

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

**ALMIR ROGÉRIO FLAUSINO MORAIS
BRUNO BATISTA FERREIRA
EDUARDO BARBOSA FERRI**

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA-ECÔNOMICA PARA AMORTIZAÇÃO
DA ENERGIA ELÉTRICA EM HORÁRIO DE PONTA ATRAVÉS DA
IMPLANTAÇÃO DE UM BANCO DE BATERIA ALIMENTADA POR UMA
USINA SOLAR FOTOVOLTAICA**

CURITIBA
2022

ALMIR ROGÉRIO FLAUSINO MORAIS
BRUNO BATISTA FERREIRA
EDUARDO BARBOSA FERRI

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA PARA AMORTIZAÇÃO
DA ENERGIA ELÉTRICA EM HORÁRIO DE PONTA ATRAVÉS DA
IMPLANTAÇÃO DE UM BANCO DE BATERIA ALIMENTADA POR UMA
USINA SOLAR FOTOVOLTAICA**

**ANALYSIS OF THE TECHNICAL-ECONOMIC FEASIBILITY FOR THE
AMORTIZATION OF ELECTRIC ENERGY AT PEAK TIME THROUGH THE
IMPLEMENTATION OF A BATTERY BANK FED BY A SOLAR
PHOTOVOLTAIC PLANT**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação, apresentado como requisito para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica do curso de Engenharia Elétrica da Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Orientador(a): Prof. Me. Marcelo Barcik.

**CURITIBA
2022**



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/)

Esta licença permite download e compartilhamento do trabalho desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es), sem a possibilidade de alterá-lo ou utilizá-lo para fins comerciais. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

ALMIR ROGÉRIO FLAUSINO MORAIS
BRUNO BATISTA FERREIRA
EDUARDO BARBOSA FERRI

**ANÁLISE DA VIABILIDADE TÉCNICA-ECONÔMICA PARA AMORTIZAÇÃO
DA ENERGIA ELÉTRICA EM HORÁRIO DE PONTA ATRAVÉS DA
IMPLANTAÇÃO DE UM BANCO DE BATERIA ALIMENTADA POR UMA
USINA SOLAR FOTOVOLTAICA**

Trabalho de Conclusão de Curso de
Graduação, apresentado como requisito
para a obtenção do título de Bacharel em
Engenharia Elétrica do curso de Engenharia
Elétrica da Universidade Tecnológica
Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 24/Novembro/2022

Eloi Rufato Junior

Dr.

Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Lilian Moreira Garcia

Dra.

Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Marcelo Barcik

Me.

Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Curitiba

2022

RESUMO

Dentro desse estudo de caso busca-se uma possível melhoria no sistema de energia implantado em um condomínio, o foco deste trabalho esteve na tarifa de energia com seu peso em horário de ponta, dessa forma estudou-se dados regionais sobre irradiação solar e a partir do estudo realizado, calculou-se uma usina solar fotovoltaica e um banco de baterias alternando o modelo deste acumulador entre o modelo chumbo ácido e o modelo íon lítio, afim de encontrar o melhor modelo que atendesse a este sistema, também realizou-se os cálculos de retorno financeiro caso a instalação deste banco viesse a ser realizada. Com as melhorias propostas nesse trabalho o sistema se mostrou mais confiável sendo que o controlador híbrido proposto nesse estudo além de conseguir suprir o sistema em horário de ponta também entrega a garantia de funcionamento em casos de queda de energia, porem foi obtido um resultado desfavorável para implantação do banco de baterias como forma de amortizar o consumo de energia em horário de ponta, com o alto custo destes acumuladores de energia o sistema mostrou-se inviável financeiramente.

Palavras chaves: horário de ponta; banco de baterias; fotovoltaica.

ABSTRACT

Within this case study, a possible improvement is sought in the energy system implemented in a condominium, the focus of this work was on the energy tariff with its weight at peak hours, in this way regional data on solar irradiation were studied and from the study carried out, a photovoltaic solar plant and a battery bank were calculated, alternating the model of this accumulator between the lead acid model and the lithium ion model, in order to find the best model that would meet this system, the calculations were also carried out of financial return if the installation of this bank were to be carried out. With the improvements proposed in this work, the system proved to be more reliable and the hybrid controller proposed in this study, in addition to being able to supply the system at peak hours, also delivers the guarantee of operation in cases of power failure, but an unfavorable result was obtained for implantation of the battery bank as a way to amortize energy consumption at peak hours, with the high cost of these energy accumulators, the system proved to be financially unfeasible.

Keywords: peak hours; Battery bank; photovoltaic.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1: Sistema de geração de energia solar fotovoltaica isolado da rede elétrica	16
Figura 2: Sistema de geração de energia solar fotovoltaica conectado à rede elétrica	17
Figura 3: Sistema de geração fotovoltaica híbrido	18
Figura 4: Módulos Monocristalino e Policristalino	26
Figura 5: Fluxograma de conexões entre produtores e consumidores energéticos em uma smart-grid	34
Figura 6: Exemplos de formas de ligação de sistemas fotovoltaicos	34
Figura 7: Requisitos mínimos de proteção	38
Figura 8: Mapa da média diária anual de irradiação no plano inclinado no Brasil	40
Figura 9: Mapa fotovoltaico do estado do Paraná	41
Figura 10: Valores Mínimo e Máximo de produtividade anual estimada no estado do Paraná e nos 3 países selecionados para TD 0,75.....	42
Figura 11: Ranking estadual de geração distribuída	43
Figura 12: Irradiação média no estado do Paraná	43
Figura 13: Gráfico da distribuição percentual do valor da tarifa de energia elétrica	52
Figura 14: Irradiação solar plano inclinado	55
Figura 15: Plano inclinado na latitude	56
Figura 16: Característica do topo do prédio	59
Figura 17: Características do primeiro painel	60
Figura 18: Características do segundo painel	61
Figura 19: Características do terceiro conjunto de módulos.....	61
Figura 20: Orientação do condomínio	63
Figura 21: Valores de irradiação PVSYST	64
Figura 22: Gráfico de perdas.....	65
Figura 23: Diagrama de perdas	66
Figura 24: Trajetória do sol	67
Figura 25: Características dos modelos de bateria	68

Figura 26: Características de fornecimento de carga para cada modelo de bateria	68
Figura 27: Diagrama de entrada e saída diário	70
Figura 28: Índice de performance	70
Figura 29: Distribuição de potência de grupo.....	71
Figura 30: Temperatura do grupo	71
Figura 31: Diagrama de perdas 01	72
Figura 32: Diagrama de perdas corrigido.....	73
Figura 33: Performance das baterias chumbo ácido.....	74
Figura 34: Perdas a partir do Angulo de incidência	75
Figura 35: Performance das baterias de Íon Lítio.....	77
Figura 36: Diagrama de perdas para o sistema com baterias de Íon Lítio	78
Figura 37: Tabela de utilização de energia.....	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Histórico de consumo	54
Tabela 2: Irradiação no plano inclinado na latitude	56
Tabela 3: Orçamento de custos para execução do projeto com baterias chumbo-ácido	82
Tabela 4: Orçamento de custos para execução do projeto com baterias de lítio	83
Tabela 5: Fluxo Operacional do projeto utilizando baterias chumbo-ácido	84
Tabela 6: Valor presente do fluxo operacional do projeto utilizando baterias chumbo-ácido	85
Tabela 7: Fluxo operacional do projeto utilizando baterias de lítio	87
Tabela 8: Valor presente do fluxo operacional do projeto utilizando baterias de lítio	88
Tabela 9: Cálculo de retorno financeiro do projeto sem o banco de baterias ..	90

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

A	Área
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
a-Si	Silício amorfo
CDE	Conta de desenvolvimento energético
CdTe	Telureto de cádmio
CFURH	Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos
CMM	Consumo médio mensal
COFINS	Contribuição para financiamento da seguridade social
CO ₂	Dióxido de carbono
Cresesb	Centro de referência para energia solar e eólica
CTA	Centro tecnológico da aeronáutica
DIS	Distribuidora
DPS	Dispositivo de proteção contra surtos
E	Energia média diária a ser gerada
EArray	Energia efetiva a saída do grupo
EFF	Eficiência da tecnologia
EffBatI	Eficiência corrente carga/descarga
EffBatE	Eficiência energia carga/descarga
Eload	Exigências de energia do consumidor
E_user	Energia fornecida ao consumidor
EPN	Rede de processamento de eventos
ERR	Encargos de energia de reserva
ESS	Encargos de serviços do sistema
FC ₀	Investimento inicial
FC _t	Entrada de caixa
FID	Fator de dimensionamento do inversor
FV	Fotovoltaica
G	Irradiância na condição STC
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatt

