWh/m²/dia.

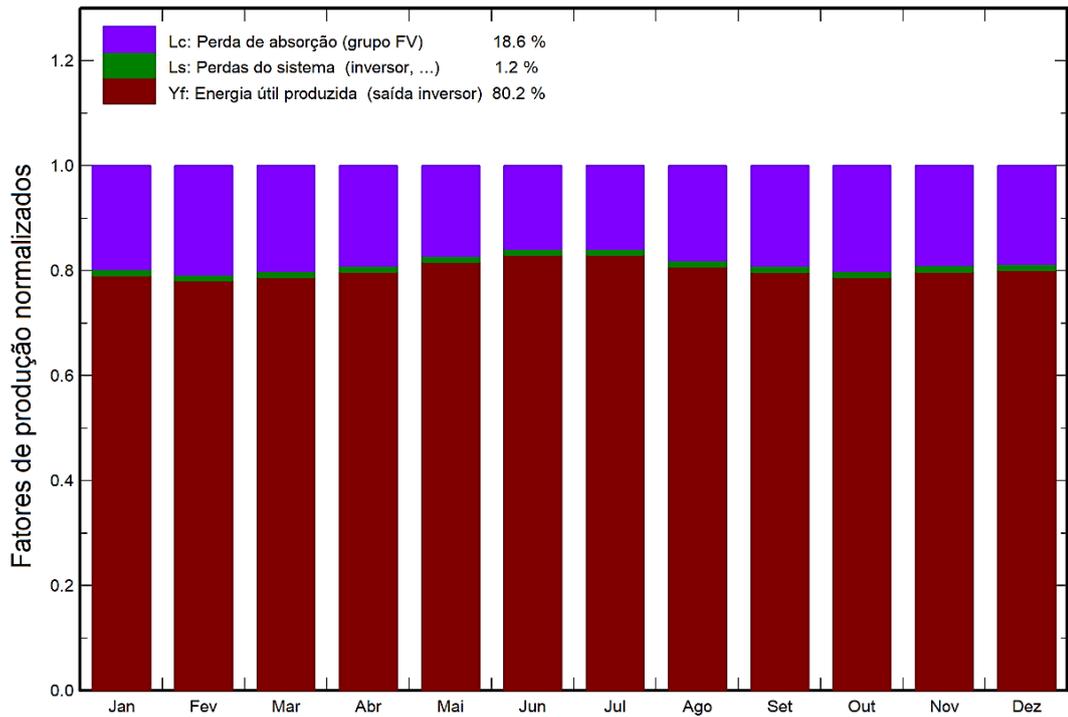


Figura 89 - Fatores de produção e de perdas normalizados da usina

Fonte: Simulação PVSyst 7.2

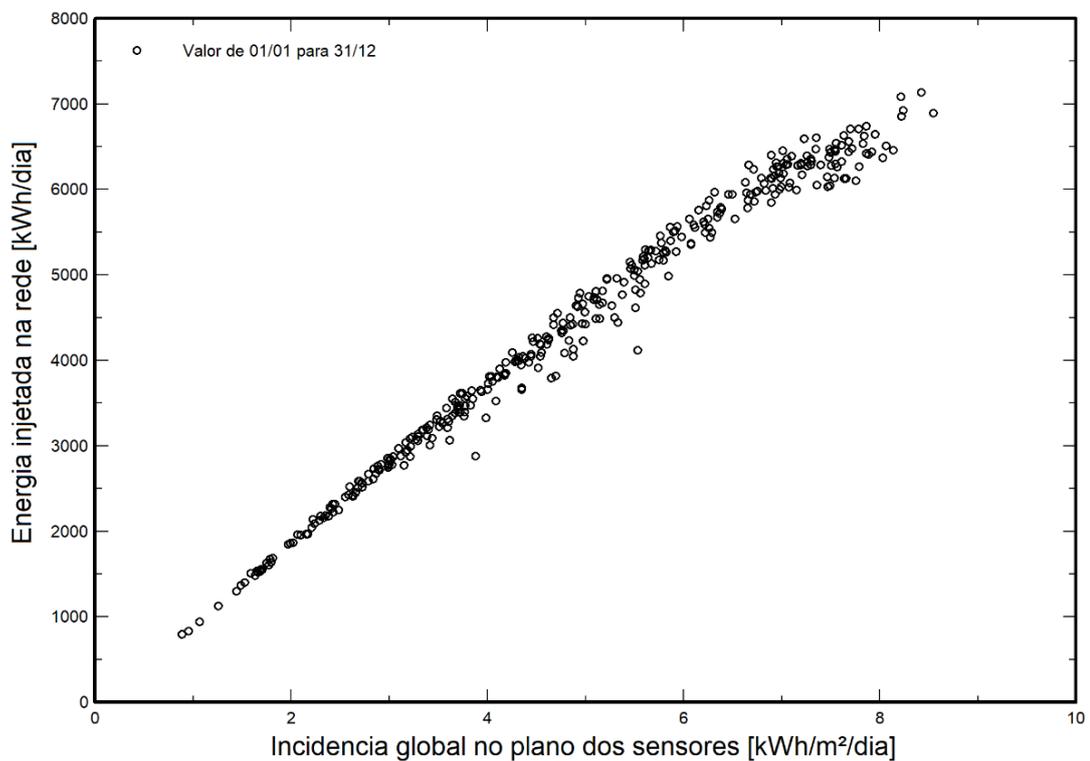


Figura 90 - Diagrama de entrada/ saída diário

Fonte: Simulação PVSyst 7.2

Por fim, o diagrama apresentado na Figura 91 demonstra detalhadamente as perdas parciais do sistema, que resultam em uma somatória de -22,2% da irradiação global incidente. No Anexo I desta tese, é apresentado o relatório que contempla os demais resultados obtidos com a simulação da Usina Solar Padre Furusawa.

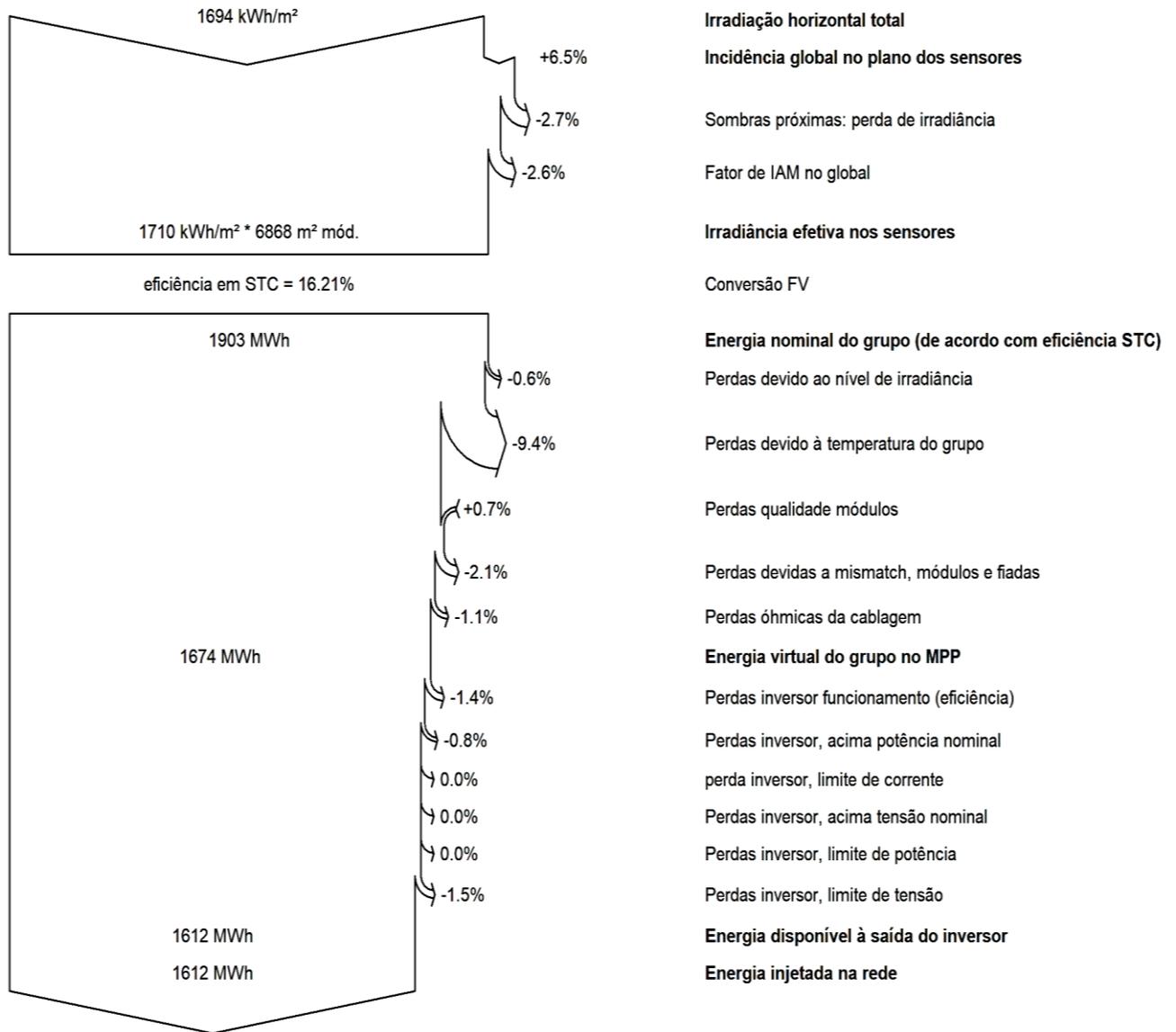


Figura 91 - Diagrama de perdas da usina

Fonte: Simulação PVSyst 7.2

APÊNDICE D – COMPONENTES DA USINA

Na construção da Usina Solar Padre Furusawa, foram empregados componentes como painéis solares, inversores, caixas de junção, dispositivos de proteção e manobra, medidor bidirecional, cabos para conexões, estação de média tensão, entre outros equipamentos. Nas subseções a seguir, são detalhados os componentes utilizados, suas conexões, quantidades e principais características.

I. Painel Solar

A transformação da radiação solar em energia elétrica é realizada por meio dos painéis solares. Para a construção da usina, foram utilizados os módulos JAP6 60-265 3BB, fabricados pela JA Solar, com potência de 265Wp. As principais características elétricas em condições de temperatura normal de operação da célula (NOCT) e em condições padronizadas de teste (STC), são apresentadas na Tabela 24 e na Tabela 25 [71].

Tabela 24 - Características elétricas do módulo em NOCT

Informações Técnicas	NOCT
Modelo	JAP6 60-265 3BB
Potência Máxima ($P_{MÁX}$)	192,39W
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	7,24A
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	34,87V _{DC}
Corrente em máxima potência (I_{MTP})	6,77A
Tensão em máxima potência (V_{MTP})	28,2V _{DC}
Tolerância de potência (W)	0 ~ +5W
Coefficiente de temperatura I_{SC} (αI_{SC})	+0,058%/°C
Coefficiente de temperatura V_{OC} (βV_{OC})	-0,330%/°C
Coefficiente de temperatura V_{MTP} (γV_{MTP})	-0,410%/°C

*Condições de teste: Irradiância de 800W/m², temperatura da célula acima do normal, massa de ar 1.5 e temperatura ambiente de 20°C.

Fonte: JA Solar - Manual do módulo [71]

O painel JAP6 60-265 3BB é composto por 60 células do tipo policristalinas, conectadas em série e distribuídas em seis fileiras com dez unidades cada. O módulo dispõe de uma caixa de junção com grau de proteção IP 67, garantindo total vedação contra penetração de poeira e

imersão temporária em água (até um metro de profundidade, por 30 minutos). Cada painel é equipado com três diodos de *bypass*, destinados a garantir a circulação de corrente pelas células, em casos de sombreamento parcial do módulo. O modelo utilizado alcança uma eficiência de aproximadamente 16,21%, e demonstra um bom desempenho na geração, mesmo em situações de baixa irradiação. Suas características mecânicas são projetadas para suportar as condições climáticas mais adversas, como chuva de granizo, vento e neve. A superfície do painel possui tratamento antirreflexivo e anti-sujidade, contribuindo significativamente para a redução da perda de potência devido ao acúmulo de sujeira. As dimensões do módulo são de 1650mm de comprimento, 991mm de largura e 40mm de altura, com peso aproximado de 18,2kg [71].

Tabela 25 - Características elétricas do módulo em STC

Informações Técnicas	STC
Potência Máxima ($P_{MÁX}$)	265W
Corrente de curto-circuito (I_{SC})	9,10A
Tensão de circuito aberto (V_{OC})	38,14V _{DC}
Corrente em máxima potência (I_{MTP})	8,56A
Tensão em máxima potência (V_{MTP})	30,96V _{DC}
Eficiência do modulo ($\eta\%$)	16,21%

*Condições de teste: Irradiância de 1000W/m², temperatura da célula de 25°C e massa de ar 1.5.

Fonte: JA Solar - Manual do módulo [71]

Para a construção da usina, foram utilizados 4200 painéis, organizados em conexões série e paralelo. Os módulos foram agrupados em séries de 24 painéis, resultando em um total de 175 *strings*. Os cabos utilizados para as interligações entre os módulos e os inversores possuem tensão de isolamento de 1000V_{DC}, garantindo a segurança da instalação. As conexões em paralelo foram realizadas em 15 caixas de junção, sendo destinada uma para cada inversor.

II. Caixa de Junção

As caixas de junção, também conhecidas como *combiner box*, desempenham a função de agrupar as *strings* de módulos. Na construção da usina, foram utilizadas 15 caixas de junção, cuja saída está diretamente conectada à entrada dos inversores. O modelo utilizado foi a *A combiner box S-1000-12(X2)*, fabricada pela Enwitec. Suas principais características são apresentadas na Tabela 26.

Tabela 26 - Principais características da *combiner box*

Informações Técnicas	S-1000-12(x2)
Modelo	GAK S-1000-12(x2)S15-X-PES-1.0
Tensão nominal de isolamento (U_i)	1000V _{DC}
Tensão operacional nominal (U_e)	1000V _{DC}
Corrente nominal da <i>string</i> (I_{sc})	10A
Σ Corrente nominal (I_n)	120A
Σ Corrente nominal por curto prazo (I_n)	160A
Número máximo de <i>strings</i>	12
Conexão de entrada	6mm ²
Conexão de saída	95mm ²
Porta fusível	10x38mm
Fusível	10x38mm 15A gPV
Faixa de temperatura de operação	-25°C a +40°C
Comprimento x Altura x Largura	400 x 400 x 200 mm
Grau de proteção (Poliéster)	IP65

Fonte: Enwitec – Manual da *combiner box* [77]

Em cada *combiner box*, foram agrupadas de 11 a 12 *strings*, cada uma composta por 24 placas conectadas em série, conforme ilustrado na Figura 92. A conexão foi realizada por meio de dois barramentos, positivo e negativo, estabelecendo uma ligação em paralelo, resultando no aumento da corrente. As caixas de junção S-1000-12(X2) possuem quatro portas fusíveis do tipo tripolar, totalizando 12 entradas, conforme mostra a Figura 93. Os fusíveis utilizados são do tipo gPV, projetados especificamente para aplicações fotovoltaicas.