HP	Horário de Ponta
H _{TOT}	Irradiação média diária
IBGE	Instituto brasileiro de geografia e estatística
ICMS	Imposto sobre circulação de mercadorias e serviços
IGPM	Índice geral de preços de mercado
IME	Instituto militar de engenharia
INMET	Instituto nacional de meteorologia
INT	Instituto nacional de tecnologia
IPCA	Índice nacional de preços ao consumidor amplo
IR _e	Índice de rentabilidade
KV _{ca}	Quilovolt corrente alternada
KV _{cc}	Quilovolt corrente contínua
kw	Quilowatt
kWh	Quilowatt hora
kwh/m ²	Quilowatt hora por metro quadrado
KWp	Quilowatt pico
LT	Linhas de Transmissão
MGass	Massa de eletrólito dissociada
MME	Ministério de minas e energia
MPPT	Rastreamento do ponto de máxima potência
MW	Megawatt
m-Si	Silício monocristalino
NBR	Norma brasileira
NTC	Norma técnica da copel
ONS	Operador Nacional do Sistema
On-grid	Sistema conectado
Off-grid	Sistema isolado
Pb	Chumbo
PEE	Programa de eficiência energética
P _{FV}	Potência instalada
P _{fv}	Potência de pico do painel fotovoltaico
PIS	Programa de integração social

PIS/PASEP	Programa de integração social e de formação de patrimônio do servidor público
PMM	Produção média mensal
P_{NCA}	Potência nominal do inversor
PR_LOL	Probabilidade de consumidor não fornecido
Proinfa	Programa de incentivo a fontes alternativas
PU	Por unidade
PUM	Período úmido
PR	Performance ratio
PS	Período Seco
P&D	Processo de pesquisa e desenvolvimento
p-Si	Silício policristalino
Q_{MOD}	Quantidade de módulos
r	Taxa de desconto
SFH	Sistema solar fotovoltaico híbrido
Si-Fitas	Fitas de silício
<i>Smart grid</i>	Sistema inteligente
SFI	Sistema solar fotovoltaico isolado
SFVCR	Sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica
SFV's	Sistemas fotovoltaicos
Solfrac	Fração solar
SOSmeean	Estado de carga médio durante o período
SOS_End	Estado de carga no fim do período
SPDA	Sistema de proteção de descargas atmosféricas
STC	Condições de teste padrão
TI	Tecnologia da informação
TIR	Taxa interna de retorno
TSFEE	Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica
U_Batt	Tensão média na bateria
UTFPR-CT	Universidade tecnológica federal do Paraná campus Curitiba
UV	Radiação ultravioleta
V	Tensão
V_{ca}	Tensão de circuito aberto

$V_{MAX_{INV}}$	Tensão máxima de entrada do inversor
VPL	Valor presente líquido
Wh/Kg	Watt hora por quilograma
Wh/L	Watt hora por litro
Wp	Watt pico

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Delimitação do tema	19
1.2	Problemática e premissas de pesquisa	19
1.3	Objetivos da pesquisa	20
1.3.1	Objetivo Geral	20
1.3.2	Objetivos Específicos.....	20
1.4	Justificativa	20
1.5	Procedimentos metodológicos	22
1.6	Estrutura	22
2	REVISÃO BIBLIOGRAFICA	24
2.1	Energia solar	24
2.2	Sistema solar fotovoltaico	24
2.2.1	Células e módulos fotovoltaicos	24
2.2.2	Inversores	26
2.2.3	Condutores (cabearmento) e equipamentos de proteção.....	28
<u>2.2.3.1</u>	<u>Sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA)</u>	<u>29</u>
<u>2.2.3.2</u>	<u>Dispositivos de proteção contra surto (DPS)</u>	<u>30</u>
2.2.4	Baterias	30
2.3	Tipos de sistemas fotovoltaicos	32
2.3.1	Sistema conectado (on-grid)	33
2.3.2	Sistema isolado (off-grid)	33
2.3.3	Sistema inteligente (<i>smart grid</i>).....	33
2.4	Regulamentação	35
2.4.1	Resolução normativa nº 482/2012 (micro e minigeração distribuídas)	35
2.4.2	Resolução normativa nº 687/2015	35
2.4.3	Norma Copel - NTC 905200	36
2.5	Potencial de energia fotovoltaica	39
2.5.1	Potencial fotovoltaico do Estado do Paraná	41
2.5.2	Potencial fotovoltaico da cidade de Curitiba.....	44
2.6	Referencial teórico de cálculo para dimensionamento	44
2.6.1	Dimensionamento do sistema fotovoltaico	45
2.6.2	Viabilidade econômica do projeto	49
2.7	Tributação	49
2.7.1	Revisão e reajuste tarifários.....	51
2.7.2	ICMS.....	52
2.7.3	PIS/COFINS	52
2.7.4	PIS/PASEP	52
2.7.5	Marco legal de energia solar	53
3	LEVANTAMENTO DE CONSUMO	54

3.1	Análise de potencial fotovoltaico	54
3.1.1	Cálculo da usina solar fotovoltaica com dados do site do CRESESB	57
3.1.2	Cálculo da usina solar a partir dos dados no site do atlas solar do Paraná	57
3.2	Determinação do sistema solar gerador com o <i>software</i> PVSOL	58
3.3	Determinação do sistema solar gerador com o <i>software</i> PVSYST	62
3.4	Determinação do banco de baterias e do controlador de carga	67
3.4.1	Cálculo do banco de bateria para o modelo chumbo ácido manual	68
3.4.2	Cálculo do banco de bateria para o modelo chumbo ácido utilizando o PVSyst	69
3.4.3	Cálculo do banco de baterias para o modelo íon-Lítio	75
3.4.4	Cálculo do banco de baterias para o modelo íon-Lítio no PVSyst.....	76
4	RETORNO FINANCEIRO	80
4.1	Viabilidade econômica do sistema	81
4.2	Custos de implantação do sistema	82
4.3	Retorno financeiro do projeto usando baterias do modelo chumbo ácido	84
4.4	Retorno financeiro do projeto utilizando baterias do modelo lítio	86
5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	90
6	REFERÊNCIAS	93

1 INTRODUÇÃO

Atualmente a geração elétrica no Brasil é majoritariamente proveniente de fontes hídricas, representando 63,3% do total gerado em 2019, de acordo Ministério de Minas e Energia (MME, 2019). Apesar do grande potencial hídrico observa-se, porém, um declínio da participação dessa fonte na matriz elétrica brasileira no decorrer dos anos em parte pela dificuldade de explorar o potencial não utilizado, mas também pela pressão da sociedade e de entidades ambientais (TIEPOLO, 2015).

O comportamento dos consumidores influencia tanto na forma como é gerida a energia elétrica pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) quanto nos parâmetros que visam melhorar a distribuição da energia e sua qualidade. Dentre as regras, existem as tarifas horo-sazonais aplicadas aos consumidores do grupo A, que são instalações alimentadas em Alta Tensão (AT).

Como nossa principal fonte de energia são as usinas hidroelétricas, para quantificar o valor desta tarifa são considerados a curva de demanda de carga diária, o Período Úmido (PUM) e o Período Seco (PS) compreendido no intervalo de um ano, além do acionamento de usinas térmicas que possuem um preço elevado de operação. O período diário de maior tributação é chamado de horário de ponta (HP), o qual ocorre geralmente das 18 h às 21 h em dias úteis devido à alta demanda de energia no sistema, ocasionada pelo acionamento da iluminação pública, o uso de chuveiro elétrico no retorno dos trabalhadores para suas residências, dentre outros aspectos (ANEEL, 2010). Esse importante conceito se refere ao posto tarifário de ponta, o qual é definido a seguir.

Posto tarifário ponta: período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão ou permissão, com exceção feita aos sábados, domingos, terça-feira de carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, e os feriados inclusos na Resolução Normativa nº 479. (ANEEL, 2010).

Uma alternativa empregada para continuar a produção industrial no horário crítico sem pagar esse acréscimo na tarifa é a utilização de geradores a óleo diesel. No entanto, é um sistema que utiliza combustível poluente e que está sujeito a variações de preço do combustível. Diante desse cenário é interessante buscar alternativas para utilização de energias renováveis empregadas para suprir a

demanda em horário crítico.

O aumento contínuo da demanda de energia elétrica e as consecutivas crises hídricas exigem um planejamento da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) para a diversificação da matriz energética brasileira. Uma alternativa que está em crescimento no mercado é a geração de energia solar fotovoltaica. Com a política pública de incentivo à geração distribuída (GD) implementada através da Resolução Normativa nº482/2012, houve um aumento na instalação dessas usinas conectadas a rede elétrica, suprindo o consumo próximo de onde é gerado. A evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil aumentou de 4,5 GW em 2019 para mais de 6,7 GW até setembro de 2020, indicando uma tendência de crescimento (ABSOLAR, 2021).

A energia solar é considerada uma boa alternativa de geração, pois é uma forma de energia renovável em que a matéria prima é a irradiação emitida pelo sol e possui um baixo custo de manutenção, apresentando um impacto ambiental mínimo com a baixa emissão de CO₂, além de ser possível utilizar uma estrutura já existente, geralmente o telhado da edificação. Outros fatores benéficos são os altos níveis de irradiação solar no território nacional e grandes reservas de quartzo (LIMA et al, 2015).

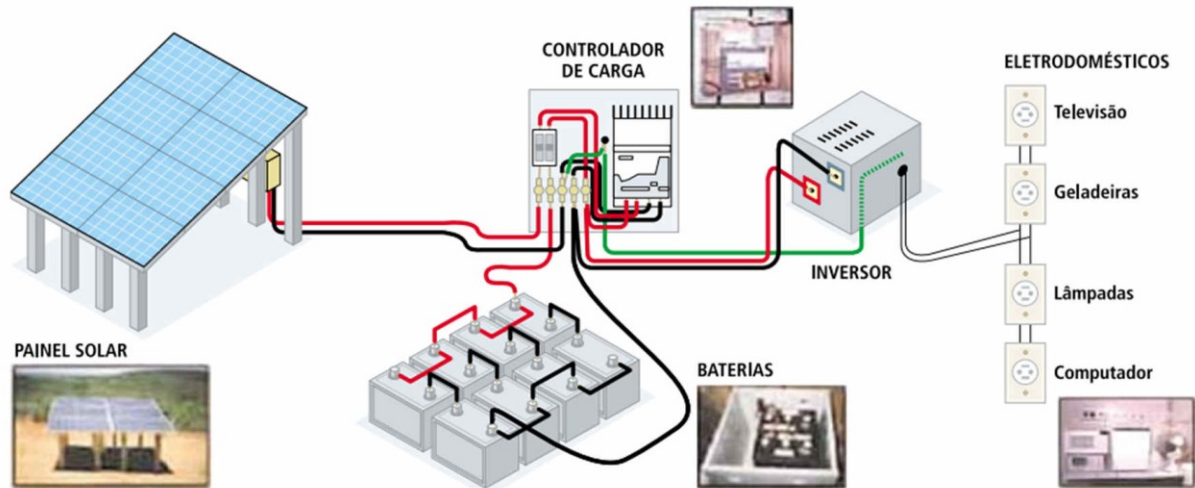
A conversão da energia solar em energia elétrica ocorre através do efeito de radiação sobre materiais como os semicondutores, que se caracterizam por apresentarem bandas de energia que permitem a presença de novos elétrons e de outra banda, em sua camada mais externa, totalmente "vazia" (banda de condução). O elemento mais usado é o silício, que se caracteriza por possuir quatro elétrons em sua camada de valência, formando uma rede cristalina (CRESESB, 2014).

No passado o Brasil se dedicou à construção de grandes usinas hidroelétricas afastadas dos grandes centros de consumo, que exigiam a implementação de longas linhas de transmissão (LT) e de subestações para a conversão dos parâmetros de energia. Como a geração de energia solar fica próximo à área de consumo, ocorre uma menor demanda do sistema de geração e distribuição, sendo possível em alguns casos diminuir o custo com manutenção da rede, reduzindo gastos com instalação de linhas de transmissão e distribuição, além de, em situações específicas, evitar o risco de apagões devido a não capacidade da concessionária de absorver a demanda de energia elétrica (CEMIG, 2020).

Dentre os tipos de sistema solar fotovoltaico, há o sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica (SFVCR) e o modelo de sistema solar fotovoltaico isolado (SFI) (TIEPOLO, 2015) que utiliza alguma forma de armazenamento de energia,

geralmente através de bancos de baterias. A configuração isolada é amplamente utilizada em locais de difícil acesso ou locais onde não seja viável a conexão com a rede. A Figura 1 ilustra o funcionamento de um sistema solar fotovoltaico isolado da rede elétrica (SFI).

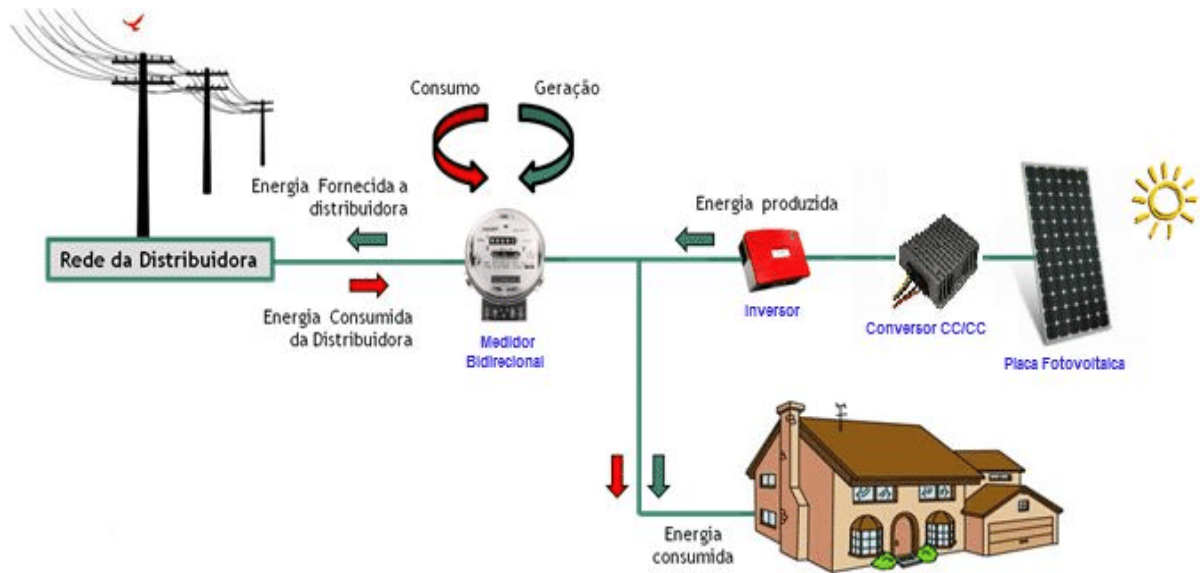
Figura 1: Sistema de geração de energia solar fotovoltaica isolado da rede elétrica



Fonte: CRESESB (2014)

O intermédio da energia gerada e consumida em SFVCR é feita através do medidor bidirecional que realiza o sistema de compensação, contabilizando em quilowatt hora (kWh) a energia injetada pelo inversor para rede elétrica assim como a energia fornecida pela concessionária para a unidade consumidora (Ruther, 2004). Quando se injeta energia a mais do que foi consumida, obtêm-se créditos de energia. O crédito obtido não pode ser entendido como crédito monetário, mas como um crédito adquirido em unidade de consumo de energia válidos por 60 meses (ANEEL, 2016). A Figura 2 ilustra o princípio de funcionamento do sistema SFVCR.

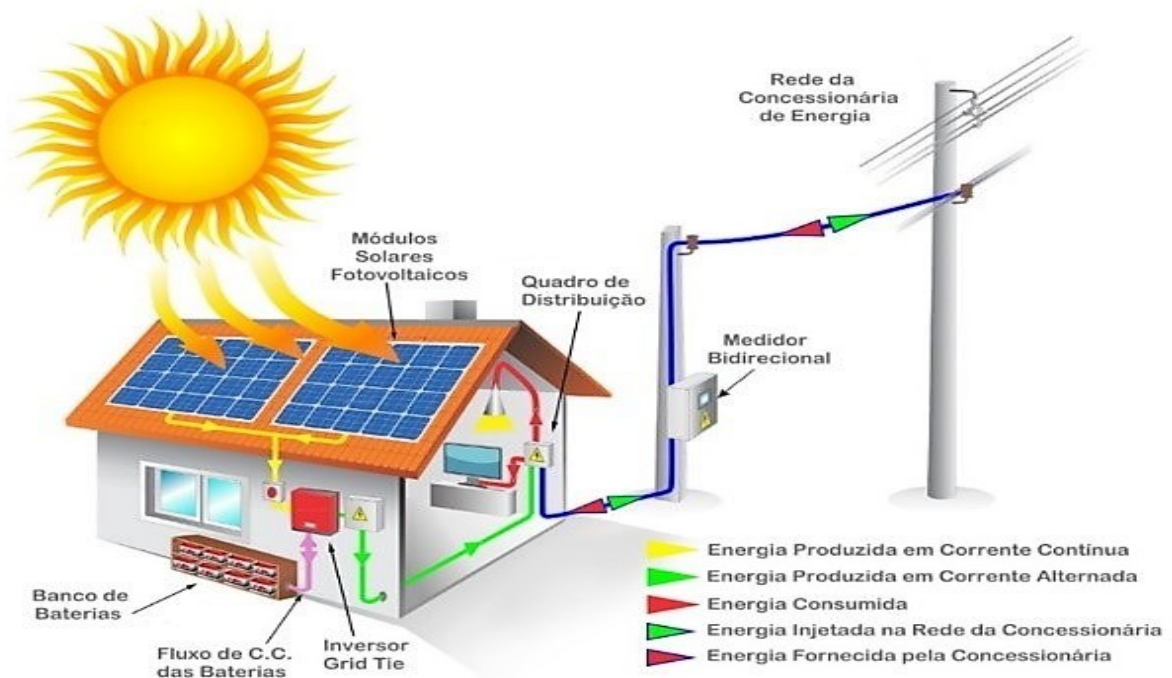
Figura 2: Sistema de geração de energia fotovoltaica conectado à rede elétrica



Fonte: Viridian (2016)

O sistema de geração de energia solar fotovoltaica acoplada à bateria e simultaneamente ligada à rede elétrica é uma configuração em que o fluxo de energia é determinado pelo controlador de carga. Esse equipamento condiciona o carregamento das baterias durante o dia e supre a demanda da instalação em determinado horário. Uma vantagem nesse tipo de configuração é a possibilidade de usar a energia das baterias em caso de emergência. O sistema de Geração Solar Fotovoltaica Híbrido (SFH) é exibido na Figura 3.