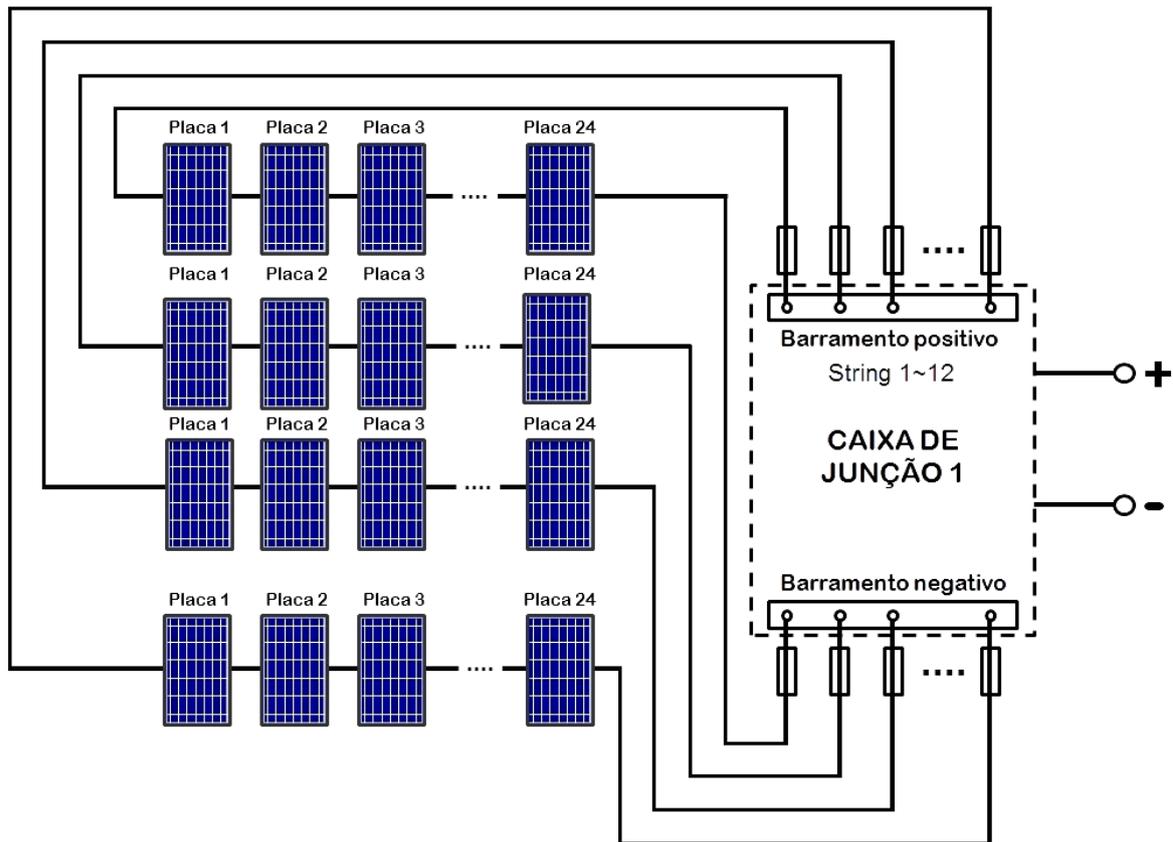


Figura 92 - Conexão dos módulos nas caixas de junção

Fonte: Elaboração própria



Figura 93 - Caixa de junção

Fonte: ETE “FMC” [53]

III. Inversor

O inversor é o componente do sistema responsável por realizar a conversão da corrente contínua (CC), em corrente alternada (CA). Na usina, foi utilizado o modelo *Sunny Tripower 60*, fabricado pela SMA. Este inversor é trifásico, com potência máxima de geração de 90kWp, sendo ideal para aplicações em sistemas descentralizados. As principais características elétricas do inversor são apresentadas na Tabela 27 [54].

Tabela 27 - Principais características do inversor

Informações Técnicas	Sunny Tripower 60
Potência de geração máxima	90kWp
Potência de geração nominal	60kWp
Faixa de tensão de entrada (MPPT)	685 a 800V _{DC}
Mínima tensão de entrada	680V _{DC}
Tensão de entrada de partida	720V _{DC}
Máxima tensão de entrada	1000V _{DC}
Máxima corrente de entrada	150A
Número de entradas MPPT	1
Tensão de saída	400 a 480V _{AC} ±10%
Número de fase na saída	3~
Frequência de rede	60Hz
Umidade relativa	95%
Faixa de temperatura de operação	-25°C a +60°C
Grau de proteção	IP65
Emissão de ruído	58dB
Comprimento x Altura x Largura	570 x 740 x 306 mm
Autoconsumo (noturno)	<3W

Fonte: SMA - Manual do inversor [54]

Na usina, foram instalados um total de 15 inversores com potência nominal de 60kWp, totalizando 900kWp de capacidade. As saídas das caixas de junção são interligadas à entrada dos inversores por meio de cabeamento subterrâneo. As saídas dos inversores são conectadas à estação de média tensão para adequação dos níveis de energia a serem injetados na rede elétrica. Os inversores da usina foram instalados em uma sala com sistema de refrigeração automatizado, garantindo assim os níveis de temperatura adequados para o seu funcionamento.

IV. Estação de Média Tensão

A estação de média tensão é utilizada quando é necessário adequar os níveis de energia gerada para a injeção na rede elétrica. Após análise da estrutura da rede de baixa tensão, constatou-se que esta não suportaria os níveis gerados pela usina, tornando necessária a instalação da estação de média tensão (MVS). A cabine instalada na usina é do modelo MVS-1200-STP-10, fabricada pela SMA. Este modelo permite a conexão de até 20 inversores e possibilita também a ligação com outras estações. As principais características elétricas da cabine são apresentadas na Tabela 28 [78].

Tabela 28 - Principais características da estação de média tensão

Informações Técnicas	MVS-1200-STP-10
Modelo	MVS-1200-STP-10
Potência nominal de entrada	1200kVA
Tensão nominal de entrada	400V _{DC}
Frequência de entrada	50/60Hz
Corrente máxima de entrada	1740A
Tensão nominal de saída	20kV
Tensões nominais de saída opcionais	10k a 34,5kV
Corrente nominal de saída	34,6A
Eficiência máxima	99,5%
Faixa de temperatura de operação	-25°C a +40°C
Comprimento x Altura x Largura	2991 x 2591 x 2438 mm
Grau de proteção (IEC60529)	IP23D

Fonte: SMA - Manual da estação MVS [78]

V. Sistema de Proteção

Além das proteções oferecidas pelos fusíveis das caixas de junção e da estação de média tensão, foram instaladas chaves seccionadoras saca fusíveis para cada um dos 15 inversores. O modelo utilizado foi o FWS 160, fabricado pela WEG. Suas principais características são apresentadas na Tabela 29. As chaves são utilizadas para a proteção e manobra do sistema, contando com uma tampa transparente que possibilita a verificação do estado dos fusíveis NH, conforme mostra a Figura 94. A proteção na manobra da chave é garantida por meio da câmara de extinção de arco voltaico, atendendo a todas as normas de segurança [79].

Tabela 29 - Principais características da chave seccionadora saca fusível

Informações Técnicas	FWS 160
Modelo	FWS 160
Tensão nominal de operação (Ue)	690V
Tensão nominal de isolamento (Ui)	1000V
Tensão nominal de impulso suportável (Uimp)	8kV
Corrente nominal de operação (Ie)	160A
Frequência	60Hz
Grau de proteção	IP20
Faixa da temperatura de operação	-25°C a +55°C

Fonte: WEG - Manual da chave seccionadora FWS 160 [79]



Figura 94 - Chave seccionadora saca fusível

Fonte: ETE “FMC” [53]

VI. Medidor Bidirecional

Para a medição da energia injetada e da energia consumida em unidades com sistemas fotovoltaicos, é necessário o uso de um medidor bidirecional. O modelo utilizado na construção da usina foi o SAGA 1000-1681-A, fabricado pela Landis+Gir. Suas principais características são apresentadas na Tabela 30. A medição é demonstrada através dos códigos 003 para a energia consumida e 103 para energia injetada na rede. O medidor ainda apresenta os valores de energia

elétrica ativa e reativa, e possibilita a medição da energia e da demanda em diferentes postos tarifários [80].

Tabela 30 - Principais características sobre o medidor bidirecional

Informações Técnicas	SAGA 1000
Modelo	SAGA 1000-1681-A
Tensão nominal	120 a 240V
Corrente nominal	2,5A
Corrente máxima	10A
Frequência nominal	60Hz
Número de elementos	3
Número de fios	4 (FFFN)
Número de fases	3~
Constantes (kh)	0,6Wh e 0,6Varh/pulso
Formato (tipo de instalação)	Sobrepor
Classe de exatidão	C (0,2%)

Fonte: Landis+Gyr - Manual do medidor bidirecional [80]

VII. Cabo

Para realizar a conexão dos componentes de um sistema solar fotovoltaico, é necessário o uso de cabos específicos para esta aplicação. Na construção da usina, foi utilizado o modelo Solarcom, fabricado pela Cobrecom. O cabo trabalha a tensão nominal de 0,6 a 1kV para corrente alternada e até 1,8kV para corrente contínua. Sua faixa de temperatura de operação é de -15°C a +90°C, podendo chegar até 120°C por um intervalo de tempo limitado. O material utilizado para cobertura e isolamento do cabo é o poliolefinico, que garante alta proteção contra os raios UV, boa resistência mecânica, proteção antichamas, entre outras características [81].

VIII. Estrutura

As estruturas de fixação das placas garantem a correta instalação dos módulos em sua devida orientação e inclinação, oferecendo a devida sustentação mecânica. Para a fixação dos 4200 módulos utilizados na usina, foram empregadas estruturas G-Max, fabricadas pela Scheletter. A estrutura feita de aço galvanizado possui uma variedade de ajustes com ângulos fixos de inclinação de 10° a 35°. Na usina, o ângulo de inclinação estipulado por projeto foi de 25°, com orientação ao norte verdadeiro. O *layout* da instalação dos módulos utilizado foi na posição retrato [82].

APÊNDICE E – HISTÓRICO DE GERAÇÃO

Este apêndice apresenta o histórico de geração mensal da usina desde o início de suas atividades, conforme demonstra a Tabela 31. Também é possível observar os valores mensais da geração projetada e o total acumulado.

Tabela 31 - Histórico da energia gerada mensal

Ano	Mês	Geração Projetada (kWh/mês)	Geração Realizada ¹ (kWh/mês)	Geração Acumulada (kWh)
2018	Junho	41.233	23.751	23.751
2018	Julho	145.400	142.814	166.565
2018	Agosto	159.300	106.528	273.093
2018	Setembro	142.300	84.277	357.370
2018	Outubro	132.000	118.424	475.794
2018	Novembro	137.900	101.985	577.779
2018	Dezembro	126.100	146.291	724.070
2019	Janeiro	124.300	151.213	875.283
2019	Fevereiro	128.500	102.706	977.989
2019	Março	133.400	131.129	1.109.118
2019	Abril	129.400	143.450	1.252.568
2019	Maiο	133.500	133.110	1.385.678
2019	Junho	126.000	136.552	1.522.230
2019	Julho	145.400	154.618	1.676.848
2019	Agosto	159.300	149.201	1.826.049
2019	Setembro	142.300	140.010	1.966.059
2019	Outubro	132.000	154.915	2.120.974
2019	Novembro	137.900	121.882	2.242.856
2019	Dezembro	126.100	117.999	2.360.855
2020	Janeiro	125.471	124.300	2.485.155
2020	Fevereiro	128.500	96.762	2.581.917
2020	Março	133.400	156.264	2.738.181
2020	Abril	129.400	146.329	2.884.510
2020	Maiο	133.500	140.332	3.024.842
2020	Junho	126.000	121.918	3.146.760
2020	Julho	145.400	143.721	3.290.481

2020	Agosto	159.300	154.303	3.444.784
2020	Setembro	142.300	148.043	3.592.827
2020	Outubro	132.000	126.357	3.719.184
2020	Novembro	137.900	139.474	3.858.658
2020	Dezembro	126.100	119.058	3.977.716
2021	Janeiro	125.471	134.958	4.112.674
2021	Fevereiro	128.500	110.290	4.222.964
2021	Março	133.400	138.884	4.361.848
2021	Abril	129.400	154.291	4.516.139
2021	Maiο	133.500	130.983	4.647.122
2021	Junho	126.000	125.099	4.772.221
2021	Julho	145.400	149.111	4.921.332
2021	Agosto	159.300	146.943	5.068.275
2021	Setembro	142.300	143.606	5.211.881
2021	Outubro	132.000	107.149	5.319.030
2021	Novembro	137.900	140.368	5.459.398
2021	Dezembro	126.100	128.082	5.587.480
2022	Janeiro	124.300	121.556	5.709.036
2022	Fevereiro	128.500	120.100	5.829.136
2022	Março	133.400	150.662	5.979.798
2022	Abril	129.400	146.651	6.126.449
2022	Maiο	133.500	139.714	6.266.163
2022	Junho	126.000	122.972	6.389.135
2022	Julho	145.400	149.294	6.538.429
2022	Agosto	159.300	138.428	6.676.857
2022	Setembro	142.300	123.370	6.800.227
2022	Outubro	132.000	104.913	6.905.140
2022	Novembro	137.900	154.563	7.059.703
2022	Dezembro	126.100	114.023	7.173.726

1 A geração realizada representa o valor da medição efetuada no inversor

Fonte: ETE “FMC” [53]

APÊNDICE F – HISTÓRICO DE CONSUMO

Este apêndice apresenta o histórico de consumo total, de todas as unidades beneficiadas pela usina desde julho de 2018. Os valores são detalhados na Tabela 32.

Tabela 32 - Histórico de consumo total, considerando todas as unidades consumidoras

Consumo Total [kWh/mês]					
Mês	2018	2019	2020	2021	2022
Janeiro	-	25.528	66.055	58.644	60.945
Fevereiro	-	39.845	103.586	57.500	110.792
Março	-	147.234	81.969	52.883	159.183
Abril	-	126.096	42.182	50.991	133.655
Maio	-	169.024	44.529	69.786	134.965
Junho	-	101.808	42.429	62.651	73.896
Julho	52.790	84.364	42.990	63.776	75.914
Agosto	96.865	109.670	45.273	74.660	89.453
Setembro	102.616	123.261	52.980	107.209	122.745
Outubro	125.909	118.374	48.235	100.060	126.778
Novembro	50.979	123.303	45.372	109.866	125.687
Dezembro	27.322	84.344	54.562	79.794	85.623

Fonte: ETE “FMC” [53]

APÊNDICE G – FLUXO DE CAIXA DO PROJETO

Os valores detalhados das receitas e despesas para cada ano de operação, do sistema de armazenamento proposto nesta tese, são apresentados na Tabela 33.

Tabela 33 - Fluxo de caixa do sistema de armazenamento proposto

Ano	Tarifa [R\$/kWh]	Receita [R\$]	CAPEX [R\$]	OPEX [R\$]	Fluxo Anual [R\$]	Fluxo Acumulado [R\$]
0	0,00	0,00	- 475.128,48	0,00	-475.128,48	-475.128,48
1	1,883740	65.780,20	0,00	14.253,85	51.526,35	-423.602,13
2	1,996764	69.378,38	0,00	14.253,85	55.124,52	-368.477,61
3	2,116570	73.173,38	0,00	14.253,85	58.919,52	-309.558,09
4	2,243564	77.175,96	0,00	14.253,85	62.922,10	-246.635,98
5	2,378178	81.397,48	0,00	14.253,85	67.143,63	-179.492,35
6	2,520869	85.849,93	0,00	14.253,85	71.596,07	-107.896,28
7	2,672121	90.545,92	0,00	14.253,85	76.292,06	-31.604,22
8	2,832448	95.498,78	0,00	14.253,85	81.244,92	49.640,71
9	3,002395	104.843,65	256.569,38	14.253,85	-165.979,59	-116.338,88
10	3,182539	110.578,59	71.269,27	14.253,85	25.055,47	-91.283,41
11	3,373491	116.627,24	0,00	14.253,85	102.373,39	11.089,98
12	3,575901	123.006,75	0,00	14.253,85	108.752,90	119.842,88
13	3,790455	129.735,22	0,00	14.253,85	115.481,37	235.324,24
14	4,017882	136.831,74	0,00	14.253,85	122.577,88	357.902,13
15	4,258955	144.316,44	0,00	14.253,85	130.062,58	487.964,71
16	4,514493	152.210,54	0,00	14.253,85	137.956,69	625.921,40
17	4,785362	160.536,46	0,00	14.253,85	146.282,61	772.204,01
18	5,072484	177.131,13	256.569,38	14.253,85	-93.692,10	678.511,91
19	5,376833	186.820,21	0,00	14.253,85	172.566,35	851.078,26
20	5,699443	197.039,27	71.269,27	14.253,85	111.516,15	962.594,41
21	6,041409	207.817,32	0,00	14.253,85	193.563,47	1.156.157,88
22	6,403894	219.184,93	0,00	14.253,85	204.931,07	1.361.088,95
23	6,788128	231.174,34	0,00	14.253,85	216.920,49	1.578.009,44
24	7,195415	243.819,58	0,00	14.253,85	229.565,73	1.807.575,17
25	7,627140	257.156,51	0,00	14.253,85	242.902,66	2.050.477,82

Fonte: Elaboração própria

APÊNDICE H – ARTIGO PUBLICADO

80

Otimização da operação do sistema de armazenamento por baterias para usina solar Padre Furusawa

Optimization of the battery storage system operation for the Padre Furusawa solar power plant

Bruna de Almeida Fernandes¹, Christian Jeremi Rodriguez Coronado², Eduardo Crestana Guardia³

1 - Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI. E-mail: brunaalmeida@unifei.edu.br

2 - Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI. E-mail: christian@unifei.edu.br

3 - Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI. E-mail: eduardo.guardia@unifei.edu.br

Resumo: O estudo proposto neste artigo tem como objetivo, o desenvolvimento de um programa de otimização com a finalidade de calcular a profundidade de descarga ideal para as baterias do sistema de armazenamento, que será implementado na Usina Solar Padre Furusawa. Baseado em otimização não linear e não inteira, o programa busca maximizar o Valor Presente Líquido (VPL) do projeto, considerando a vida útil das baterias e seu impacto financeiro no investimento. Os resultados obtidos com o sistema de otimização, validam a eficácia do método proposto, identificando uma profundidade de descarga ideal de 96,58%, que resulta em um VPL de R\$539.802,21 e uma Taxa Interna de Retorno (TIR) de 13%. A estratégia adotada apresentou melhorias significativas no desempenho e na rentabilidade do sistema de armazenamento, confirmando a importância da otimização dos parâmetros de operação, para projetos de usinas solares fotovoltaicas. Com a implementação da profundidade de descarga otimizada, obteve-se um ganho de 4,61% no VPL, reforçando assim a viabilidade e o impacto positivo da abordagem proposta.