Figura 3: Sistema de geração fotovoltaica híbrido



Fonte: Grid Solaris (2020)

Um item de extrema importância no sistema ilustrado na Figura 3 é o banco de baterias e o primeiro critério para sua definição é a seleção das baterias recarregáveis frente as não recarregáveis, visto que o processo de carga se dará através da geração solar fotovoltaica. Outros itens a serem analisados são a quantidade de sequências carga-descarga, também chamados de ciclos, e as perdas pelo processo químico natural quando não ocorre a descarga, denominado de autodescarga. O eletrólito e a capacidade de energia normalizada por volume (Wh/l) ou massa (Wh/Kg) também devem ser analisados a fim de obter a melhor eficiência e vida-útil do sistema que, predominantemente, é o de maior valor monetário na instalação.

Baterias com tecnologias mais modernas, tais como Níquel-Cádmio (NiCd), níquel-hidreto metálico (NiMH), íon de lítio (Li-ion), dentre outras, embora apresentando vantagens (maior eficiência, maior vida útil, maior profundidade de descarga), geralmente não são ainda economicamente viáveis na maioria dos sistemas fotovoltaicos. (CRESESB, 2014).

As baterias de chumbo-ácido (Pb-ácido) são as mais utilizadas para sistemas fotovoltaicos isolados e em subsistemas de armazenamento (CRESESB, 2014). A bateria de chumbo-ácido foi projetada com o objetivo de oferecer uma quantidade constante de corrente por um longo período, além da possibilidade de ser descarregada completamente diversas vezes, suportando quantidades maiores

de ciclos de carga e descarga sem prejudicar a sua vida útil.

1.1 Delimitação do tema

Esse estudo se delimita a analisar a viabilidade técnica e econômica para a amortização da energia elétrica em horário de ponta através da implantação de um banco de baterias alimentada por uma usina solar fotovoltaica em condomínio residencial na cidade de Curitiba - PR.

1.2 Problemática e premissas de pesquisa

O crescimento econômico do Brasil aliado a um crescimento populacional com consequente melhora da qualidade de vida da população, resultará em um aumento do consumo per capita de energia elétrica, vindo a impor uma pressão no sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica com uma demanda progressivamente maior.

O sistema elétrico brasileiro é singular no que se refere aos impactos ambientais e emissões de gases do efeito estufa por conta da parcela das hidroelétricas na matriz elétrica. Todavia, tal como as outras fontes renováveis, a geração hidroelétrica é dependente de fatores climáticos que, em determinadas circunstâncias, como secas, podem comprometer a disponibilidade do potencial de geração das usinas. A crescente demanda de energia de anos anteriores recentes foi atendida em parte com a expansão de fontes térmicas não renováveis, que responderam por 26,5% do total gerado em 2019 (BEN, 2020) e tem um custo de geração elevado.

A alta tarifa de energia aplicada no Brasil, a maior demanda futura de energia, tal qual a procura por fontes geradoras mais sustentáveis que se encontrem coerentes com os propósitos e com a execução das metas acordadas no âmbito da Agenda 2030 das Nações Unidas, e com os compromissos de emissões globais do Brasil no Acordo de Paris (IPEA, 2019), irão requisitar uma maior utilização de fontes renováveis de geração de energia elétrica, fazendo-se necessários avanços no sentido de incentivos fiscais, bem como pesquisa e desenvolvimento de tais projetos.

Nesse sentido realiza-se esse estudo, seria possível amortizar uma fatura

de energia em Curitiba no estado do Paraná em horário de ponta a partir da utilização de um banco de baterias e uma usina solar fotovoltaica?

1.3 Objetivos da pesquisa

1.3.1 Objetivo Geral

Com esse trabalho pretende-se analisar a viabilidade técnica e econômica para a instalação de uma usina solar fotovoltaica conectada à rede e simultaneamente acoplada à um banco de bateria (*SFH*) com a finalidade de amortizar o consumo em horário de ponta em prédio comercial em Curitiba-PR, e também realizar-se uma análise do retorno financeiro com a implementação de tal projeto.

1.3.2 Objetivos Específicos

- a) Fazer um estudo do referencial bibliográfico com a fundamentação teórica que será base para o desenvolvimento desse trabalho.
- b) Calcular a potência necessária para suprir a demanda no horário de ponta e, se possível, em horário fora de ponta.
- c) Definir a usina solar fotovoltaica e também o banco de baterias utilizando-se o software PVSYST e PVSOL ;
- d) Analisar o retorno do investimento;

1.4 Justificativa

Com o alto custo da tarifa energética para as grandes empresas no horário de ponta que para a área de concessão da Copel-DIS compreende o período entre as 18 horas e 00 minutos e as 20 horas e 59 minutos, conforme o artigo XV da RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA Nº 2.886, DE 22 DE JUNHO DE 2021, nesse sentido encontra-se necessário aplicar ferramentas que reduzam o custo de operação, buscando um produto competitivo no mercado.

No cenário global o conceito de sustentabilidade vem ganhando cada vez mais relevância no decorrer dos últimos anos, alterando a forma como são

empregados os recursos naturais em busca de não comprometer as necessidades das gerações futuras. A energia elétrica é um recurso imprescindível para o desenvolvimento humano e torna-se necessário aperfeiçoar toda a cadeia que a envolve, desde a produção até o consumo. Esse tratamento sustentável implica também em se reduzir as perdas elétricas que ocorrem nos sistemas de transmissão e distribuição, além da predileção por matéria-prima oriundas de recursos renováveis e com baixo dano ambiental. Outro fator benéfico é a diversificação da matriz energética brasileira, tornando o sistema mais dinâmico e com menor dependência dos reservatórios de água.

Diante da demanda crescente por energia elétrica devido ao crescimento econômico e populacional, aliado à busca por maneiras mais sustentáveis de se manejar a energia, o aproveitamento da energia solar se mostra uma das formas mais promissoras para a geração de energia elétrica. O crescimento acentuado do número de estabelecimentos residenciais, comerciais e industriais que passaram a produzir e consumir energia gerada através do sol fez com que a capacidade instalada percentual da matriz de energia solar passasse de 0,7% em 2016 para 1,4% em 2018 (IPEA, 2019). A alta incidência solar no território nacional faz com que a geração distribuída tenha um potencial elevado, visto que tal incidência acarreta uma geração maior de energia nos painéis, diminuindo seu custo unitário. Um estudo recente do IPEA (2018, p. 11-21) verificou que “em todos os municípios brasileiros o custo de geração fotovoltaica é menor que o custo da energia fornecida pelas distribuidoras na tarifa residencial com tributos”.

Outra vantagem da expansão dos sistemas de geração distribuída são os benefícios ao Sistema Interligado Nacional (SIN), que possibilita uma menor demanda dos sistemas de geração, transmissão e distribuição em horário de alto consumo. Geralmente as grandes usinas geradoras precisam ser instaladas em locais específicos, por vezes afastados dos centros consumidores, ocasionando perdas elétricas consideráveis durante a transmissão (TIEPOLO *et al.*, 2013). O SFVCR tem a vantagem de gerar energia elétrica perto de onde será consumida, reduzindo substancialmente as perdas hoje existentes na transmissão (TIEPOLO, 2015).

A vantagem econômica será possivelmente o fator preponderante na adoção de um sistema SFVCR por grandes consumidores, visto o retorno do investimento em pouco tempo e a tendência de aumento do valor das tarifas de energia. Esta é a principal motivação do presente trabalho: servir de incentivo a

adesão de consumidores à energia solar fotovoltaica e a introdução a literatura dos sistemas híbridos, que são menos usuais.

1.5 Procedimentos metodológicos

Esse estudo será desenvolvido por meio das seguintes etapas:

- a) Analisar o histórico de consumo da instalação - O mesmo será analisado a partir da fatura de energia elétrica;
- b) Simular a geração de energia dos painéis fotovoltaicos de acordo com as características do local – Para isso será utilizado o software PVSYST que nos dá o gráfico de perdas do sistema.
- c) Dimensionar a usina solar fotovoltaica – Além dos cálculos será simulado no software PVSYST e PVSOL.
- d) Dimensionar o banco de bateria para armazenamento de energia – Além dos cálculos será utilizado o software PVSYST.
- e) Calcular as estimativas de perdas do sistema – Este estudo de perdas além de ser calculado no tópico retornos financeiros é dado no gráfico de perdas do software PVSYST.
- f) Fazer um estudo das formas de abatimento da energia em horário de ponta – será realizado a partir dos dados de tarifa de energia na região escolhida e também dos índices de inflação oficial do país;

1.6 Estrutura

A estrutura do trabalho consistirá em 4 capítulos.

O capítulo 1 é a introdução, com a apresentação do tema, proposição de uma premissa, definição dos objetivos gerais e específicos a serem atingidos através da pesquisa com a devida justificativa e uma breve descrição da metodologia empregada.

No capítulo 2 constará o referencial bibliográfico com a fundamentação teórica que será base para o desenvolvimento da proposta, em que se apresentarão os conceitos elementares sobre a energia solar, o cenário brasileiro atual para sua adoção e perspectivas para o crescimento e participação na matriz energética, um detalhamento do sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, tipos de baterias para

utilização junto a tais sistemas, incluindo suas vantagens e normas técnicas pertinentes.

O capítulo 3 é reservado para o levantamento do histórico do consumo de energia elétrica de um prédio comercial na cidade de Curitiba, análise do potencial fotovoltaico da localidade, análises técnicas para a determinação do sistema gerador e banco de baterias mais indicados para a implementação.

O capítulo 4 denominado de Resultados e discussões será reservado aos cálculos de economia gerada e retorno financeiro.

O capítulo 5 será dedicado às conclusões finais e será feita a argumentação quanto à viabilidade da instalação do conjunto composto por usina solar e banco de baterias, suas devidas ponderações e potenciais ressalvas.

2 REVISÃO BIBLIOGRAFICA

2.1 Energia solar

A energia é originalmente gerada no núcleo do sol através de reações termonucleares e se propagada até a superfície terrestre, onde a densidade de fluxo tende a ser maior próximo a linha do equador. A trajetória em torno do sol e de rotação do planeta definem a variação no ângulo de incidência dos raios e estabelecem as estações ao longo de um ano. Durante esse período a variação de densidade de fluxo é alta devido a inclinação do eixo da terra, que faz com que os dias se prologuem no hemisfério sul durante o solstício de verão e diminuam no solstício de inverno (Pereira, 2017).

O Brasil é privilegiado pelas características climáticas que potencializam a geração de energia solar e os dados referente a irradiação global no território nacional, coletados entre 2005 e 2015 e posteriormente publicado no Atlas Brasileiro de Energia Solar, mostram níveis extremos superiores da irradiação global no verão na região sul de 6,37 kwh/m² e na primavera na região nordeste 6,27 kwh/m² e o valor mínimo extremo foi encontrado no inverno na região sul 2,95 kwh/m² (Pereira et al, 2017).

Para efeito de comparação, a densidade média anual de fluxo incidido sobre a superfície terrestre, também chamada de “constante solar”, é de 1,36 kWh/m² (ESCOBEDO, 2015).

As componentes da radiação solar responsáveis por quantificar a produção de energia em determinada localidade podem ser divididas entre diretas e difusas, sendo esta última relacionada a dispersão da luz após sofrer espalhamento pela atmosfera. Em dias nublados a componente difusa é responsável por até 100% da geração (RUTHER, 2006).

2.2 Sistema solar fotovoltaico

2.2.1 Células e módulos fotovoltaicos

Desde que Edmond Bequerel relacionou a absorção da luz a uma diferença de potencial nos terminais de uma célula eletroquímica em 1839, o efeito fotoelétrico

tem sido objeto de estudo e pode ser descrito como um fenômeno que transforma energia solar em eletricidade. Após avanços no efeito fotovoltaico com barreira de potencial de Goldman & Brodsky em 1910 e aplicações fotométricas de Lange em 1940, foram desenvolvidas nos anos 50 as primeiras células que utilizavam o silício como matéria prima. (Brito, 2004)

Devido as características dos materiais semicondutores, a energia solar injetada sob a célula permite a transposição de elétrons nas camadas externas do material. Utilizando diodos para ordenar os elétrons, cria-se uma tensão nos terminais dos módulos e uma corrente contínua circula pelos condutores.

Os materiais mais usados na fabricação das células são o silício monocristalino (m-Si), silício policristalino (p-Si), silício amorfo (a-Si), telureto de cádmio (CdTe), fitas de silício (Si-Fitas), dentre outros. Na composição desses materiais existe uma camada proibida intermediária (*bandgap*), que exige uma tensão mínima que, quando superada, permite o deslocamento de elétrons para as bandas de condução. Com o aumento da temperatura a condutividade também aumenta (Miranda, 2015).

A eficiência era extremamente baixa nas células que envolviam sulfeto de Tálcio (Nix e Treptow) e subiram para 6% quando utilizavam silício em pesquisas nos anos 50. Posteriormente alcançou 15% de eficiência com as células violeta e atualmente elas podem ultrapassar os 20%. Em sua maioria os módulos comercializados são fabricados com variações de compostos que utilizam silício, atingindo 7% de eficiência com silício amorfo e 15% com silício monocristalino. (Miranda, 2015).

As pesquisas nacionais para o desenvolvimento dos módulos fotovoltaicos tiveram início nos anos 50 no centro Tecnológico da Aeronáutica (CTA) e no Instituto Nacional de Tecnologia (INT). O primeiro simpósio de energia solar foi realizado no Instituto Militar de Engenharia (IME), onde a tecnologia dos filmes finos era desenvolvida, resultando em módulos com 5% de eficiência. A Universidade de São Paulo (USP) apresentou os primeiros resultados de pesquisas envolvendo o silício monocristalino pelo método Czochralski (Si-Cz), elevando a eficiência para ordem de 12,5% (Miranda, 2015).

Os módulos com tecnologia que leva silício monocristalino tem uma estrutura atômica ordenada, tornando o material previsível. As placas com silício policristalino, também chamado de “silício multicristalino”, possui um tipo de

semicondutor que tem uma estrutura celular menos ordenada, além de ter um custo menor quando comparado com o silício cristalino. Isso reduz o desempenho da célula e permite níveis de energia mais altos na faixa sem energia, e os níveis de energia extras criam sítios de recombinação de qualidade (Infosolaris, 2021).

A Figura 04 mostra um exemplo dos dois tipos de módulos em questão.

Figura 4: Módulos Monocristalino e Policristalino



Fonte: Infosolaris (2021)

2.2.2 Inversores

Esse equipamento é responsável por converter a corrente contínua produzida pelo painel fotovoltaico em corrente alternada, mantendo níveis pré-estabelecidos de amplitude, harmônico, frequência e tensão compatíveis com a rede. Deve ser dimensionado de acordo com a máxima potência dos painéis, a tecnologia do módulo utilizado e a topologia do arranjo fotovoltaico.

O parâmetro para o Fator de dimensionamento do Inversor (FDI) é estabelecido pelo valor mínimo compreendido entre 0,75 a 0,85 e máximo de 1,05, que é apresentado pela equação abaixo. Se o inversor for subdimensionado não aproveitará todo o potencial do painel solar e caso seja superdimensionado não apresentará seu rendimento máximo (ARAUJO et al, 2016).:

$$FDI = \frac{P_N}{P_{FV}} \quad (1)$$

Onde:

FID: fator de dimensionamento do inversor;

P_{NCA} : Potência nominal do inversor;

P_{fv} : Potência de pico do painel fotovoltaico.

A conexão com os módulos utiliza um sistema que busca a máxima potência gerada relacionando valores de corrente e tensão em determinado instante, sendo responsável por estabelecer o pico da geração. As entradas dos inversores delimitam a potência do arranjo e a ligação em série dos módulos, sendo que a máxima tensão suportada na conexão do inversor com o painel deve ser inferior a tensão de circuito aberto da soma dos módulos conectados em série, ou seja, a tensão da *string* não deve exceder a tensão de entrada máxima informada pelo fabricante. A tensão máxima de entrada do inversor pode ser calculada utilizando a equação 2:

$$V_{CA} \cdot Q_{MOD} = V_{MAXINV} \quad (2)$$

V_{CA} : Tensão de circuito aberto do módulo fotovoltaico;

Q_{MOD} : Quantidade de módulos conectados em série;

V_{MAXINV} : Tensão máxima de entrada do inversor.

O MPPT (*Maximum Power Point Tracking*) é o dispositivo que analisa os dados coletados relacionados a potência e determina qual o ponto de maior eficiência do sistema sob determinada condição. Ele é responsável por monitorar os níveis de geração, determinando o ponto onde a tensão e corrente geram maior potência e despachando o fluxo de energia para a rede.

Os inversores apresentam as informações da usina solar fotovoltaica geralmente na tela embutida no corpo do equipamento, possibilitando interface para controle, ou via sistema para conexão wi-fi, EPN. É possível determinar o período de limpeza dos módulos a partir da análise dos dados relacionados ao histórico de geração, bem como possíveis sombreamentos ou desconexões.