Palavras-chave: Sistema fotovoltaico. Energia renovável. Armazenamento de energia. Profundidade de descarga.

Abstract: The proposed study in this article aims to develop an optimization program to calculate the ideal depth of discharge for the batteries in the storage system, which will be implemented in the Padre Furusawa Solar Plant. Based on non-linear and non-integer optimization, the program seeks to maximize the Net Present Value (NPV) of the project, considering the battery's lifespan and its financial impact on the investment. The results obtained with the optimization system validate the effectiveness of the proposed method, identifying an optimal depth of discharge of 96.58%, resulting in an NPV of R\$539,802.21 and an Internal Rate of Return (IRR) of 13%. The adopted strategy showed significant improvements in the performance and profitability of the storage system, confirming the importance of optimizing operational parameters for photovoltaic solar projects. With the implementation of the optimized depth of discharge, there was a 4.61% gain in NPV, reinforcing the feasibility and positive impact of the proposed approach.

Keywords: Photovoltaic system. Renewable energy. Energy storage. Depth of discharge.

Introdução

De acordo com o relatório da Agência Internacional de Energia (IEA, 2023) de julho de 2023, tem-se observado um crescimento contínuo da demanda global de energia, com um acréscimo de 2,3% em 2022, e projeções de 2% para 2023 e 3,3% para 2024 (IEA, 2023). Esse aumento da demanda tem sido acompanhado predominantemente pelo uso de fontes tradicionais de geração de energia, tais como combustíveis fósseis. Essas fontes têm sido associadas à emissão de poluentes, contribuindo com a degradação do meio ambiente, o agravamento do efeito estufa e o fenômeno do aquecimento global. Diante deste cenário, tem crescido a busca por alternativas geração de energia sustentáveis, renováveis e limpas, como é o caso da energia solar (Si et al., 2022).

Com a popularização do uso da energia fotovoltaica, diversas estratégias têm sido adotadas com objetivo de potencializar seus benefícios, como por exemplo, o uso dos sistemas de armazenamento por baterias. Através de sua implementação é possível realizar o armazenamento do excedente da energia gerada, quando a produção supera o consumo, conferindo uma maior versatilidade aos sistemas fotovoltaicos. No entanto, para otimizar seu desempenho, é fundamental realizar o dimensionamento adequado do sistema de armazenamento,

levando em consideração a correta definição de seus critérios de operação.

A determinação precisa dos parâmetros da bateria têm impacto direto na preservação de sua vida útil (Assis et al., 2022). Portanto, o dimensionamento do sistema deve contemplar informações sobre as características, os parâmetros e as condições de operação das baterias, visando garantir sua longevidade. Tal como a definição de sua profundidade de descarga, onde a escolha de um valor muito baixo impacta diretamente na capacidade de armazenamento do banco, enquanto um valor muito alto influencia no número de ciclos de carga e descarga. Portanto, o cálculo assertivo deste parâmetro determinará a vida útil da bateria, que por sua vez representa uma parcela expressiva do valor investido no sistema. Sendo assim, ao considerar a relação entre a definição da profundidade de descarga e o impacto no retorno financeiro do investimento, é possível utilizar a bateria de forma mais otimizada.

Neste cenário, estudos recentes têm ressaltado a importância de se considerar as informações da bateria, a fim de prolongar sua vida útil e de otimizar o uso dos sistemas de armazenamento. Nesse contexto, Liu et al. (2023) propõe uma abordagem baseada em um modelo de programação linear unidimensional para

analisar a degradação de baterias empregadas no armazenamento de energia.

Diversas pesquisas no segmento de veículos elétricos também têm explorado o impacto da definição da profundidade de descarga da bateria, no seu desempenho. De acordo com Li et al. (2021), a substituição dos veículos tradicionais com motores a combustão, por carros elétricos, é uma alternativa que favorece a sustentabilidade ambiental. No entanto, o custo do envelhecimento da bateria tem sido apontado como o principal obstáculo para a disseminação do uso de veículos elétricos. Desta forma, com o objetivo de otimizar os retornos financeiros, o autor propõe uma estratégia de gerenciamento de energia que visa reduzir simultaneamente o consumo de energia e o custo de degradação da bateria no veículo.

Já Xie et al. (2019) enfatiza a importância de desenvolver uma estratégia de gerenciamento de energia eficiente para os veículos elétricos, que seja capaz de coordenar a distribuição de potência entre diferentes fontes de energia. O autor propõe uma estratégia de gerenciamento baseada na profundidade de descarga ideal da bateria e utiliza o controle preditivo para otimizar o desempenho do sistema. De forma similar, Xie et al. (2020) aborda a otimização do tamanho da bateria e o gerenciamento de energia em veículos

elétricos, levando em consideração o impacto da profundidade de descarga na degradação da bateria. Através da aplicação de programação convexa, o método proposto identifica a profundidade de descarga ideal, analisando a curva de custo total em relação ao estado de carga final.

Já Zhou et al. (2023) destaca a importância da integração das fontes de energia renováveis, dos sistemas de armazenamento e dos veículos elétricos, como uma forma de promover o desenvolvimento sustentável. Neste contexto, o autor propõe uma solução para a integração dessas estratégias por meio de um sistema de otimização desenvolvido através do método de Amostragem por Hipercubo Latino. O método proposto gera uma variedade de cenários, levando em consideração a incerteza relacionada à energia renovável e à demanda de carga.

Em seu estudo, Hlal et al. (2019) propõe uma nova abordagem de dimensionamento otimizado para sistemas fotovoltaicos com armazenamento por baterias, com foco em áreas isoladas. O autor emprega a técnica de modelos de fluxo de energia, considerando variáveis como irradiação solar, temperatura ambiente e demanda de carga, para identificar a combinação ideal entre a energia solar e a capacidade das baterias,

com o intuito de maximizar a confiabilidade e reduzir os custos do sistema.

Há evidências crescentes na literatura recente que tem enfatizado a importância de se projetar sistemas de maneira eficiente. No estudo realizado por Emad, El-Hameed e El-Fergany (2021), foi proposto o dimensionamento otimizado de um sistema híbrido, que integra energia solar fotovoltaica, energia eólica e armazenamento por baterias, visando sua aplicação em áreas remotas do Egito. O sistema proposto tem como principal objetivo atender a demanda de carga, minimizando o custo da energia em diferentes cenários de probabilidade de perda de fornecimento. Para isso, os autores propõem um modelo matemático que utiliza o método Otimizador do Lobo Cinzento, a fim de definir o dimensionamento ideal dos painéis solares, das turbinas eólicas e das baterias, buscando alcançar a solução com o menor custo possível.

De forma similar, Swathika et al. (2023) propõe um método destinado a analisar a viabilidade da implementação de usinas fotovoltaicas em telhados, em conjunto com sistemas de armazenamento de energia por baterias, no contexto específico do Sri Lanka. O principal objetivo do método consiste em identificar a solução energética mais adequada aos consumidores, considerando fatores como o

esquema tarifário, a localização e a área disponível no telhado.

Os sistemas de otimização têm sido amplamente empregados para aprimorar o desempenho de sistemas fotovoltaicos (Veliz et al., 2022). Neste contexto, o objetivo deste artigo é propor um método otimizado para o dimensionamento do sistema de armazenamento a ser implementado na Usina Solar Padre Furusawa, com a finalidade de definir a profundidade de descarga ótima que maximize o retorno financeiro do investimento. Através do desenvolvimento do método de otimização proposto, este artigo busca aprimorar a eficiência e o desempenho dos sistemas de armazenamento, evidenciando informações essenciais que contribuem para a melhoria da viabilidade desses sistemas. O estudo apresentado neste artigo trará contribuições relevantes sobre a definição dos parâmetros de operação das baterias e suas implicações técnicas e econômicas. Esta contribuição será alcançada por meio da correlação de duas variáveis até então não diretamente relacionadas na literatura – o VPL e a profundidade de descarga - resultando na formulação de hipóteses que possam orientar futuras pesquisas. Além disso, os resultados obtidos poderão embasar a tomada de decisão em projetos de usinas solares, contribuindo para o

desenvolvimento de políticas públicas voltadas à promoção das energias renováveis. Utilizando os dados coletados da usina em operação, será possível dimensionar o sistema com base em informações reais de consumo. Tais contribuições são de grande relevância para o setor de energias renováveis, tendo o potencial para impulsionar o avanço tecnológico e científico nessa área.

Material e Métodos

Apresentação do local de estudo

O sistema de armazenamento proposto neste artigo, será implementado em conjunto com a Usina Fotovoltaica Padre Furusawa, que é o local de estudo desta pesquisa. A energia gerada pela usina beneficia quatro centros de aprendizagem da Rede Jesuíta de Educação, localizados no estado de Minas Gerais. Os créditos de geração são compartilhados entre a Escola Técnica de Eletrônica “Francisco Moreira da Costa” (ETE “FMC”) em Santa Rita do Sapucaí, o Colégio Loyola em Belo Horizonte, o Centro de Educação Infantil Nhá Chica em Montes Claros e o Colégio Jesuítas em Juiz de Fora.

A usina foi construída no campus da ETE “FMC”, situado em Santa Rita do Sapucaí, com latitude de 22° 14' 60" sul e longitude de 45° 43' 11" oeste, ocupando

uma área de aproximadamente 15 mil m². Em sua implantação, foram utilizados um total de 4.200 painéis de 265 Wp cada, resultando em uma potência instalada de 1,113 MWp. Esses painéis foram posicionados com orientação para o norte geográfico e inclinação de 25°. Para a conversão da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos, foram instalados 15 inversores com potência de 60 kWp cada. A Figura 1 apresenta a geração total nos últimos anos.

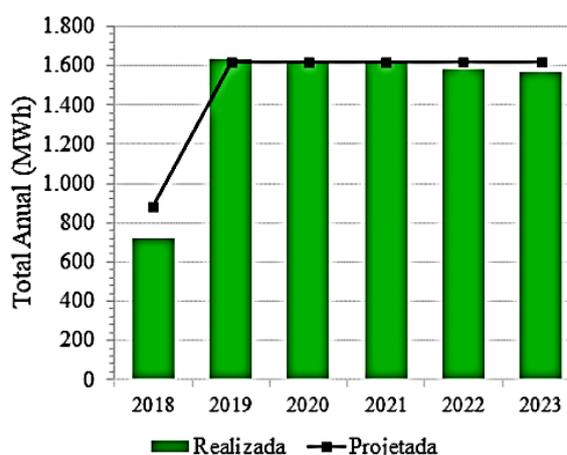


Figura 1 - Geração anual da Usina Solar Padre Furusawa

A usina está conectada à rede elétrica de distribuição da Cemig, sendo enquadrada na Classe Comercial, subgrupo A4, com tensão primária de 13,8 kV. A unidade consumidora é classificada na modalidade horosazonal verde, sendo a fatura composta pela parcela de energia no horário de ponta (HP) e horário fora de ponta (HFP), além da demanda contratada. A demanda de potência ativa contratada pela ETE “FMC”

é de 900 kW, correspondente à potência instalada da usina, fornecida pelos inversores. O valor da potência ativa consumida é de 70 kW.

Sistema de armazenamento por baterias

Os sistemas de armazenamento de energia vêm sendo utilizado em diversas aplicações, tornando-se uma tendência global. Seu conjunto de baterias armazena uma parcela da energia durante o período em que há geração excedente, sendo posteriormente descarregada para suprir à demanda em momentos oportunos. Uma das principais aplicações do sistema de armazenamento é a arbitragem de energia, que consiste em armazenar energia durante períodos de tarifas reduzidas (hora fora ponta - HFP) para ser consumida nos horários de tarifas mais elevadas (hora ponta - HP). Em síntese, o sistema aproveita as flutuações de preços ao longo do dia, resultando em economia na fatura de energia elétrica. Portanto, quanto maior for a diferença entre as tarifas por período, mais atrativa será a solução e maior será a economia obtida.

Este artigo propõe a implementação de um sistema de armazenamento por baterias na Usina Solar Padre Furusawa, com o objetivo de viabilizar a arbitragem da tarifa de energia, através da gestão do horário de consumo. Com a instalação desse sistema,

pretende-se reduzir o consumo durante o período de ponta (HP), resultando em economia na fatura de energia. A solução foi dimensionada para compensar o consumo da ETE "FMC", que é a unidade consumidora vinculada a usina. A Figura 2 demonstra o consumo HP e HFP, da ETE "FMC".

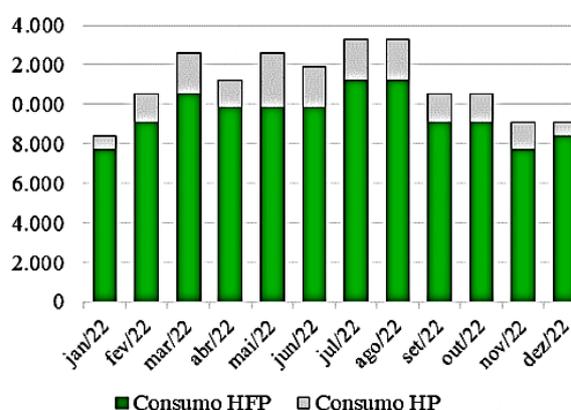


Figura 2 - Parcela de consumo HP e HFP no ano de 2022

Através da análise da Figura 2, observa-se que o consumo durante o período HP corresponde a aproximadamente 20% do consumo total, variando entre 2000 e 3000 kWh/mês. Neste contexto, a implementação do sistema proposto tem como objetivo reduzir o consumo de energia proveniente da rede elétrica durante esse período, utilizando o sistema de armazenamento para realizar a arbitragem da tarifa de energia.