Os dispositivos de segurança contra sobre corrente como os fusíveis do tipo GPV que são destinados a aplicação fotovoltaica ou disjuntores de corrente contínua, também contemplam esse dispositivo que, de maneira geral, é responsável pelo maior custo dentre as peças que compõe a usina e deve ser instalado em local

abrigado, ventilado e de fácil acesso.

2.2.3 Condutores (cabearamento) e equipamentos de proteção

Todos os materiais expostos ao tempo sofrem degradação mais acelerada devido a variações de temperatura, umidade, irradiação solar e esforços mecânicos causados pelo vento, por exemplo.

Os cabos são especialmente suscetíveis a este envelhecimento, pois além da influência das intempéries, sofrem aquecimento pela passagem da corrente elétrica e solitação mecânica pelos ventos ou pela movimentação diária nas usinas solares com rastreadores.

Os cabos mais facilmente encontrados hoje no mercado possuem 3 tipos principais de isolação: PVC, EPR e XLPE, com normas específicas descrevendo suas características para cada faixa de tensão de operação.

O material isolante e a cobertura influenciam diretamente a capacidade de um cabo operar sob calor, sua resistência de isolamento e outras características mecânicas como elasticidade, durabilidade e proteção contra radiação ultravioleta (UV).

As normas que regem os sistemas fotovoltaicos, como a NBR 16690 (Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos – Requisitos de projeto) e a NBR 16612 (Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos, não halogenados, isolados, com cobertura – Requisitos de desempenho), especificam as características mecânicas e elétricas dos cabos empregados em cada trecho de uma instalação. A figura abaixo ilustra a nomenclatura destes trechos.

Os cabos dos circuitos de corrente contínua que compõem um sistema fotovoltaico devem seguir as seguintes especificações descritas na norma NBR 16690:

- Serem próprios para corrente contínua;
- Ter tensão de isolação maior à tensão de aplicação daquele circuito;
- Se expostos ao tempo, proteção contra radiação UV;
- Não propagantes de chamas;
- Possuir dupla isolação;
- Se expostos a ambiente salino, serem de cobre estanhado.

Além disso, todos os condutores também devem obrigatoriamente seguir a norma NBR 16612, que contém requisitos mais exigentes:

- Não permite isolamento e cobertura halogenados;
- Isolamento e cobertura devem ser de material termofixo;
- Tensão mínima de isolação de 1,5 kVcc e máxima de 1,8 kVcc (equivale a 0,6/1 kVca);
- Temperatura do condutor em regime permanente de até 90 °C, permitindo operação a 120 °C desde que não se ultrapasse 20.000 h de uso em temperatura ambiente de até 90 °C;
- Condutor de cobre estanhado;
- Ter identificação “USO EM SISTEMA FOTOVOLTAICO” e “NBR 16612”;
- Ser de têmpera mole, isto é, flexível;
- Atender requisitos construtivos especiais como espessura das camadas e critérios de resistência mecânica, térmica e de envelhecimento.

A norma NBR 16690 permite o uso de outros cabos que não exclusivamente os “cabos solares”, desde que eles não estejam expostos à radiação UV. No entanto esses cabos devem, além de seguir requisitos básicos descritos na NBR 16690, seguir também os requisitos mínimos descritos na NBR 16612.

2.2.3.1 Sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA)

Sendo os raios uma das principais ameaça ao sistema, um sistema de proteção contra descargas atmosféricas (SPDA) é necessário. De maneira simplificada, essa proteção utiliza a própria estrutura metálica dos módulos conectadas com o restante do sistema e interliga a um cabo de aterramento, visando dissipar as descargas elétricas.

Essa proteção deve ser aplicada em todos os equipamentos da usina e da estrutura de fixação expostos do painel e que podem ser energizados durante uma descarga atmosférica. A disposição do para-raios e a proximidade com outras estruturas e instalação são regidas pela norma ABNT NBR 5419.

2.2.3.2 Dispositivos de proteção contra surto (DPS)

Surto são variações rápidas e fortes na tensão elétrica, que podem queimar aparelhos elétricos, assim como danificar os equipamentos do sistema. Raios podem causar surtos de maneira direta ou indireta. Quando direto, a descarga atmosférica atinge os módulos ou os demais equipamentos do sistema. A incidência indireta ocorre quando a irradiação do campo eletromagnético gerado pelo raio é conduzida pela estrutura metálica, o que pode acontecer mesmo quando a descarga acontece distante da instalação.

Para prevenir contra este tipo de problema, é preciso instalar um dispositivo de proteção contra surto (DPS). Esse sistema protetivo é um dispositivo ligado entre as fases e o aterramento de proteção e funciona através da variação da impedância entre dois pontos: a impedância fase-neutro ou fase-terra.

Quando não está em atividade, o DPS age como um circuito aberto e quando um surto de tensão ocorre, o dispositivo torna-se um circuito fechado desviando a corrente do condutor com sobretensão para o aterramento, diminuindo a variação na tensão para outros equipamentos conectados ao circuito.

2.2.4 Baterias

A principal utilização de baterias em um sistema fotovoltaico é acumular a energia produzida pelo gerador para abastecer a carga no período noturno, em que não há geração, ou durante um período de baixa irradiação solar, quando a geração é insuficiente. Estas podem então ser utilizadas no decorrer do dia como um possível mecanismo de mitigação em um sistema de tarifa dinâmica, podendo a energia armazenada ser, por exemplo, utilizada no período de ponta definido pela concessionária de energia.

O sistema de armazenamento de energia por baterias funciona, então, ininterruptamente em ciclos de carga e descarga, cujas duração e intensidade variam em função da periodicidade da geração de energia e do tipo de consumo. Além dos ciclos diários, supõe-se também a ocorrência de ciclos sazonais que dependem da irradiação solar ao longo do ano. Portanto, as baterias em sistemas fotovoltaicos irão funcionar em condições de cargas e descargas irregulares, com períodos em baixa

carga ou de sobrecarga e sob variações na temperatura. Isto varia muito conforme a localização do sistema e da demanda (COPETTI et al, 2007).

A recarga da bateria pode acontecer tanto pelo gerador fotovoltaico quanto pela própria rede, nas horas de menor consumo, contribuindo assim para redução da carga aparente da rede em momentos de maior consumo e conseqüentemente melhorando a qualidade do abastecimento, afetando positivamente a economia do sistema. No entanto o custo com manutenção é maior, além de gerar um lixo tóxico com a troca do banco de baterias. Por outro lado, pode-se estender a contribuição solar no consumo do usuário. (BARBOSA, et al, 2007). VERA (2009) destaca que as baterias são compostas por uma célula eletroquímica única, ou por um grupo delas, ligadas em série ou paralelo. Quanto aos principais meios de armazenamento encontrados hoje, tem-se:

- Baterias de Chumbo-ácido;
- Bateria Níquel-cádmio;
- Bateria Níquel-sódio;
- Baterias de Hidreto Metálico;
- Baterias de Lítio/íon/polímero/metal líquido;
- Baterias de acumulação de gás (hidrogênio).

Nas baterias de acumulação de gás, o hidrogênio produzido pela eletrólise da água é armazenado em tanques. Porém a viabilidade destes sistemas é consideravelmente baixa, dado sua eficiência global menos que 4% (VERA, 2009).

Dado o fato de ser uma tecnologia bem conhecida, a bateria de chumbo-ácido tem grande área de aplicação, apresentando uma boa relação entre rendimento, custo e vida útil. Esse tipo de bateria também é construído em diferentes configurações, como por exemplo: arranque, no caso das baterias automotivas; tração, no caso de veículos elétricos; ou estacionárias, utilizadas com sistemas de alimentação.

As baterias de íon de lítio vêm mostrando uma rápida evolução impulsionada pela indústria de carros elétricos. É uma escolha muito utilizada para armazenagem de energia solar devido a garantia e preço, e vêm se popularizando nos EUA, principalmente com a Tesla Powerwall. (ABSOLAR, 2021)

Normalmente, como requisitos dos sistemas de acumulação de energia, utiliza-se como parâmetros um custo reduzido; baixa manutenção e operação simplificada; baixa autodescarga e alta eficiência energética; vida útil considerável.

Depois de realizado o processo de dimensionamento do banco de baterias, ele deve ser sucessivamente aperfeiçoado em função dos demais dimensionamentos e ajustado em função dos custos e disponibilidade de mercado. A definição do tipo da bateria é complexa tendo que considerar fatores como profundidade de descarga que impacta na vida útil da bateria e cada projeto tem suas peculiaridades tendo-se que adequar o mesmo aos modelos de acumuladores disponíveis no mercado nacional. Elas são, usualmente, mais caras, no entanto operam por um período mais longo.

Escolhida a bateria a ser usada, deve-se definir a profundidade de descarga com que se vai trabalhar. Quanto mais profundos são os ciclos de descarga-carga, menor a vida útil da bateria, ou seja, reduzindo a capacidade das baterias tem-se um custo inicial menor, no entanto durarão menos e os gastos de reposição serão maiores. Deve-se levar em conta, durante a fase de projeto, as curvas de vida útil em função da profundidade da descarga fornecida pelo fabricante e todas as demais circunstâncias.