Desta forma, o banco de baterias foi projetado para atender a demanda de 3000 kWh/mês, correspondente ao valor máximo

de consumo em horário de ponta da ETE" FMC", ao longo de um mês. O valor do consumo HP por dia ($C_{TOTAL\ DIA}$) é obtido através da divisão do consumo total mensal ($C_{TOTAL\ MÊS}$), pela quantidade de dias úteis do mês, conforme apresenta a equação (1). Considerando uma média de 21 dias úteis por mês, o resultado do $C_{TOTAL\ DIA}$ é de 142,86 kWh/dia.

$$C_{TOTAL\ DIA} = \frac{C_{TOTAL\ MÊS}}{\text{dias uteis}} \quad (1)$$

Com base no resultado obtido, a energia armazenada (E_A) pode ser determinada por meio da equação (2), que leva em consideração o consumo diário em HP ($C_{TOTAL\ DIA}$), o número de dias de autonomia (N_A), o fator de correção da bateria (f_c), a profundidade de descarga (P_D) e a eficiência da bateria (R_E) (Baloyi, Chowdhury, 2021).

$$E_A = \frac{C_{TOTAL\ DIA} \times N_A \times f_c}{P_D \times R_E} \quad (2)$$

A profundidade de descarga da bateria, é um parâmetro que indica sua porcentagem de descarregamento em relação à sua capacidade total. Esse parâmetro está diretamente relacionado à vida útil da bateria, pois quanto maior for a descarga, menor será sua durabilidade. Por outro lado, a eficiência da bateria, também conhecida como Roundtrip Efficiency (R_E) é um indicador que estabelece a relação entre a energia armazenada durante os ciclos de

recarga e a energia fornecida pela bateria (Cantú, 2022).

O fator de correção da bateria (f_c) pode ser calculado pela equação (3). Segundo Tsewg (2008) e Fathima e Palanisamy (2015), alguns parâmetros devem ser levados em consideração para que o dimensionamento da bateria seja condizente ao cenário real. À medida que a bateria se aproxima do término de sua vida útil, ela passa por um processo de degradação que impacta diretamente em seu desempenho, sendo este parâmetro denominado fator de envelhecimento da bateria (f_e). Outro parâmetro relevante no dimensionamento é o fator de temperatura da bateria (f_{temp}), que influencia diretamente em sua longevidade. O fabricante estabelece o desempenho da bateria a uma temperatura de referência de 25°C. Portanto, a variação da temperatura de operação resulta em uma alteração na capacidade da bateria. Assim, considerando o fator de temperatura (f_{temp}) de 0,94 (32°C), e o fator de envelhecimento (f_e) de 1,15 o resultado do fator de correção é de 1,081 (Cantú, 2022; Baloyi, Chowdhury, 2021).

$$f_c = f_e \times f_{temp} \quad (3)$$

Análise de viabilidade econômica

A análise de viabilidade econômica de um sistema fotovoltaico é uma das etapas mais relevantes na tomada de decisão pelo

investimento. No entanto, a definição das premissas econômicas, impacta de maneira direta na confiabilidade dos resultados, tornando-os mais ou menos representativos do cenário real. Nesse sentido, diversos fatores técnicos e econômicos devem ser considerados, com o objetivo de garantir que os resultados da análise reproduzam, de forma precisa, a realidade do projeto. Algumas das variáveis definidas para análise econômica do sistema proposto, são apresentadas na tabela 1.

O crescimento anual do valor da tarifa de energia elétrica, impacta diretamente no cálculo da receita do investimento. Com base em dados históricos, estima-se que a variação dos preços da tarifa de energia seja de 2% a 6%, ao ano (SILVA, 2023). Para o desenvolvimento da análise econômica deste estudo, será considerado o valor de 6% ao ano, que mais se aproxima do reajuste médio da Cemig dos últimos dez anos (6,05%¹) (CEMIG, 2022).

Tabela 1 - Premissas para Análise Econômica

Variável	Valor
Crescimento da tarifa	2 ~ 6 (% a. a.)
Perda de eficiência módulos	0,6 ~ 0,8 (% a. a.)
Degradação da bateria	3 e 0,5 (% a. a.)
Taxa Mínima de Atratividade	6,17%
Pagamento do investimento	Capital próprio
Regime tributário	Isento

Fonte: Elaboração própria

A perda de eficiência dos módulos devido à degradação ao longo dos anos de

operação da usina, também deve ser considerada na análise financeira. Para o primeiro ano de funcionamento do sistema, a perda, é em média, de 2%. Nos anos seguintes - até o fim da vida útil da usina - o valor varia de 0,6% a 0,8% ao ano. Portanto, a média definida para a perda de eficiência dos módulos é de 0,7% ao ano, sendo sua vida útil de 25 anos (Valerio, 2018). Da mesma forma, as perdas decorrentes da degradação das baterias que compõem o sistema de armazenamento, também devem ser consideradas. Durante o primeiro ano de operação do sistema, a perda é, em média, de 3%. Nos anos subsequentes, a perda é de 0,5% ao ano (Valerio, 2018). Os valores estipulados neste estudo podem variar de acordo com o fabricante, modelo, e as condições de operação da bateria.

O valor da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) corresponde à taxa de retorno sobre o capital aplicado. Para que o investimento seja considerado atrativo, seu valor deve refletir o custo de oportunidade do capital próprio do investidor, ajustado ao risco do projeto. Considerando que o sistema proposto neste estudo é um empreendimento da Associação Nóbrega de Educação e Assistência Social (ANEAS) - uma instituição de direito privado sem fins

¹ O valor médio do reajuste da tarifa da Cemig de 2012 a 2022, é de 6,05%.

lucrativos, filantrópica, de natureza educativa, cultural, assistencial e beneficente - justifica-se a utilização da taxa de rendimento da poupança², que é de 6,17%³, como TMA.

Para o desenvolvimento desta análise econômica, também será considerada a utilização de capital próprio - sem financiamento - como forma de pagamento pelo investimento. Adicionalmente, em virtude da natureza filantrópica da instituição, justifica-se a isenção e a imunidade tributária. É importante ressaltar, que as premissas definidas neste estudo, devem ser reconsideradas para projetos financiados e nos casos que se enquadrem nos regimes tributários do Simples Nacional, Lucro Real e Lucro Presumido.

Por fim, o valor da tarifa de energia é uma variável crítica na análise de viabilidade econômica, de modo que quanto maior for a diferença entre valores HP e HFP, mais atrativo se torna o investimento. As tarifas HP e HFP apresentadas na Tabela 2, referem-se aos valores pagos pelos consumidores da Cemig pertencentes ao subgrupo A4, na modalidade horosazonal verde. O preço da tarifa varia conforme a bandeira tarifária vigente. No entanto, para a análise da viabilidade econômica do

sistema de armazenamento por baterias, deve-se considerar apenas a diferença entre as tarifas HP e HFP. Sendo assim, o valor definido será de R\$1,88374/ kWh para todas as bandeiras tarifárias (CEMIG, 2022).

O cálculo da receita do investimento no sistema de armazenamento é realizado considerando a diferença de valores entre as tarifas HP e HFP. Isso ocorre pois os sistemas fotovoltaicos geram energia predominantemente durante o posto tarifário HFP - quando as baterias são carregadas - e a energia armazenada é consumida posteriormente no período HP.

Tabela 2 - Valor das tarifas HP e HFP, com incidência de impostos

Bandeira Tarifária	HFP (R\$/kWh)	HP (R\$/kWh)	HP - HFP (R\$)
Verde	0,48560	2,36934	1,88374
Amarela	0,52713	2,41087	1,88374
Vermelha - patamar 1	0,57591	2,45965	1,88374
Vermelha - patamar 2	0,62169	2,50543	1,88374
Escassez hídrica	0,68289	2,56664	1,88374

Fonte: CEMIG

Desta forma, a receita é calculada em função da diferença entre as tarifas, uma vez que a energia gerada passa a ser armazenada ao invés de ser injetada na rede para geração créditos de consumo de HFP. Como resultado dessa compensação, há uma redução nos gastos relacionados à tarifa HP,

² O investimento na poupança é de renda fixa, e está atrelado a um baixo risco.

³ O rendimento de 6,17% refere-se à estimativa anual considerando o rendimento mensal fixo de 0,5%, sem o acréscimo da taxa referencial.

gerando economia para o consumidor. Assim, a receita do investimento pode ser calculada em função do consumo de energia durante o período HP por mês, multiplicado pela diferença entre as tarifas HP e HFP, conforme apresenta a equação (4).

$$\text{Receita} = \text{Consumo}_{\text{HP}} \times (\text{HP} - \text{HFP}) \quad (4)$$

Além disso, para calcular o valor da receita do investimento no sistema de armazenamento, também é necessário considerar o aumento da tarifa a cada ano ao longo dos 25 anos de vida útil da usina. As perdas nas placas e a degradação das baterias, também devem ser contabilizadas para se obter um cálculo mais preciso da receita total do investimento.

Desta forma, considerando as premissas definidas previamente, a Figura 3 apresenta os resultados da receita anual do investimento, ao longo da vida útil do sistema de armazenamento proposto.

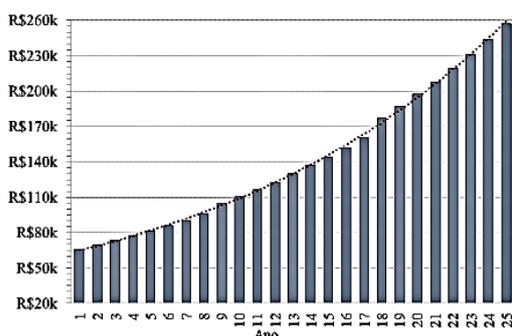


Figura 3 - Receita Anual do investimento

O CAPEX, ou Despesas de Capital, refere-se ao investimento destinado à aquisição e manutenção dos bens e ativos de

uma empresa. Para os empreendimentos fotovoltaicos, os gastos com CAPEX envolvem a construção da usina, incluindo a aquisição e instalação dos equipamentos, bem como a realização de serviços. Uma análise detalhada do CAPEX é essencial para avaliar com maior precisão o fluxo de caixa e o retorno do investimento ao longo do tempo. As principais premissas para o cálculo do CAPEX do sistema proposto neste estudo são apresentadas na Tabela 3.

Para determinar o valor do CAPEX inicial, foram consideradas as informações apresentadas no dimensionamento do sistema de armazenamento. O custo do investimento nas baterias foi calculado com base nos preços apresentados pela pesquisa de mercado realizada pela empresa Greener (2022). Os preços referem-se a estrutura de custo dos sistemas de armazenamento destinados a aplicações comerciais e industriais. Os valores foram obtidos através de pesquisa bibliográfica e coleta de informações com fornecedores de equipamentos. Com base nessas informações de custos e no tamanho do sistema dimensionado – para atender ao consumo de 142,86 kWh/dia – constatou-se que o valor do investimento inicial para implantação do sistema de armazenamento na ETE “FMC” será de R\$475.128,48 (Greener, 2022).

Ao longo dos anos de operação da usina, alguns equipamentos sofrem desgastes que comprometem o funcionamento do sistema. Por esta razão, ocasionalmente, torna-se necessário o reinvestimento para substituição de alguns dispositivos, como inversores e baterias. O valor aplicado ao RE-CAPEX do inversor é de aproximadamente 15% do CAPEX inicial (Greener, 2022).

Tabela 3 – Premissas para cálculo do CAPEX

Variável	Valor
CAPEX – Investimento inicial	R\$475.128,48
RE-CAPEX dos inversores (15% do CAPEX)	R\$71.269,27
RE-CAPEX das baterias (54% do CAPEX)	R\$256.569,38
Ano de troca do Inversor	10 anos
Ano de troca das Baterias ⁴	9 anos
Vida útil da planta	25 anos

Fonte: Elaboração própria

Assim, neste estudo, será aplicado o valor de R\$71.269,27 para instalação dos novos inversores, os quais serão substituídos a cada 10 anos de operação do sistema (Greener, 2022). De maneira similar, as baterias estão sujeitas à degradação, que resultam em perdas no seu desempenho. Portanto, para assegurar que o sistema seja capaz de suprir a energia projetada, torna-se necessário a substituição

eventual das baterias. O valor aplicado ao RE-CAPEX das baterias é de aproximadamente 54% do CAPEX inicial (Greener, 2022). Desta forma, para este estudo, o valor aplicado será de R\$256.569,38. A substituição das baterias, pode ocorrer em média a cada 9 anos, desde que as condições de operação sejam respeitadas (Greener, 2022).

Portanto, é crucial assegurar que o sistema opere dentro dos limites estabelecidos, observando os parâmetros de recarregamento e a profundidade de descarga das baterias, garantindo assim a sua vida útil. Evitar a degradação precoce do equipamento assegura que o reinvestimento em baterias não ocorra antes do prazo pré-estabelecido na análise econômica.

Por fim, o OPEX, ou Despesas Operacionais, refere-se ao investimento gasto de forma recorrente na operação e a manutenção de um projeto ou empresa. Em um empreendimento fotovoltaico os gastos com OPEX incluem os custos com reparos e manutenção de equipamentos, limpeza dos painéis, segurança patrimonial, troca de dispositivos de proteção, visitas e inspeção na planta, dentre outras despesas de operação do sistema. Os custos de operação e manutenção tem influência direta na

⁴ Valor obtido considerando uma profundidade de descarga otimizada de 96,58%.

atratividade do sistema de armazenamento. Com base nos custos com operação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos em operação no Brasil, estima-se que o valor do OPEX varie de 1% a 6% do CAPEX inicial (Silva, 2021). Para o estudo em questão será considerado o valor médio de 3% do CAPEX, correspondendo a um investimento anual de R\$14.253,85.

Sistema de otimização proposto

Ao longo dos anos de utilização, a capacidade de armazenamento das baterias diminui gradualmente, podendo resultar na redução do desempenho do sistema (Shahjalal et al. 2022). Nos casos em que a capacidade de energia armazenada não atende mais à demanda, torna-se necessária a substituição das baterias. No entanto, a durabilidade de sua vida útil influencia de forma expressiva nos custos e no desempenho do sistema de armazenamento. Portanto, preservar sua integridade tem um impacto técnico e econômico significativo.

Além do desgaste decorrente dos anos de utilização da bateria, alguns outros fatores também impactam diretamente sua capacidade de armazenamento de energia, podendo acelerar significativamente o seu processo de degradação. Assim, para assegurar um bom desempenho e durabilidade das baterias, é essencial considerar parâmetros como profundidade

de descarga, temperatura, ciclo de carga e descarga, condições de armazenamento, entre outros.

A profundidade de descarga refere-se à porcentagem de descarregamento da bateria em relação à sua capacidade de armazenamento, sendo um dos principais parâmetros que impactam na preservação de sua vida útil.

A

Figura 4 apresenta a curva de vida útil da bateria JH4 SR22 4P, do fabricante LG Chem, que foi utilizada no dimensionamento do sistema proposto neste artigo. Por meio de sua análise, é possível observar a correlação entre a profundidade de descarga e a quantidade de ciclos de carga e descarga da bateria.

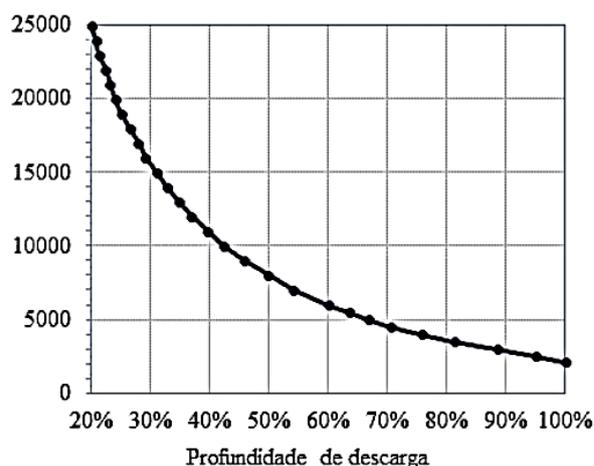


Figura 4 - Número de ciclos da bateria de acordo com a profundidade de descarga. Fonte: Adaptado do PVSyst - LG Chem

De modo geral, os fabricantes estimam a vida útil da bateria com base no número de ciclos de carga e descarga. Cada ciclo

envolve a recarga completa seguida pela descarga da energia armazenada, resultando em um desgaste gradual dos componentes internos e na degradação progressiva da capacidade de armazenamento de energia. O número de ciclos suportados pode variar conforme as condições de uso e parâmetros operacionais estabelecidos. A profundidade de descarga está diretamente relacionada ao número total de ciclos e, conseqüentemente, à vida útil da bateria.

Desta forma, através do ajuste da curva de vida útil fornecida pelo fabricante, é possível estabelecer a equação que relaciona a profundidade de descarga ao número de ciclos da bateria. A correlação entre estas variáveis, pode ser calculada através da equação (5), que foi obtida por meio da aplicação do método de regressão polinomial. Nessa equação, a variável y representa o número de ciclos de carga e descarga, e x representa a profundidade de descarga da bateria.

$$y = \beta_0 + \beta_1 x + \beta_2 x^2 + \beta_3 x^3 + \beta_4 x^4 \quad (5)$$

Sendo os coeficientes:

$$\begin{aligned} \beta_0 &= 60611 \\ \beta_1 &= -265491 \\ \beta_2 &= 507415 \\ \beta_3 &= -451137 \\ \beta_4 &= 150629 \end{aligned} \quad (6)$$

A vida útil da bateria ($V_{\text{útil}}$), em anos, é determinada pela equação (7). Sendo

resultado da divisão do número de ciclos de carga e descarga (y), pela quantidade de dias de uso da bateria (N_D), durante o período de um ano.

$$V_{\text{útil}} = \frac{y}{N_D} \quad (7)$$

Tendo em vista que a utilização da bateria visa atender à demanda nos horários de ponta, que ocorrem durante os dias úteis, e considerando que o banco realizará um ciclo de carga e descarga por dia, o valor de N_D será de 252 dias, correspondendo à quantidade média de dias úteis ao longo de um ano.

De formar complementar, a Figura 5 estabelece a relação entre a definição da profundidade de descarga e seus possíveis impactos para o sistema. A escolha de uma profundidade de descarga mais alta, implica em uma redução nos ciclos suportados, resultando na diminuição de sua vida útil. Portanto, descarregar a bateria abaixo dos limites estabelecidos pelo fabricante pode acelerar seu processo de degradação, diminuindo sua vida útil.

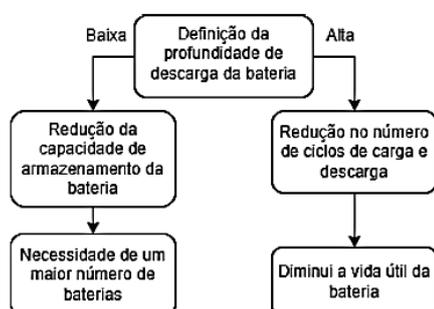


Figura 5 - Impactos da definição da profundidade de descarga

Por outro lado, ao optar por uma profundidade de descarga mais conservadora, limita-se a quantidade de energia disponível em cada ciclo de carga e descarga da bateria, resultando na utilização de apenas uma parcela de sua capacidade total de armazenamento. Isso implica na necessidade de adicionar um maior número de baterias para atender à demanda energética e compensar a restrição na capacidade de armazenamento. Essa condição afeta diretamente a viabilidade econômica do projeto, uma vez que o aumento no número de baterias tem um impacto significativo nos custos do sistema.

Portanto, é essencial que a definição da profundidade de descarga seja feita de maneira otimizada, assegurando que o valor estabelecido seja adequado para promover uma maior durabilidade da vida útil das baterias e uma menor restrição de capacidade das mesmas.

De forma geral, a Figura 6 ilustra a relação entre a definição da profundidade de

descarga da bateria e os indicadores financeiros: Taxa Interna de Retorno (TIR) e Valor Presente Líquido (VPL).

A escolha da profundidade de descarga tem um impacto direto no tamanho do banco de baterias, podendo aumentar ou diminuir sua capacidade de armazenamento. Consequentemente, a variação no tamanho do banco influenciará no valor do investimento inicial do sistema, sendo que uma maior capacidade implicará em um custo mais elevado.

Além disso, a escolha da profundidade de descarga também afetará o número de ciclos de carga e descarga, podendo aumentar ou reduzir a vida útil das baterias. Tanto o investimento inicial quanto a durabilidade da vida útil das baterias influenciam diretamente nos custos do CAPEX, RECAPEX e OPEX.

Por fim, a combinação de todos esses fatores resulta em variações no fluxo de caixa do projeto, alterando assim os valores obtidos para os indicadores TIR e VPL.

Diante disso, o programa de otimização proposto tem como objetivo determinar a profundidade de descarga ideal, que maximize os retornos financeiros do investimento. Assim, busca-se garantir que a profundidade escolhida não seja tão elevada, evitando a necessidade frequente de substituição das baterias, e nem muito baixa, exigindo o uso de um maior número

de baterias para suprir à demanda necessária.

Os programas de otimização são ferramentas computacionais, que visam encontrar soluções ótimas para problemas variados, utilizando metodologias como programação linear, meta-heurística e algoritmos genéticos. Para este estudo, optou-se pela utilização de um programa de otimização com objetivo único de maximizar o VPL do projeto, considerando as restrições estabelecidas. A variável de decisão para a otimização do VPL é a profundidade de descarga da bateria, permitindo ao programa determinar o valor ideal dessa variável com base na estimativa de vida útil da bateria e seu impacto no retorno financeiro do projeto.

O programa de otimização proposto é categorizado como não linear devido à natureza da variável de restrição TIR, que não pode ser expressa por uma relação linear simples. O programa também é classificado como não inteiro, conferindo maior flexibilidade na busca pela solução ótima, especialmente em problemas que envolvem variáveis contínuas, como a profundidade de descarga da bateria, permitindo resultados mais precisos e adaptados às condições específicas do sistema. Por meio da análise do indicador financeiro VPL, torna-se viável a comparação entre distintos projetos ou

cenários, com a escolha da alternativa que apresenta o maior valor, indicando, desse modo, a opção mais lucrativa e rentável. A função objetivo do programa de otimização é apresentada na equação (8).

$$\text{Maximizar: } f(x) = \text{VPL}(x) \quad (8)$$

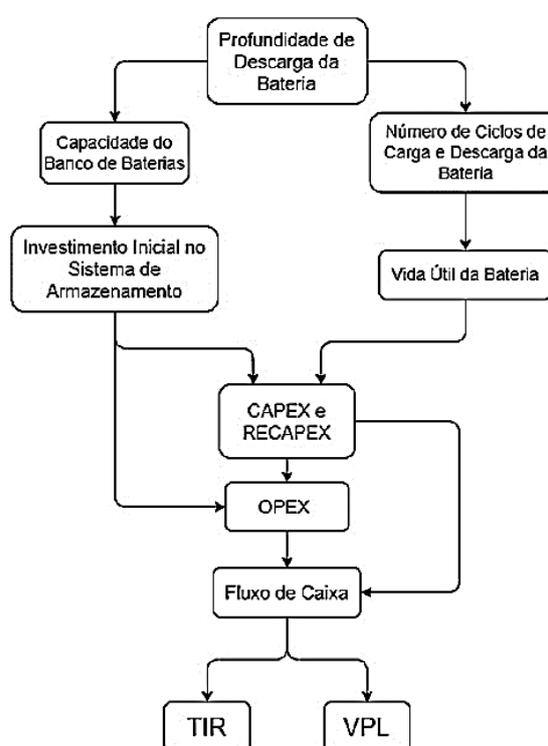


Figura 6 - Relação entre a profundidade de descarga da bateria e os indicadores financeiros TIR e VPL

O VPL pode ser calculado através da equação (9), onde $FC(x)_t$ é o fluxo de caixa para um período de 25 anos, e TMA é a taxa mínima de atratividade.

$$\text{VPL}(x) = \sum_{t=0}^{25} \frac{FC(x)_t}{(1 + TMA)^t} \quad (9)$$

A otimização da função objetivo é realizada com base na variável de decisão

determinada - profundidade de descarga - conforme demonstrado na equação (10). Em virtude da classificação como programa de otimização não inteira, os valores obtidos para a profundidade de descarga são contínuos, pertencentes ao conjunto dos números reais

$$x = P_D \quad \text{onde } P_D \in \mathbb{R} \quad (10)$$

Por fim, as restrições para a resolução do problema de otimização são apresentadas na equação (11). Essas restrições impõem que a solução deve considerar que a TIR seja maior que a TMA e que a profundidade de descarga esteja compreendida entre 0% e 100%. Tais restrições são definidas para garantir que o projeto seja viável e atenda aos critérios de retorno financeiro estabelecidos. A TIR maior que a TMA assegura a atratividade financeira do projeto, enquanto a limitação da profundidade de descarga evita a sobrecarga ou subutilização do sistema de armazenamento. Ao considerar essas restrições, o programa de otimização busca identificar o valor da profundidade de descarga que maximize o VPL e atenda às condições específicas do projeto, garantindo sua viabilidade econômica.

$$\begin{aligned} \text{Sujeito a:} \quad & TIR \geq TMA \\ & P_D > 0\% \\ & P_D \leq 100\% \end{aligned} \quad (11)$$

Resultados e Discussão

Após a definição das premissas do problema de otimização, que incluem a função objetivo, a variável de decisão e as restrições, o programa foi implementado por meio do Solver GRG Não Linear do Excel - uma ferramenta amplamente utilizada para otimização não linear de variáveis contínuas. Esse método, baseado no Gradiente Reduzido Generalizado (GRG), é adequado para resolução de problemas complexos, sendo apropriado para o programa desenvolvido neste estudo, que busca maximizar o VPL em relação à profundidade de descarga.

Como resultado da implementação do programa proposto, foi possível encontrar a profundidade de descarga ótima, que alcançou o valor de 96,58%. Nessa configuração, o valor obtido para o VPL foi de R\$539.802,21, enquanto a TIR foi de 13%.

A Figura 7 apresenta os resultados obtidos para o VPL em diferentes profundidades de descarga. A partir da análise do gráfico, torna-se evidente o impacto da definição da profundidade de descarga no desempenho econômico do projeto. A Figura 7 demonstra que, à medida que aumentamos a profundidade de descarga da bateria, o valor do VPL também aumenta.

A análise do gráfico revela dois pontos de inflexão, indicando reduções no valor do VPL nas profundidades de descarga de 84,77% e 96,58%. Isso se deve ao fato de que, para profundidades de descarga de até 84,77%, o tempo de vida útil da bateria é estimado em 13 anos, resultando em apenas uma substituição ao longo dos 25 anos de operação da planta e um VPL de R\$527.746,29. Por outro lado, para profundidades de descarga entre 84,78% e 96,57%, a substituição das baterias deve ocorrer em até 12 anos. Já para a profundidade de descarga otimizada de 96,58%, é necessária uma substituição a cada 9 anos, totalizando duas trocas durante a vida útil da planta, e resultando no VPL máximo de R\$539.802,21. Por fim, para valores acima da profundidade de descarga ótima, são requeridas substituições a cada 8 anos, totalizando três trocas ao longo dos 25 anos de operação do sistema. Portanto, conclui-se que o ponto de máximo VPL do gráfico, ocorre em 96,58%, assegurando, dessa forma, a melhor relação entre a profundidade de descarga e a vida útil da bateria.

Dessa maneira, destaca-se a importância de uma seleção criteriosa da profundidade de descarga para otimizar o retorno financeiro do sistema de armazenamento. A escolha da profundidade, neste contexto, resultou em

um VPL maximizado, representando uma vantagem significativa para a viabilidade econômica do projeto.

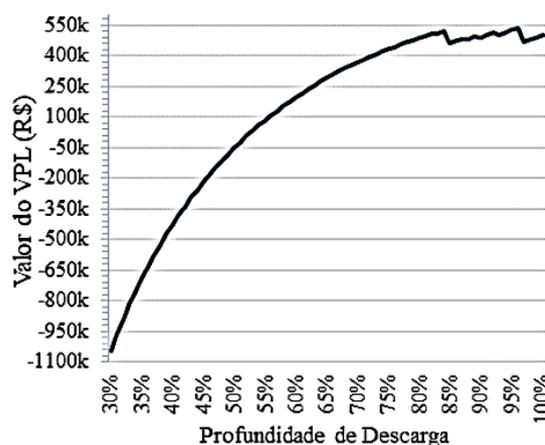


Figura 7 - Valores obtidos para o VPL em diferentes profundidades de descarga

De forma complementar, a Tabela 4 apresenta os resultados dos principais indicadores da análise econômica, obtidos com base nas premissas estabelecidas previamente. A implantação do sistema de armazenamento para compensação integral do consumo hora ponta da ETE" FMC" resultará em uma economia mensal de R\$5.651,22, totalizando R\$67.814,64 por ano. Esses valores correspondem à economia obtida durante o primeiro ano de operação do sistema. Em virtude do crescimento anual da tarifa de energia, há uma perspectiva de aumento na receita para os próximos anos. O resultado obtido para a TIR foi de 13%, sendo superior aos 6,17% da TMA, comprovando que o investimento

no projeto é vantajoso. Por fim, o valor obtido para o VPL foi de R\$539.802,21, confirmando assim a viabilidade do projeto proposto.

Tabela 4 - Resultado dos principais indicadores da análise econômica

Indicador	Resultado
Economia Mensal com HP	R\$5.651,22
Economia Anual com HP	R\$67.814,64
TIR	13%
VPL	R\$539.802,21

Fonte: Elaboração própria

A Figura 8 apresenta o diagrama do fluxo de caixa do sistema proposto, considerando os resultados obtidos com profundidade de descarga otimizada de 96,58%. O gráfico demonstra as entradas e saídas de capital, ao longo da vida útil do projeto.

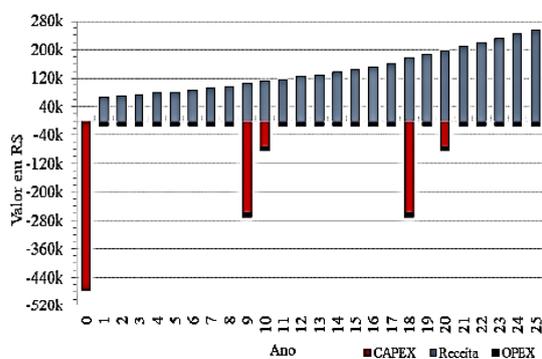


Figura 8 - Diagrama de fluxo de caixa do sistema proposto

A Figura 9 demonstra o fluxo de caixa acumulado ao longo da vida útil do sistema de armazenamento proposto. Observa-se que no 11º ano de operação, o fluxo de caixa acumulado torna-se positivo. A partir daí o projeto opera gerando economia para a unidade consumidora. A linha tracejada do

gráfico, representa a tendência de crescimento do valor total acumulado.

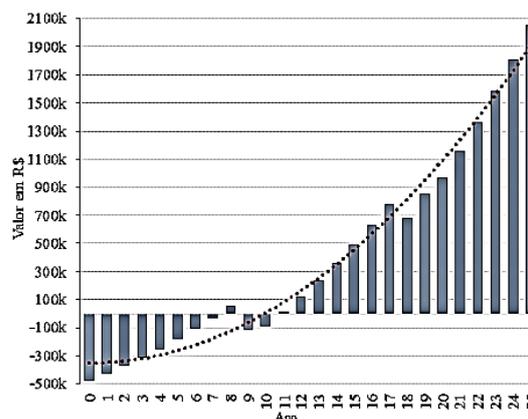


Figura 9 - Fluxo de caixa acumulado

Neste contexto, fica evidente que a profundidade de descarga é um dos principais parâmetros que influenciam a preservação da vida útil da bateria. Diante disso, um cuidado adequado com esse parâmetro é fundamental para evitar o desgaste acelerado da bateria, garantindo uma utilização eficiente do sistema de armazenamento ao longo dos anos. Ao selecionar a profundidade de descarga ótima, o programa de otimização proposto buscou conciliar o melhor desempenho econômico com a preservação da integridade das baterias, proporcionando vantagens significativas com a implantação do sistema.

Conclusão

Com o propósito de apresentar método de dimensionamento otimizado do sistema de armazenamento para a Usina Solar Padre Furusawa, realizou-se uma investigação sobre o impacto da profundidade de descarga das baterias na viabilidade econômica dos sistemas. O principal objetivo desta análise consistia em compreender de que maneira esse parâmetro influencia os indicadores financeiros do sistema, visando uma definição mais precisa e vantajosa dessa variável. O estudo proposto comprovou a importância da definição adequada da profundidade de descarga da bateria para preservar sua vida útil, o que reflete diretamente no retorno financeiro do sistema. Assim, por meio do desenvolvimento do método de otimização, foram estabelecidas relações significativas entre a definição da profundidade de descarga e os indicadores financeiros TIR e VPL.