A falta de modelos de armazenamento de energia que consideram o desempenho e a durabilidade para calcular os benefícios econômicos é uma das principais lacunas, impedindo uma compreensão completa dos benefícios do armazenamento de energia em baterias (PARRA, 2016).

2.3 Tipos de sistemas fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos são definidos de acordo com a norma Brasileira NBR 11704:2008. Ela define os equipamentos e a classificação de sistemas fotovoltaicos (ABNT, 2008).

Os equipamentos utilizados são definidos por:

- Controlador de carga: Equipamento eletrônico destinado a controlar e monitorar a carga e/ou descarga de banco de baterias, podendo ter seguidor de potência máxima integrado.
- Inversor: Equipamento eletrônico destinado a converter tensão e corrente contínua oriunda do gerador fotovoltaico ou do banco de baterias, em tensão e corrente alternada, podendo ter seguidor de potência máxima integrado.

- Seguidor de potência máxima: Dispositivo de controle que permite ao sistema funcionar próximo ao ponto de potência máxima do gerador fotovoltaico sob diferentes condições.
- Caixa contendo dispositivos de proteção contra surtos, sobrecorrente e chave de manobra.

2.3.1 Sistema conectado (on-grid)

São aqueles efetivamente conectados ao sistema público de fornecimento de energia elétrica.

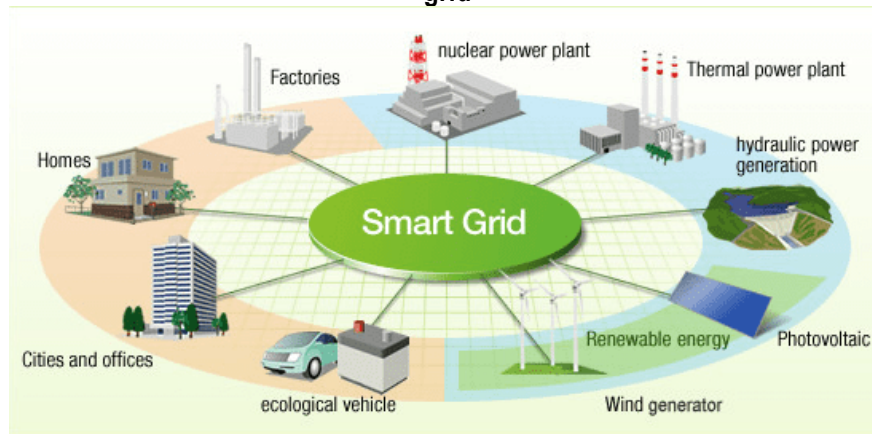
2.3.2 Sistema isolado (off-grid)

São aqueles que não possuem qualquer conexão com o sistema público de fornecimento de energia elétrica.

2.3.3 Sistema inteligente (*smart grid*)

Smart grids, ou “redes inteligentes”, são os sistemas de distribuição e de transmissão de energia elétrica que foram dotados de recursos de Tecnologia da Informação (TI) e de elevado grau de automação, de forma a ampliar substancialmente a sua eficiência operacional. Dessa forma permitem a conexão de pequenos sistemas de geração a consumidores atendidos em baixa tensão (clientes residenciais e comerciais), além de possibilitar um perfeito funcionamento desses sistemas em sintonia com todo o sistema elétrico. Dessa forma é possível expandir a geração de energia de forma descentralizada (sem a necessidade de construção de grandes e dispendiosos projetos de geração), e de forma pulverizada (permitindo ao consumidor final ser um microgerador de energia) (CPFL,RGE, 2021).

Figura 5: Fluxograma de conexões entre produtores e consumidores energéticos em uma smart-grid



Fonte: Vivacity (2021)

Na figura 5 observa-se a configuração entre produtores e consumidores energéticos em uma rede *Smart Grid*.

Figura 6: Exemplos de formas de ligação de sistemas fotovoltaicos

Tipo de sistema	Alimentação dos consumidores	Acumulação de energia elétrica	Componentes básicos	Aplicações típicas	
Sistemas isolados	Tensão contínua	Não	Seguidor de potência máxima (desejável)	Bombeamento, produção de hidrogênio etc.	
		Sim	Controlador de carga e acumulador	Iluminação, telecomunicações, sinalização náutica, cerca elétrica, proteção catódica etc.	
	Tensão alternada	Não	Inversor	Bombeamento, uso industrial etc.	
		Sim	Controlador de carga, acumulador e inversor	Eletificação rural, bombeamento, telecomunicações, uso industrial, iluminação etc.	
	Híbridos	Tensão contínua	Sim	Controlador de carga, acumulador e gerador complementar	Telecomunicações, iluminação, sinalização rodoviária e ferroviária etc.
		Tensão alternada	Opcional	Controlador de carga, acumulador opcional e gerador complementar	Iluminação, uso industrial etc.
Sistemas conectados à rede elétrica	Puros	Tensão alternada	Inversor	Aplicações residenciais, comerciais e industriais, produção de energia para a rede pública etc.	
	Híbridos	Tensão alternada	Não	Inversor e gerador complementar	Aplicações residenciais, comerciais e industriais, produção de energia para a rede pública etc.
			Sim	Inversor, gerador complementar e acumulador	Eletificação rural, uso industrial, suprimento ininterrupto de energia etc.
NOTA Todos os tipos de sistemas possuem gerador fotovoltaico entre os componentes básicos.					

Fonte: ABNT NBR 11704 (2008)

Na figura 6, expõe alguns exemplos de ligação de sistemas fotovoltaicos em sistemas conectados e isolados a rede elétrica, verifica-se a aplicação dos diferentes tipos de arranjos fotovoltaicos e sua correta aplicação.

2.4 Regulamentação

2.4.1 Resolução normativa nº 482/2012 (micro e minigeração distribuídas)

A resolução normativa nº 482/2012, em vigor desde 17 de abril de 2012, estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica. O sistema de compensação de energia elétrica permite ao consumidor gerar sua própria energia através de fontes renováveis, ou cogeração qualificada, inclusive fornecendo o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.

Tal modalidade pode proporcionar benefícios ao sistema elétrico, como o adiamento de investimentos em expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, o baixo impacto ambiental, a redução no carregamento das redes, a minimização das perdas e a diversificação da matriz energética.

O excedente da energia é transformado em créditos e trocado com a distribuidora local, sendo a melhor forma de reduzir o valor da sua fatura de energia elétrica e se tornar mais autônomo quanto aos gastos com eletricidade.

2.4.2 Resolução normativa nº 687/2015

Em 24 de novembro de 2015, a ANEEL autorizou algumas melhorias com a Resolução Normativa No – 687, que altera a Resolução Normativa No – 482. Desde 1º de março de 2016, é permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, denominando-se microgeração distribuída a central geradora com potência instalada até 75 quilowatts (KW) e minigeração distribuída aquela com potência acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, conectadas na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.

Quando a quantidade de energia gerada em determinado mês for superior à energia consumida naquele período, o consumidor fica com créditos que podem ser utilizados para diminuir a fatura dos meses seguintes. O prazo de validade dos créditos é de 60 meses, sendo que eles podem também ser usados para abater o consumo de unidades consumidoras do mesmo titular situadas em outro local, desde que na área de atendimento de uma mesma distribuidora. Esse tipo de utilização dos créditos foi denominado “autoconsumo remoto”.

Outra inovação da norma diz respeito à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras).

Nessa configuração, a energia gerada pode ser repartida entre os condôminos em porcentagens definidas pelos próprios consumidores.

A ANEEL criou ainda a figura da “geração compartilhada” possibilitando que diversos interessados se unam em um consórcio ou em uma cooperativa, instalem uma micro ou minigeração distribuída e utilizem a energia gerada para redução das faturas dos consorciados ou cooperados.

Para unidades consumidoras conectadas em baixa tensão (grupo B), ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento da fatura referente ao custo de conexão da unidade consumidora com a rede de distribuição – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico). Já para os consumidores conectados em alta tensão (grupo A), a parcela de energia da fatura poderá ser zerada (caso a quantidade de energia injetada ao longo do mês seja maior ou igual à quantidade de energia consumida), sendo que a parcela da fatura correspondente à demanda contratada será faturada normalmente.

2.4.3 Norma Copel - NTC 905200

Acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema da Copel com compensação de energia estabelece padrões que, associados às demais prescrições, visam à uniformização e à adoção de procedimentos, observando as exigências técnicas e de segurança recomendadas, em conformidade com as prescrições vigentes nos PRODIST e nas Resoluções Normativas da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

Pelas regras do sistema de compensação de energia, não há cobrança de tarifa pela injeção de potência no sistema de distribuição, também não haverá remuneração pela Copel em função da energia injetada, ou seja, a energia não será comprada.

A conexão não poderá acarretar prejuízos ao desempenho de qualidade do sistema elétrico e as centrais geradoras classificadas como micro ou minigeração estão dispensadas de cumprir as etapas de consulta de acesso, podendo iniciar diretamente na etapa de solicitação de acesso.