O programa de otimização mostrou-se eficaz ao identificar a profundidade de descarga ideal que maximiza o VPL, tornando o projeto mais atrativo financeiramente.

O VPL obtido para a profundidade de descarga otimizada (96,58%) foi de R\$ 539.801,95, enquanto para a profundidade de descarga média (92,5%⁵) foi de R\$ 515.986,88, representando um ganho de 4,61%. Portanto, esta abordagem possibilitou a tomada de decisões estratégicas que beneficiaram a viabilidade econômica do sistema de armazenamento proposto. Os dados aqui apresentados evidenciam a importância da otimização da profundidade de descarga das baterias para alcançar melhorias expressivas no desempenho e na rentabilidade de sistemas de armazenamento, aplicados a usinas solares fotovoltaicas.

Referências

- ASSIS, L. O.; RAMOS, E. P. P. S.; MENOS, R. S.; TRIVINO, P. G.; RIVERA, E. G.; SAINZ, H. S.; IBORRA, F. L.; RAMIREZ, L. M. F. Simplified model of battery energy-stored quasi-Z-source inverter-based photovoltaic power plant with Twofold energy management system. *Energy Oxford*. v. 244, p. 11, 2022.
- BALOYI, T.; CHOWDHURY, S. Sizing and Selection of Battery Energy Storage System for Time of Use Arbitrage in a Commercial Building in South Africa. 2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica. p. 1-5, 2021.
- CANTÚ, V. Z.; OLIVEIRA, A. K. V.; BRAGA, M.; HOHMANN, M.; GOMES, A. M. F.; SANTOS, D. O.; RUTHER, R. Comparativo técnico entre bancos de baterias de primeira e segunda vida para aplicação On-grid de porte comercial. IX Congresso Brasileiro de Energia Solar. p. 1-9, 2022.
- CEMIG. Valores de Tarifas e Serviços. Companhia Energética de Minas Gerais. Disponível em: www.cemig.com.br/atendimento/valores-de-tarifas-e-servicos. Acesso em: 4 set. 2022.
- EMAD, D.; EL-HAMEED, M. A.; EL-FERGANY, A. A. Optimal techno-economic design of hybrid PV/wind system comprising battery energy storage: Case study for a remote area. *Energy Conversion and Management*. v. 246, 2021.

⁵ Valores obtido através de pesquisa bibliográfica e coleta de informações com fornecedores de equipamentos, pela (GREENER, 2022).

- FATHIMA, H.; PALANISAMY, K. Optimized Sizing, Selection, and Economic Analysis of Battery Energy Storage for Grid-Connected Wind-PV Hybrid System. *Hindawi Publishing Corporation - Modelling and Simulation in Engineering*. p. 1-16, 2015.
- GREENER. Versão Premium: Estudo Estratégico do Mercado de Armazenamento de Energia no Brasil. São Paulo: GREENER, 2022.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY – IEA. Electricity Market Report Update. Paris, 2023. P. 6. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/15172a8d-a515-42d7-88a4-edc27c3696d3/ElectricityMarketReport_Update2023.pdf. Acesso em: 06 nov. 2023.
- HLAL, M. I.; RAMACHANDARA, V. K.; SARHAN, A.; POURYEKTA, A.; SUBRAMANIAM, U. Optimum battery depth of discharge for off-grid solar PV/battery system. *Journal of Energy Storage*. v. 26, p. 1-9, 2019.
- LI, S.; GU, G.; ZHAO, P.; CHENG, S. Adaptive energy management for hybrid power system considering fuel economy and battery longevity. *Energy Conversion and Management*. v. 235, p. 1-10, 2021.
- LIU, C.; MA, H.; ZHANG, H.; SHI, X.; SHI, F. A MILP-Based battery degradation model for economic scheduling of power system. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*. v. 14, p. 1000-1009, 2023.
- SI, R.; WANG, R.; ZHANG, S.; ZHOU, W.; LIN, A.; ZENG, G. Configuration optimization and energy management of hybrid energy system for marine using quantum computing. *Energy Oxford*. v. 253, p. 15, 2022.
- SILVA, T. C. Estudo da implantação de uma miniusina solar fotovoltaica na UNIFEI: aspectos técnicos, econômicos e exergéticos. 2021. 220 f. (Doutorado em Mecânica) - Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, Itajubá, Minas Gerais.
- SHAHJALAL, M.; ROY, P. K.; SHAMS, T.; FLY, A.; CHOWDHURRY, J. I.; AHMED, M. R.; LIU, K. A review on second-life of Li-ion batteries: prospects, challenges, and issues. *Energy Oxford*. v. 241, p. 19, 2022.
- SWATHIKA, O. V. G.; PRAVEESH, Y.; THUDUWAGE, T. D. A. V.; WEESINGHE, W. M. P.; HEMAPALA, K. T. M. U.; JEEWANDARA, J. M. D. S. Techno-Economic Analysis on Grid Connected Solar Photovoltaic System with Battery Energy Storage for Domestic and Bulk Customers in Sri Lanka. 2022 IEEE 2nd International Symposium on Sustainable Energy, Signal Processing and Cyber Security (iSSSC). p. 1-5, 2023.
- TRI-SERVICE ELECTRICAL WORKING GROUP (TSEWG). TSEWG TP-4: Stationary Battery and Charger Sizing. 2008.
- VALERIO, V. E. M. Proposta para Dimensionamento ótimo de miniusinas fotovoltaicas no contexto da geração distribuída. 2018. 137 f. (Doutorado em Engenharia de Produção) - Universidade Federal de Itajubá - UNIFEI, Itajubá, Minas Gerais.
- VELIZ, M. T.; KAMEL, S.; AYMEN, F.; JURADO, F. A novel hybrid lexicographic-IGDT methodology for robust multi-objective solution of home energy management systems. *Energy Oxford*. v. 253, p. 13, 2022.
- XIE, S.; HU, X.; QI, S.; TANG, X.; LANG, K.; XIN, Z.; BRIGHTON, J. Model predictive energy management for plug-in hybrid electric vehicles considering optimal battery depth of discharge. *Energy Oxford*. v. 173, p. 667-678, 2019.
- XIE, S.; HU, X.; ZHANG, Q.; LIN, X.; MU, B.; JI, H. Aging-aware co-optimization of battery size, depth of discharge, and energy management for plug-in hybrid electric vehicles. *Journal of Power Sources*. v. 450, p. 1-11, 2020.
- ZHOU, S.; HANA, Y.; MAHMOUD, K.; DARWISH, M. M.; LEHTONEN, M.; YANG, P.; ZALHARF, A. S. A novel unified planning model for distributed generation and electric vehicle charging station considering multi-uncertainties and battery degradation. *Applied Energy*. v. 348, p. 1-8, 2023.

ANEXOS

ANEXO I – RELATÓRIO DE SIMULAÇÃO DA USINA SOLAR PADRE FURUSAWA



Versão 7.2.3

PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto: Usina ETE

Variante: Ajuste dos módulos

Sistema de sheds

Potência sistema: 1113 kWp

Santa Rita do Sapucaí - Brasil

PVsyst DEMO

PVsyst DEMO

PVsyst DEMO



PVsyst V7.2.3

VC1, Data da simulação: 15/06/22 10:06
com v7.2.3

Projeto: Usina ETE

Variante: Ajuste dos módulos

Resumo do projeto

Localização geográfica Santa Rita do Sapucaí Brasil	Localização Latitude -22.26 °S Longitude -45.70 °W Altitude 811 m Fuso horário UTC-3	Parâmetros projeto Albedo 0.20
Dados meteorológicos Santa Rita do Sapucaí Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic		

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede Orientação do plano dos módulos Plano fixo Inclinação/Azimute 25 / 0 °	Sistema de sheds Sombras próximas Sombras lineares	Exigências do consumidor Carga ilimitada (rede)
Informação do sistema Grupo FV Número de módulos 4200 unidades Pnom total 1113 kWp	Inversores Número de unidades 15 unidades Pnom total 900 kWca Rácio Pnom 1.237	

Resumo dos resultados

Energia produzida	1612 MWh/ano	Produção específica	1448 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR	80.24 %
-------------------	--------------	---------------------	------------------	--------------------	---------

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Definição das sombras próximas - Diagrama das iso-sombras	8
Resultados principais	9
Diagrama de perdas	10
Gráficos especiais	11



PVsyst V7.2.3

VC1, Data da simulação: 15/06/22 10:06
com v7.2.3

Projeto: Usina ETE

Variante: Ajuste dos módulos

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede		Sistema de sheds		Modelos utilizados	
Orientação do plano dos módulos		Configuração dos sheds		Modelos utilizados	
Orientação		Nr. de sheds		Transposição	
Plano fixo		25 unidades		Perez	
Inclinação/Azimute		Dimensões		Difuso	
25 / 0 °		Esp. entre sheds		Perez, Meteorom	
		5.38 m		Cicumsolar	
		Largura módulos		separado	
		3.31 m			
		Taxa ocup. do solo (GCR)			
		61.5 %			
		Ângulo limite das sombras			
		Ângulo de perfil limite			
		30.4 °			
Horizonte		Sombras próximas		Exigências do consumidor	
Sem horizonte		Sombras lineares		Carga ilimitada (rede)	

Características do grupo FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante		Fabricante	
JA Solar		SMA	
Modelo		Modelo	
JAP6-60-265/3BB		Sunny Tripower 60-US-10 (480 VAC)	
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária		Potência unitária	
265 Wp		60.0 kWca	
Número de módulos FV		Número de inversores	
4200 unidades		15 unidades	
Nominal (STC)		Potência total	
1113 kWp		900 kWca	
Grupo #1 - Inv1		Grupo #1 - Inv1	
Número de módulos FV		Número de inversores	
264 unidades		1 units	
Nominal (STC)		Potência total	
70.0 kWp		60.0 kWca	
Módulos		Tensão de funcionamento	
11 Strings x 24 Em série		665-800 V	
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	
Pmpp		1.17	
62.8 kWp			
Umpp			
663 V			
I mpp			
95 A			
Grupo #2 - Inv2		Grupo #2 - Inv2	
Número de módulos FV		Número de inversores	
288 unidades		1 units	
Nominal (STC)		Potência total	
76.3 kWp		60.0 kWca	
Módulos		Tensão de funcionamento	
12 Strings x 24 Em série		665-800 V	
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	
Pmpp		1.27	
68.5 kWp			
Umpp			
663 V			
I mpp			
103 A			
Grupo #3 - Inv3		Grupo #3 - Inv3	
Número de módulos FV		Número de inversores	
288 unidades		1 units	
Nominal (STC)		Potência total	
76.3 kWp		60.0 kWca	
Módulos		Tensão de funcionamento	
12 Strings x 24 Em série		665-800 V	
Em condições de func. (50°C)		Rácio Pnom (DC:AC)	
Pmpp		1.27	
68.5 kWp			
Umpp			
663 V			
I mpp			
103 A			



PVsyst V7.2.3

VC1, Data da simulação: 15/06/22 10:06
com v7.2.3

Projeto: Usina ETE

Variante: Ajuste dos módulos

Características do grupo FV

Grupo #4 - Inv4			
Número de módulos FV	264 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	70.0 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	11 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	62.8 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.17
Umpp	663 V		
I mpp	95 A		
Grupo #5 - Inv5			
Número de módulos FV	288 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	76.3 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	12 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	68.5 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.27
Umpp	663 V		
I mpp	103 A		
Grupo #6 - Inv6			
Número de módulos FV	288 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	76.3 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	12 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	68.5 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.27
Umpp	663 V		
I mpp	103 A		
Grupo #7 - Inv7			
Número de módulos FV	288 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	76.3 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	12 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	68.5 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.27
Umpp	663 V		
I mpp	103 A		
Grupo #8 - Inv8			
Número de módulos FV	288 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	76.3 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	12 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	68.5 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.27
Umpp	663 V		
I mpp	103 A		
Grupo #9 - Inv9			
Número de módulos FV	288 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	76.3 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	12 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	68.5 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.27
Umpp	663 V		
I mpp	103 A		



PVsyst V7.2.3

VC1, Data da simulação: 15/06/22 10:06
com v7.2.3

Projeto: Usina ETE

Variante: Ajuste dos módulos

Características do grupo FV

Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	1113 kWp	Potência total	900 kWca
Total	4200 módulos	N.º de inversores	15 unidades
Superfície módulos	6868 m ²	Rácio Pnom	1.24
Superfície célula	6133 m ²		

PVsyst DEMO

PVsyst DEMO

PVsyst DEMO

PVsyst DEMO



PVsyst V7.2.3

VC1, Data da simulação: 15/06/22 10:06
com v7.2.3

Projeto: Usina ETE

Variante: Ajuste dos módulos

Características do grupo FV

Grupo #10 - Inv10			
Número de módulos FV	288 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	76.3 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	12 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	68.5 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.27
Umpp	663 V		
I mpp	103 A		
Grupo #11 - Inv11			
Número de módulos FV	288 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	76.3 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	12 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	68.5 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.27
Umpp	663 V		
I mpp	103 A		
Grupo #12 - Inv12			
Número de módulos FV	288 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	76.3 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	12 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	68.5 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.27
Umpp	663 V		
I mpp	103 A		
Grupo #13 - Inv13			
Número de módulos FV	264 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	70.0 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	11 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	62.8 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.17
Umpp	663 V		
I mpp	95 A		
Grupo #14 - Inv14			
Número de módulos FV	264 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	70.0 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	11 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	62.8 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.17
Umpp	663 V		
I mpp	95 A		
Grupo #15 - Inv15			
Número de módulos FV	264 unidades	Número de inversores	1 units
Nominal (STC)	70.0 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	11 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	62.8 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.17
Umpp	663 V		
I mpp	95 A		

**PVsyst V7.2.3**VC1, Data da simulação: 15/06/22 10:06
com v7.2.3

Projeto: Usina ETE

Variante: Ajuste dos módulos

Características do grupo FV

Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	1113 kWp	Potência total	900 kWca
Total	4200 módulos	N.º de inversores	15 unidades
Superfície módulos	6868 m ²	Rácio Pnom	1.24
Superfície célula	6133 m ²		



PVsyst V7.2.3

VC1, Data da simulação: 15/06/22 10:06
com v7.2.3

Projeto: Usina ETE

Variante: Ajuste dos módulos

Perdas do grupo

Fator de perdas térm.	Perdas de qualidade dos módulos	Perdas dos módulos com mismatch
Temperatura módulos em função irradiância	Fração perdas	-0.8 %
Uc (const.)		
Uv (vento)		
		Fração perdas
		2.0 % no MPP
Perdas devidas a mismatch, em fiadas	Fator de perda IAM	
Fração perdas	Parametriz. ASHRAE: IAM = 1 – bom (1/cos i – 1)	
0.1 %	Param. bo	0.05

Perdas de cablagem DC

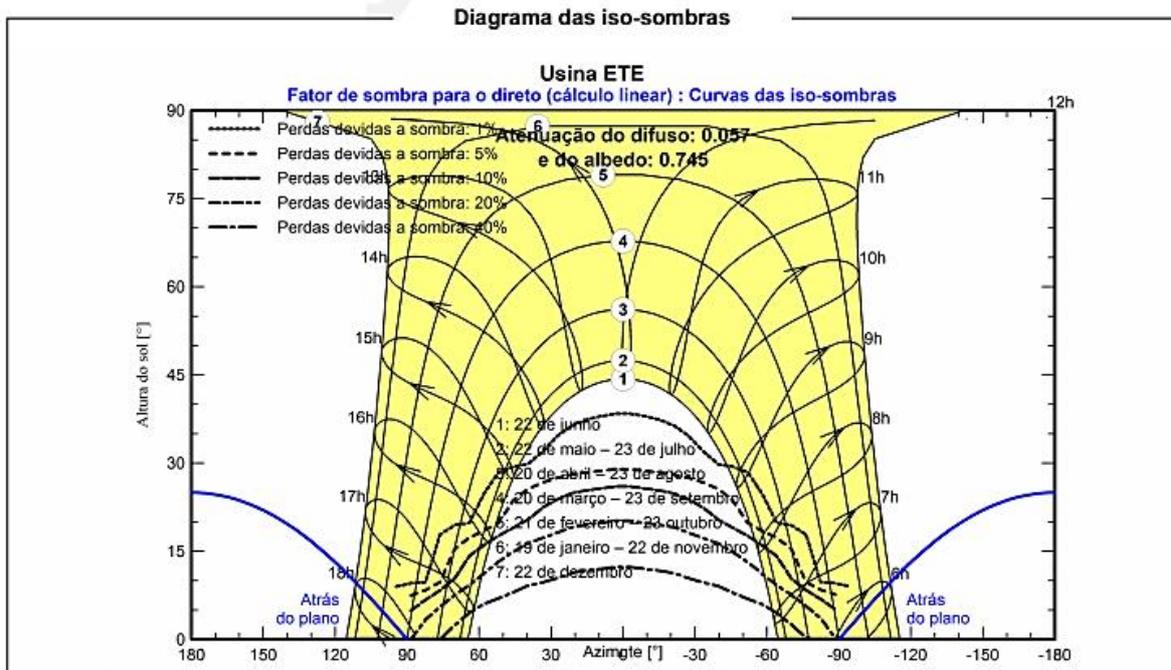
Res. global dos cabos	7.5 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		
Grupo #1 - Inv1		Grupo #2 - Inv2	
Res. global do grupo	119 mΩ	Res. global do grupo	109 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC
Grupo #3 - Inv3		Grupo #4 - Inv4	
Res. global do grupo	109 mΩ	Res. global do grupo	119 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC
Grupo #5 - Inv5		Grupo #6 - Inv6	
Res. global do grupo	109 mΩ	Res. global do grupo	109 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC
Grupo #7 - Inv7		Grupo #8 - Inv8	
Res. global do grupo	109 mΩ	Res. global do grupo	109 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC
Grupo #9 - Inv9		Grupo #10 - Inv10	
Res. global do grupo	109 mΩ	Res. global do grupo	109 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC
Grupo #11 - Inv11		Grupo #12 - Inv12	
Res. global do grupo	109 mΩ	Res. global do grupo	109 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC
Grupo #13 - Inv13		Grupo #14 - Inv14	
Res. global do grupo	119 mΩ	Res. global do grupo	119 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC
Grupo #15 - Inv15			
Res. global do grupo	119 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		



PVsyst V7.2.3

VC1, Data da simulação: 15/06/22 10:06
com v7.2.3

Projeto: Usina ETE
Variante: Ajuste dos módulos





Projeto: Usina ETE
Variante: Ajuste dos módulos

PVsyst V7.2.3

VC1, Data da simulação: 15/06/22 10:06
 com v7.2.3

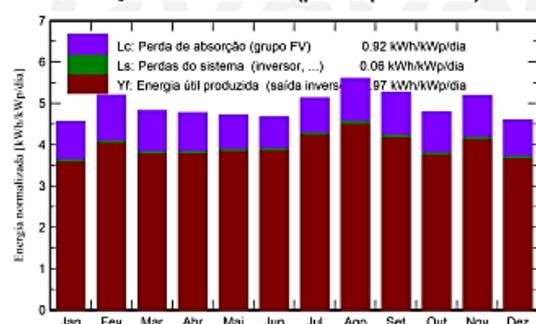
Resultados principais

Produção do sistema

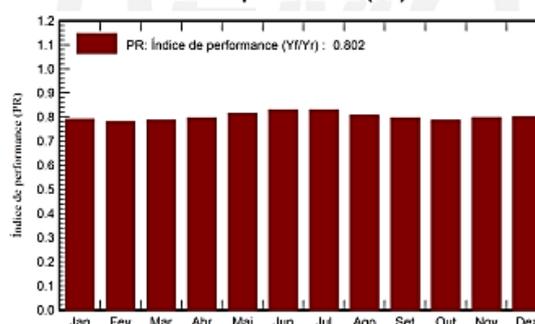
Energia produzida **1612 MWh/ano**

Produção específica **1448 kWh/kWp/ano**
 Índice de performance (PR) **80.24 %**

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balances e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR rácio
Janeiro	155.3	82.50	22.71	141.4	132.6	126.4	124.5	0.791
Fevereiro	152.0	73.86	23.14	145.6	137.6	128.5	126.6	0.781
Março	144.4	77.40	22.80	149.7	142.2	133.2	131.3	0.788
Abril	126.3	61.83	21.28	143.3	136.6	129.1	127.3	0.798
Mai	117.4	47.56	18.36	146.4	138.9	135.1	133.1	0.817
Junho	106.8	45.03	17.52	140.2	132.3	131.4	129.5	0.830
Julho	121.1	44.33	16.82	159.1	150.6	149.0	146.9	0.830
Agosto	143.1	46.54	18.50	173.8	166.7	158.5	156.2	0.808
Setembro	145.9	64.88	18.93	157.9	151.0	142.2	140.1	0.797
Outubro	152.6	70.07	21.26	148.6	140.6	132.2	130.3	0.788
Novembro	170.3	78.13	21.17	155.9	147.2	140.6	138.5	0.798
Dezembro	159.3	93.08	22.34	142.8	133.5	129.2	127.4	0.801
Ano	1694.5	785.20	20.39	1804.7	1709.8	1635.3	1611.7	0.802

Legendas

- GlobHor Irradiação horizontal total
- DiffHor Irradiação difusa horizontal
- T_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Incidência global no plano dos sensores
- GlobEff Global efetivo, corrigido para IAM e sombras
- EArray Energia efetiva à saída do grupo
- E_Grid Energia injetada na rede
- PR Índice de performance



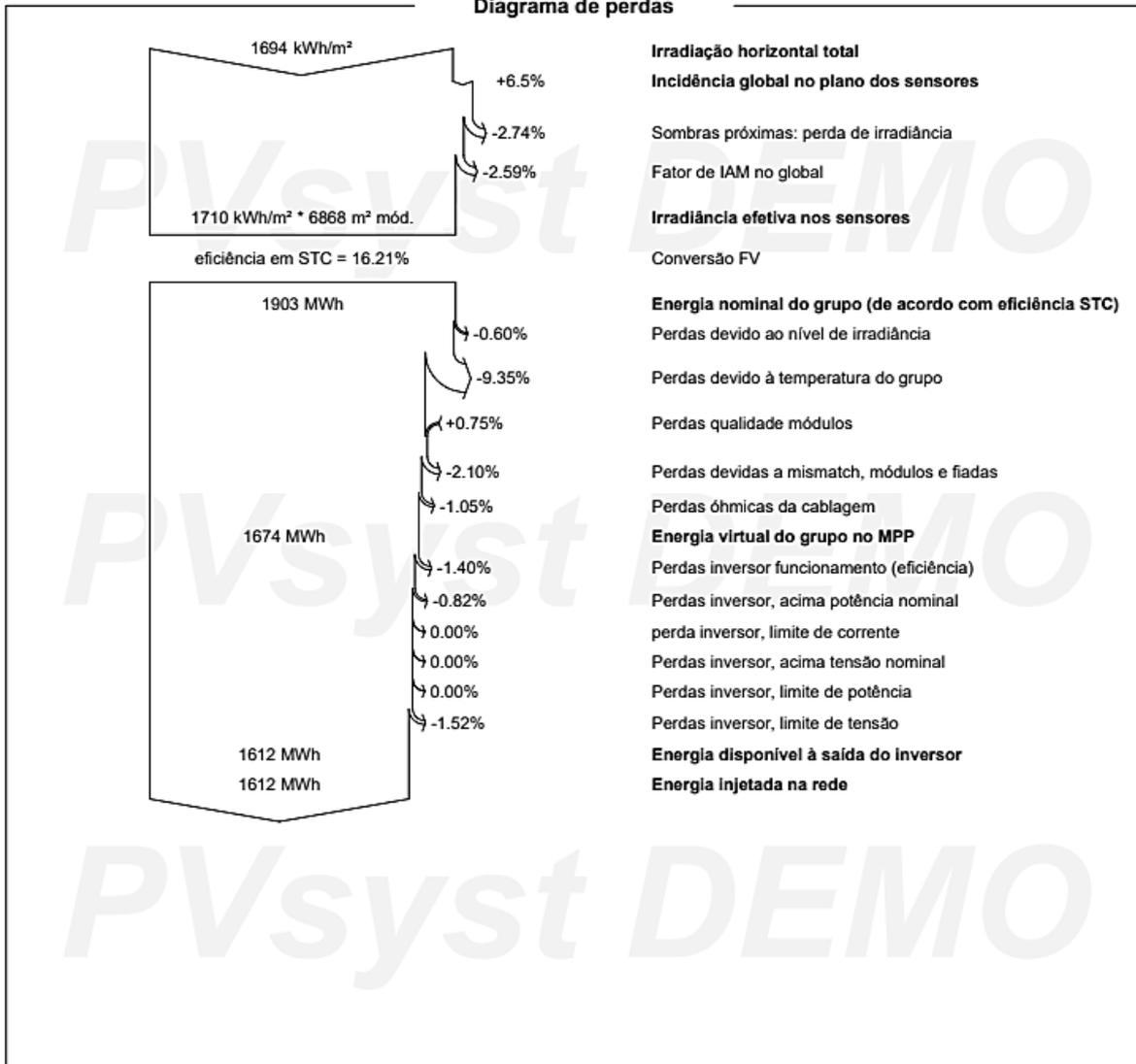
PVsyst V7.2.3

VC1, Data da simulação: 15/06/22 10:06
com v7.2.3

Projeto: Usina ETE

Variante: Ajuste dos módulos

Diagrama de perdas





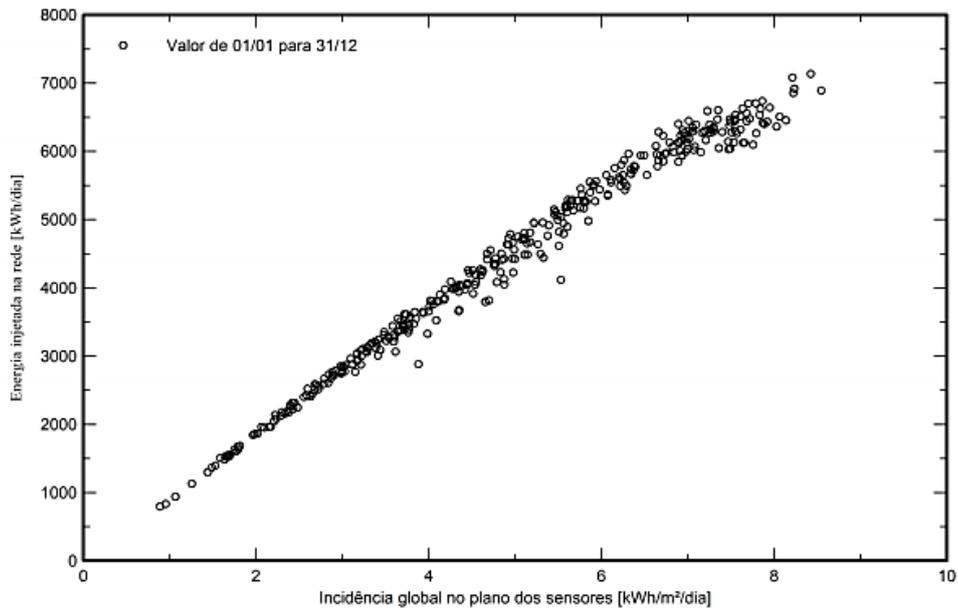
PVsyst V7.2.3

VC1, Data da simulação: 15/06/22 10:06
com v7.2.3

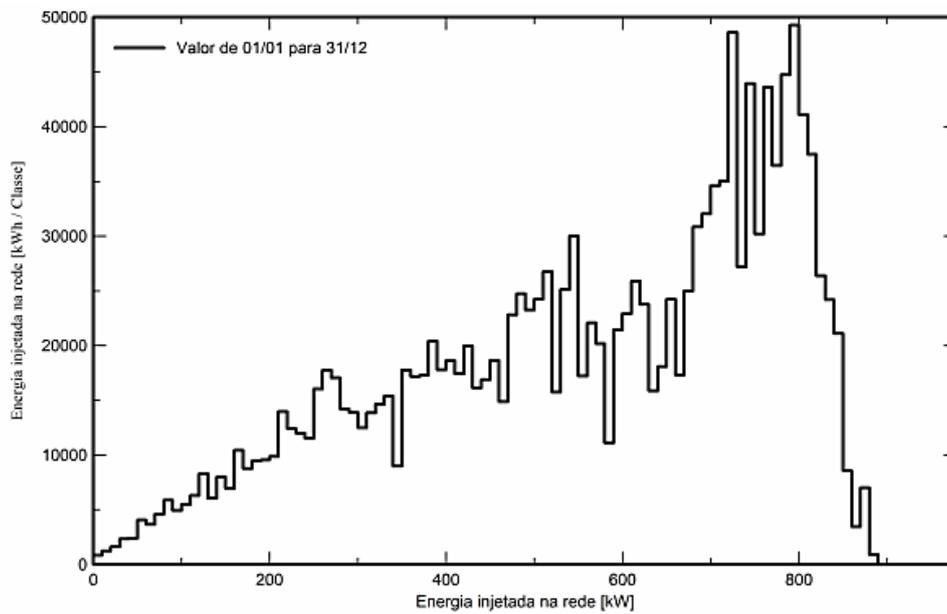
Projeto: Usina ETE
Variante: Ajuste dos módulos

Gráficos especiais

Diagrama de entrada / saída diário



Distribuição da potência à saída do sistema



ANEXO II – RELATÓRIO SIMULAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO HÍBRIDO COM ARMAZENAMENTO



Versão 7.2.19

PVsyst - Relatório da simulação

Sistema acoplado à rede

Projeto: Usina ETE

Variante: Simulação Bancos Diversos Ajuste Consumo

Sistema de sheds

Potência sistema: 1113 kWp

Santa Rita do Sapucaí - Brasil

| Autora



Projeto: Usina ETE

Variante: Simulação Bancos Diversos Ajuste Consumo

PVsyst V7.2.19

VC5, Data da simulação: 05/10/22 17:46
com v7.2.19

Resumo do projeto

Localização geográfica Santa Rita do Sapucaí Brasil	Localização Latitude -22.26 °S Longitude -45.70 °W Altitude 811 m Fuso horário UTC-3	Parâmetros projeto Albedo 0.20
Dados meteorológicos Santa Rita do Sapucaí Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic		

Resumo do sistema

Sistema acoplado à rede Orientação do plano dos módulos Plano fixo Inclinação/Azimute 25 / 0 °	Sistema de sheds Sombras próximas Sombras lineares	Exigências do consumidor Carga constante fixa 4107 W Global 36.0 MWh/Ano
Informação do sistema Grupo FV Número de módulos 4200 unidades Pnom total 1113 kWp	Inversores Número de unidades 15 unidades Pnom total 900 kWca Rácio Pnom 1.237	Conjunto de baterias Estratégia de armazenamento : autoconsumo Número de unidades 1 unidade Tensão 720 V Capacidade 296 Ah

Resumo dos resultados

Energia produzida 1609 MWh/ano	Produção específica 1446 kWh/kWp/ano	Índice de perf. PR 80.10 %
Energia utilizada 36 MWh/ano		Fração solar 100.00 %

Índice

Resumo do projeto e dos resultados	2
Parâmetros gerais, Características do grupo FV, Perdas do sistema	3
Definição das sombras próximas - Diagrama das iso-sombras	8
Resultados principais	9
Diagrama de perdas	10
Gráficos especiais	11



Projeto: Usina ETE

Variante: Simulação Bancos Diversos Ajuste Consumo

PVsyst V7.2.19

VC5, Data da simulação: 05/10/22 17:46
com v7.2.19

Parâmetros gerais

Sistema acoplado à rede		Sistema de sheds		Modelos utilizados	
Orientação do plano dos módulos		Configuração dos sheds		Modelos utilizados	
Orientação		Nr. de sheds	25 unidades	Transposição	Perez
Plano fixo		Média de vários grupos		Difuso	Perez, Meteonorm
Inclinação/Azimute	25 / 0 °	Dimensões		Cicumsolar	separado
		Esp. entre sheds	5.38 m		
		Largura módulos	3.31 m		
		Taxa ocup. do solo (GCR)	61.5 %		
		Ângulo limite das sombras			
		Ângulo de perfil limite	30.4 °		
Horizonte		Sombras próximas		Exigências do consumidor	
Sem horizonte		Sombras lineares		Carga constante fixa	4107 W
				Global	36.0 MWh/Ano
Armazenamento					
Tipo	autoconsumo				
Estratégia de carregamento		Estratégia de descarregamento			
Quando excesso de energia solar está disponível		A partir do momento em que há necessidade de potência			

Características do grupo FV

Módulo FV		Inversor	
Fabricante	Generic	Fabricante	Generic
Modelo	JAP6-60-265/3BB	Modelo	Sunny Tripower 60-US-10 (480 VAC)
(Base de dados original do PVsyst)		(Base de dados original do PVsyst)	
Potência unitária	265 Wp	Potência unitária	60.0 kWca
Número de módulos FV	4200 unidades	Número de inversores	15 unidades
Nominal (STC)	1113 kWp	Potência total	900 kWca
Grupo #1 - Inv1			
Número de módulos FV	264 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	70.0 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	11 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	62.8 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.17
Umpp	663 V		
I mpp	95 A		
Grupo #2 - Inv2			
Número de módulos FV	288 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	76.3 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	12 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)		Tensão de funcionamento	665-800 V
Pmpp	68.5 kWp	Rácio Pnom (DC:AC)	1.27
Umpp	663 V		
I mpp	103 A		
Grupo #3 - Inv3			
Número de módulos FV	288 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	76.3 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	12 Strings x 24 Em série		



Projeto: Usina ETE

Variante: Simulação Bancos Diversos Ajuste Consumo

PVsyst V7.2.19

VC5, Data da simulação: 05/10/22 17:46
com v7.2.19

Características do grupo FV

Grupo #3 - Inv3**Em condições de func. (50°C)**

Pmpp 68.5 kWp
Umpp 663 V
I mpp 103 A

Tensão de funcionamento 665-800 V
Rácio Pnom (DC:AC) 1.27

Grupo #4 - Inv4

Número de módulos FV 264 unidades
Nominal (STC) 70.0 kWp
Módulos 11 Strings x 24 Em série

Número de inversores 1 unidade
Potência total 60.0 kWca

Em condições de func. (50°C)

Pmpp 62.8 kWp
Umpp 663 V
I mpp 95 A

Tensão de funcionamento 665-800 V
Rácio Pnom (DC:AC) 1.17

Grupo #5 - Inv5

Número de módulos FV 288 unidades
Nominal (STC) 76.3 kWp
Módulos 12 Strings x 24 Em série

Número de inversores 1 unidade
Potência total 60.0 kWca

Em condições de func. (50°C)

Pmpp 68.5 kWp
Umpp 663 V
I mpp 103 A

Tensão de funcionamento 665-800 V
Rácio Pnom (DC:AC) 1.27

Grupo #6 - Inv6

Número de módulos FV 288 unidades
Nominal (STC) 76.3 kWp
Módulos 12 Strings x 24 Em série

Número de inversores 1 unidade
Potência total 60.0 kWca

Em condições de func. (50°C)

Pmpp 68.5 kWp
Umpp 663 V
I mpp 103 A

Tensão de funcionamento 665-800 V
Rácio Pnom (DC:AC) 1.27

Grupo #7 - Inv7

Número de módulos FV 288 unidades
Nominal (STC) 76.3 kWp
Módulos 12 Strings x 24 Em série

Número de inversores 1 unidade
Potência total 60.0 kWca

Em condições de func. (50°C)

Pmpp 68.5 kWp
Umpp 663 V
I mpp 103 A

Tensão de funcionamento 665-800 V
Rácio Pnom (DC:AC) 1.27

Grupo #8 - Inv8

Número de módulos FV 288 unidades
Nominal (STC) 76.3 kWp
Módulos 12 Strings x 24 Em série

Número de inversores 1 unidade
Potência total 60.0 kWca

Em condições de func. (50°C)

Pmpp 68.5 kWp
Umpp 663 V
I mpp 103 A

Tensão de funcionamento 665-800 V
Rácio Pnom (DC:AC) 1.27

Grupo #9 - Inv9

Número de módulos FV 288 unidades
Nominal (STC) 76.3 kWp
Módulos 12 Strings x 24 Em série

Número de inversores 1 unidade
Potência total 60.0 kWca



Projeto: Usina ETE

Variante: Simulação Bancos Diversos Ajuste Consumo

PVsyst V7.2.19

VC5, Data da simulação: 05/10/22 17:46
com v7.2.19

Características do grupo FV

Grupo #9 - Inv9			
Em condições de func. (50°C)			
Pmpp	68.5 kWp	Tensão de funcionamento	665-800 V
Ump	663 V	Rácio Pnom (DC:AC)	1.27
I mpp	103 A		
Grupo #10 - Inv10			
Número de módulos FV	288 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	76.3 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	12 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)			
Pmpp	68.5 kWp	Tensão de funcionamento	665-800 V
Ump	663 V	Rácio Pnom (DC:AC)	1.27
I mpp	103 A		
Grupo #11 - Inv11			
Número de módulos FV	288 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	76.3 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	12 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)			
Pmpp	68.5 kWp	Tensão de funcionamento	665-800 V
Ump	663 V	Rácio Pnom (DC:AC)	1.27
I mpp	103 A		
Grupo #12 - Inv12			
Número de módulos FV	288 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	76.3 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	12 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)			
Pmpp	68.5 kWp	Tensão de funcionamento	665-800 V
Ump	663 V	Rácio Pnom (DC:AC)	1.27
I mpp	103 A		
Grupo #13 - Inv13			
Número de módulos FV	264 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	70.0 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	11 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)			
Pmpp	62.8 kWp	Tensão de funcionamento	665-800 V
Ump	663 V	Rácio Pnom (DC:AC)	1.17
I mpp	95 A		
Grupo #14 - Inv14			
Número de módulos FV	264 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	70.0 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	11 Strings x 24 Em série		
Em condições de func. (50°C)			
Pmpp	62.8 kWp	Tensão de funcionamento	665-800 V
Ump	663 V	Rácio Pnom (DC:AC)	1.17
I mpp	95 A		
Grupo #15 - Inv15			
Número de módulos FV	264 unidades	Número de inversores	1 unidade
Nominal (STC)	70.0 kWp	Potência total	60.0 kWca
Módulos	11 Strings x 24 Em série		



Projeto: Usina ETE

Variante: Simulação Bancos Diversos Ajuste Consumo

PVsyst V7.2.19

VC5, Data da simulação: 05/10/22 17:46
com v7.2.19

Características do grupo FV

Grupo #15 - Inv15			
Em condições de func. (50°C)			
Pmpp	62.8 kWp	Tensão de funcionamento	665-800 V
Ump	663 V	Rácio Pnom (DC:AC)	1.17
I mpp	95 A		
Potência FV total		Potência total inversor	
Nominal (STC)	1113 kWp	Potência total	900 kWca
Total	4200 módulos	Número de inversores	15 unidades
Superfície módulos	6868 m ²	Rácio Pnom	1.24
Superfície célula	6133 m ²		
Armazenamento da bateria			
Bateria			
Fabricante	Generic		
Modelo	Rack JH4 SR19_4P		
Conjunto de baterias		Características do conjunto de baterias	
Número de unidades	1 Unidade	Tensão	720 V
Descarregamento min. SOC	20.0 %	Capacidade nominal	296 Ah (C10)
Energia armazenada	171.9 kWh	Temperatura	Fixada 20 °C
Carregador da bateria			
Modelo	Genérico		
Potência máxima de carga	125.0 kWdc		
Efic. Máx/Euro	97.0/95.0 %		
Inversor Bateria-Rede			
Modelo	Genérico		
Potência máxima de descarga	4.2 kWca		
Efic. Máx/Euro	97.0/95.0 %		

Perdas do grupo

Fator de perdas térm.		Perdas de qualidade dos módulos		Perdas dos módulos com mismatch	
Temperatura módulos em função irradiância		Fração perdas	-0.8 %	Fração perdas	2.0 % no MPV
Uc (const.)	20.0 W/m ² K				
Uv (vento)	0.0 W/m ² K/m/s				
Perdas devidas a mismatch, em fiadas		Fator de perda IAM			
Fração perdas	0.1 %	Parametriz. ASHRAE: IAM = 1 - bo (1/cosi -1)			
		Param. bo			
		0.05			

Perdas de cablagem DC

Res. global dos cabos	7.5 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		
Grupo #1 - Inv1		Grupo #2 - Inv2	
Res. global do grupo	119 mΩ	Res. global do grupo	109 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC
Grupo #3 - Inv3		Grupo #4 - Inv4	
Res. global do grupo	109 mΩ	Res. global do grupo	119 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC
Grupo #5 - Inv5		Grupo #6 - Inv6	
Res. global do grupo	109 mΩ	Res. global do grupo	109 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC
Grupo #7 - Inv7		Grupo #8 - Inv8	
Res. global do grupo	109 mΩ	Res. global do grupo	109 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC



Projeto: Usina ETE

Variante: Simulação Bancos Diversos Ajuste Consumo

PVsyst V7.2.19

VC5, Data da simulação: 05/10/22 17:46
com v7.2.19

Perdas de cablagem DC

Grupo #9 - Inv9		Grupo #10 - Inv10	
Res. global do grupo	109 mΩ	Res. global do grupo	109 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC
Grupo #11 - Inv11		Grupo #12 - Inv12	
Res. global do grupo	109 mΩ	Res. global do grupo	109 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC
Grupo #13 - Inv13		Grupo #14 - Inv14	
Res. global do grupo	119 mΩ	Res. global do grupo	119 mΩ
Fração perdas	1.5 % em STC	Fração perdas	1.5 % em STC
Grupo #15 - Inv15			
Res. global do grupo	119 mΩ		
Fração perdas	1.5 % em STC		

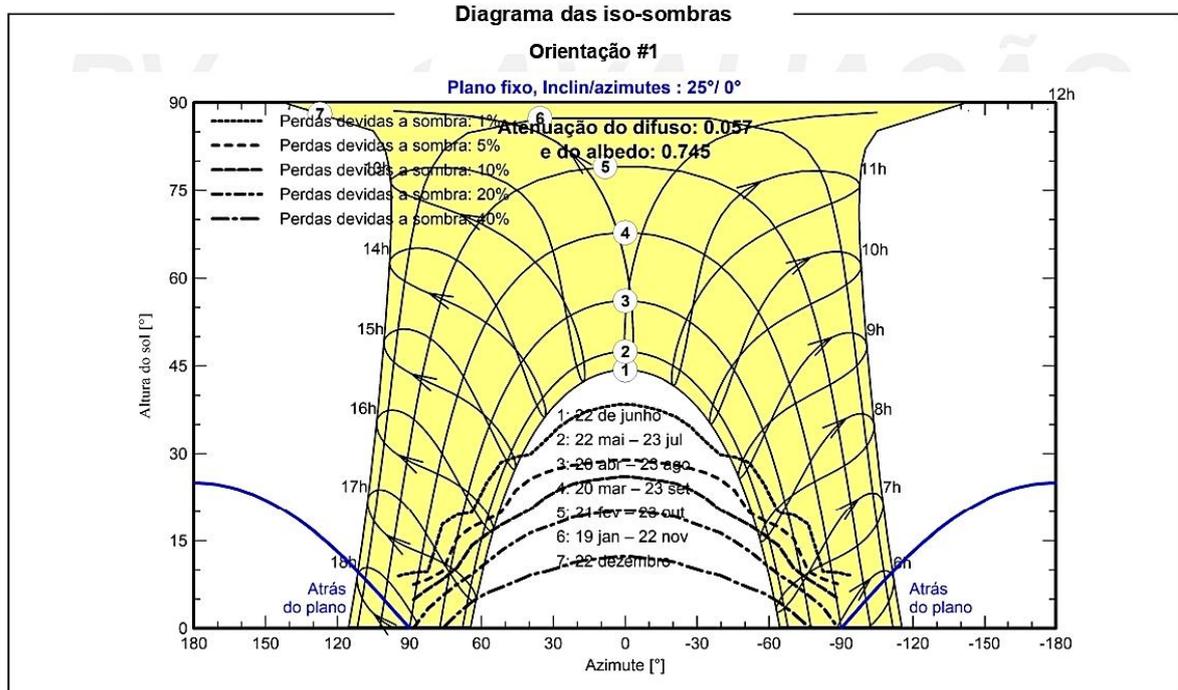


Projeto: Usina ETE

Variante: Simulação Bancos Diversos Ajuste Consumo

PVsyst V7.2.19

VC5, Data da simulação: 05/10/22 17:46
com v7.2.19





Projeto: Usina ETE

Variante: Simulação Bancos Diversos Ajuste Consumo

PVsyst V7.2.19

VC5, Data da simulação: 05/10/22 17:46
com v7.2.19

Resultados principais

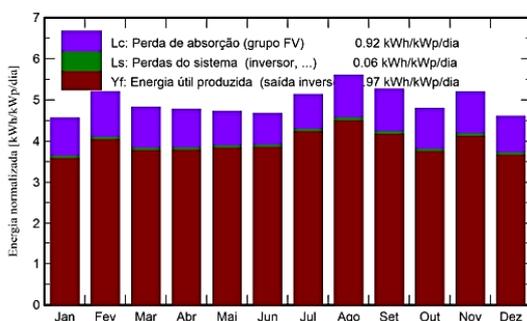
Produção do sistema

Energia produzida	1609 MWh/ano	Produção específica	1446 kWh/kWp/ano
Energia utilizada	36 MWh/ano	Índice de performance (PR)	80.10 %
		Fração solar	100.00 %

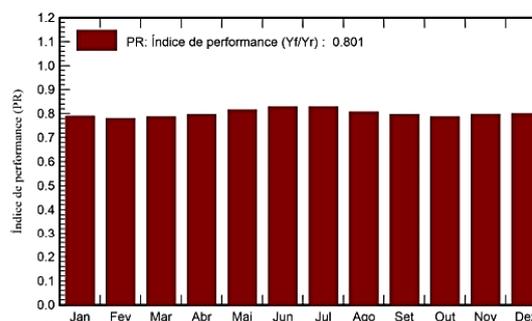
Envelhecimento da bateria (Estado de deterioração)

Ciclos SOW	97.8 %
SOW estático	90.0 %

Produções normalizadas (por kWp instalado)



Índice de performance (PR)



Balancos e resultados principais

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_User MWh	E_Solar MWh	E_Grid MWh	EFrGrid MWh
Janeiro	155.3	82.50	22.71	141.4	132.6	126.4	3.056	3.056	121.2	0.000
Fevereiro	152.0	73.86	23.14	145.6	137.6	128.5	2.760	2.760	123.7	0.000
Março	144.4	77.40	22.80	149.7	142.2	133.2	3.056	3.056	128.0	0.000
Abril	126.3	61.83	21.28	143.3	136.6	129.1	2.957	2.957	124.1	0.000
Mai	117.4	47.56	18.36	146.4	138.9	135.1	3.056	3.056	129.9	0.000
Junho	106.8	45.03	17.52	140.2	132.3	131.4	2.957	2.957	126.3	0.000
Julho	121.1	44.33	16.82	159.1	150.6	149.1	3.056	3.056	143.7	0.000
Agosto	143.1	46.54	18.50	173.8	166.7	158.5	3.056	3.056	152.9	0.000
Setembro	145.9	64.88	18.93	157.9	151.1	142.2	2.957	2.957	136.9	0.000
Outubro	152.6	70.07	21.26	148.6	140.6	132.2	3.056	3.056	127.0	0.000
Novembro	170.3	78.13	21.17	155.9	147.2	140.6	2.957	2.957	135.3	0.000
Dezembro	159.3	93.08	22.34	142.8	133.5	129.2	3.056	3.056	124.1	0.000
Ano	1694.5	785.20	20.39	1804.7	1709.9	1635.3	35.980	35.980	1573.0	0.000

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	E_Grid	Energia injetada na rede
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede



Projeto: Usina ETE

Variante: Simulação Bancos Diversos Ajuste Consumo

PVsyst V7.2.19

VC5, Data da simulação: 05/10/22 17:46
com v7.2.19