Classificação da central geradora segundo a potência instalada:

- Microgeração: Menor ou igual a 75 kW;
- Minigeração: Superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada ou para fontes renováveis de energia elétrica.

É de responsabilidade do cessante a apresentação dos dados necessários para o registro da microgeração e minigeração distribuída a ANEEL, compete à distribuidora a coleta e o envio à ANEEL dessas informações.

Para o atendimento das solicitações será necessário parecer favorável de liberação para operação de geração distribuída do instituto ambiental do Paraná.

O parecer de acesso onde estão informadas as condições de acesso e requisitos técnicos tem prazo para emissão de 15 dias para microgeração e 30 dias minigeração. Depois de concluídas as obras o interessado deve solicitar vistoria a Copel em até 120 dias após a emissão do parecer de acesso, que será realizada pela Copel em até 7 dias contados da data de solicitação formal.

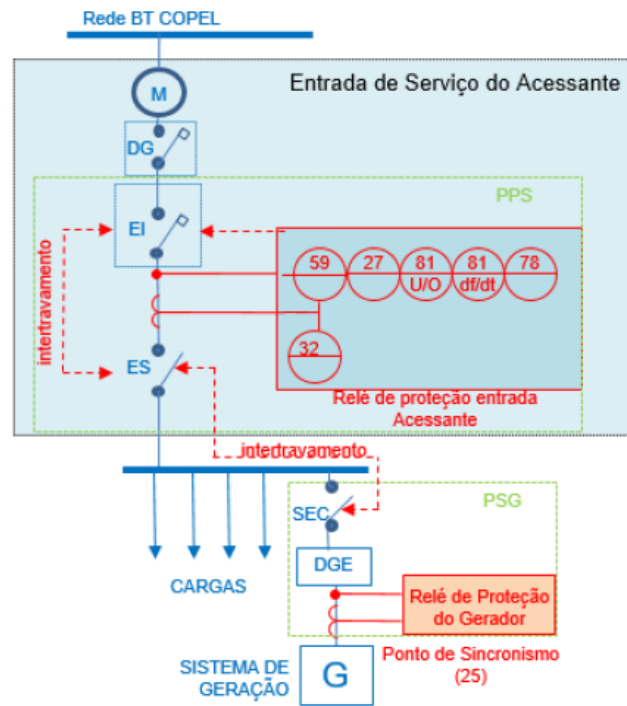
O sistema de proteção deverá possuir relé de proteção bem como um elemento de desconexão visível e acessível pela distribuidora, exceto nos casos de microgeração e minigeração com conexão por inversores e cuja potência total esteja limitada a 300 kW.

Aprovada a vistoria, o medidor convencional será substituído por um novo, que medirá tanto a energia consumida quanto a energia injetada na rede. A conexão da microgeração ou minigeração distribuída estará concluída e o consumidor fará jus ao regime de compensação de energia elétrica.

No caso de alteração de titularidade por unidade consumidora com minigeração ou microgeração, o novo responsável deve preencher e apresentar à Copel o formulário troca de titularidade de micro e minigeração.

Para a instalação deste sistema deverá ser utilizado os requisitos mínimos de proteção requeridos nesta norma técnica, os mesmos podem ser verificados na figura 7:

Figura 7: Requisitos mínimos de proteção



Fonte: Copel (2014)

Para que haja êxito na liberação desta usina associada ao banco de bateria o sistema deve conter os seguintes elementos de proteção:

- Medidor bidirecional
- Disjuntor baixa tensão em caixa moldada com disparo para abertura remota – elemento de interrupção.
- Disjuntor do sistema gerador
- Chave seccionadora com sincronismo
- Chave seccionadora tripolar sem elementos fusíveis – seccionamento de desconexão.
- Relés de proteção na entrada acessante
- Relé de subtensão - 27
- Relé direcional de potência - 32
- Relé de sobretenção - 59
- Relé de medição de ângulo de fase - 78
- Relé de sub/sobrefrequência – 81 U/O
- Relé de sub/sobrefrequência com proteção de taxa de variação de frequência – 81 df/dt

2.5 Potencial de energia fotovoltaica

Apesar da maior parte do território brasileiro estar localizada na região equatorial, a maior parte da população se encontra em regiões distantes da Linha do Equador, onde tem-se uma grande variação na duração do período solar do dia, requerendo assim alguma forma para maximizar o aproveitamento da radiação solar.

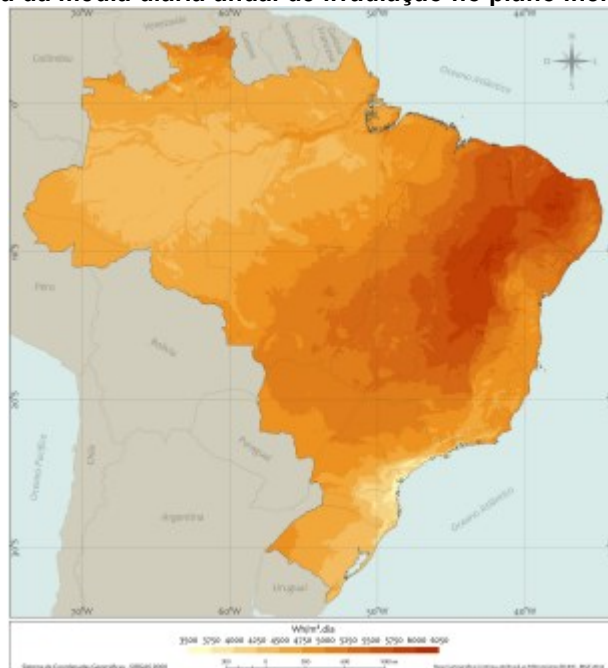
A metodologia do levantamento do potencial de energia solar gerada em telhados depende da escala geográfica em que o estudo desse potencial é feito. Esse potencial pode ser identificado a nível local, regional e nacional. Para tal levantamento é indispensável a disponibilidade de dados de boa qualidade. Nas metodologias e estudos de caso para a determinação do potencial fotovoltaico, em qualquer nível, leva em conta alguns fatores básicos: a irradiação solar no local, o desvio azimutal em relação ao norte, a inclinação e a área do telhado disponível.

O Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE) juntamente com parceiros lançou em agosto de 2017 a segunda edição do Atlas Brasileiro de Energia Solar (Pereira et al., 2017), que visa apresentar informações de como o recurso solar varia ao longo do território nacional e dar suporte na elaboração de projetos para o aproveitamento dessa fonte de energia. Levando em conta que a energia solar é a que menos varia no decorrer do ano quando comparado com outros recursos renováveis utilizados para geração de energia, como hidráulica, eólica e biomassa, o Atlas procura apresentar a sazonalidade do potencial de geração de energia da irradiância solar.

A estimativa do potencial de geração de energia fotovoltaica adotada no Atlas partiu da premissa de uma taxa de desempenho médio anual fixo para todas as localidades de 80% e, apesar de publicar a perspectiva do potencial de geração de energia mensal e anual, que é definido principalmente pelo nível de irradiação solar, o Atlas não leva em conta os impactos de variáveis como a fração de albedo e radiação refletida, reflexão da superfície do painel, temperatura ambiente, velocidade do vento, não linearidades do sistema de conversão, dentre outros (Costa, et al, 2018).

Na figura 8 observa-se a radiação solar no plano inclinado no país.

Figura 8: Mapa da média diária anual de irradiação no plano inclinado no Brasil



Fonte: Pereira et al. (2017)

A energia solar total que incide sobre a superfície do planeta depende de vários fatores, variando esse fluxo devido à latitude, à hora do dia e ao dia do ano. De acordo com Lange (2021) a irradiação solar que chega sem distorções na terra se chama Irradiação Normal Direta (DNI – *Direct Normal Irradiation*) e ao atravessar a atmosfera ela é reduzida devido aos fenômenos de reflexão e absorção devido a constituição gasosa da atmosfera, às partículas sólidas, poeira e nuvens. A irradiação que permanece dispersa na atmosfera passa a ser chamada então Irradiação Difusa Horizontal (DHI - *Diffuse Horizontal Irradiance*). A Irradiação Global Horizontal (GHI – *Global Horizontal Irradiance*), a mais relevante para a geração de energia fotovoltaica, quantifica a radiação recebida por uma superfície plana horizontal e é composta pela Irradiação Normal Direta (DNI) e pela Irradiação Difusa Horizontal (DHI) (LANGE, 2021).

O ângulo de inclinação dos painéis solares é determinado levando em conta as características do local de instalação como a elevação, inclinação da superfície, sombreamento, dentre outros fatores. Para painéis fixos procura-se encontrar o ângulo de inclinação mais propício para potencializar o aproveitamento da irradiação, levando em consideração o georreferenciamento da localidade. Segundo Pereira (2017), em geral a inclinação corresponde a ângulos próximos da latitude do local da instalação. A área do telhado disponível para o uso de geração de energia

solar é um fator limitante para a potência gerada, além de fatores como sombreamento e o nível de partícula suspensa na área.

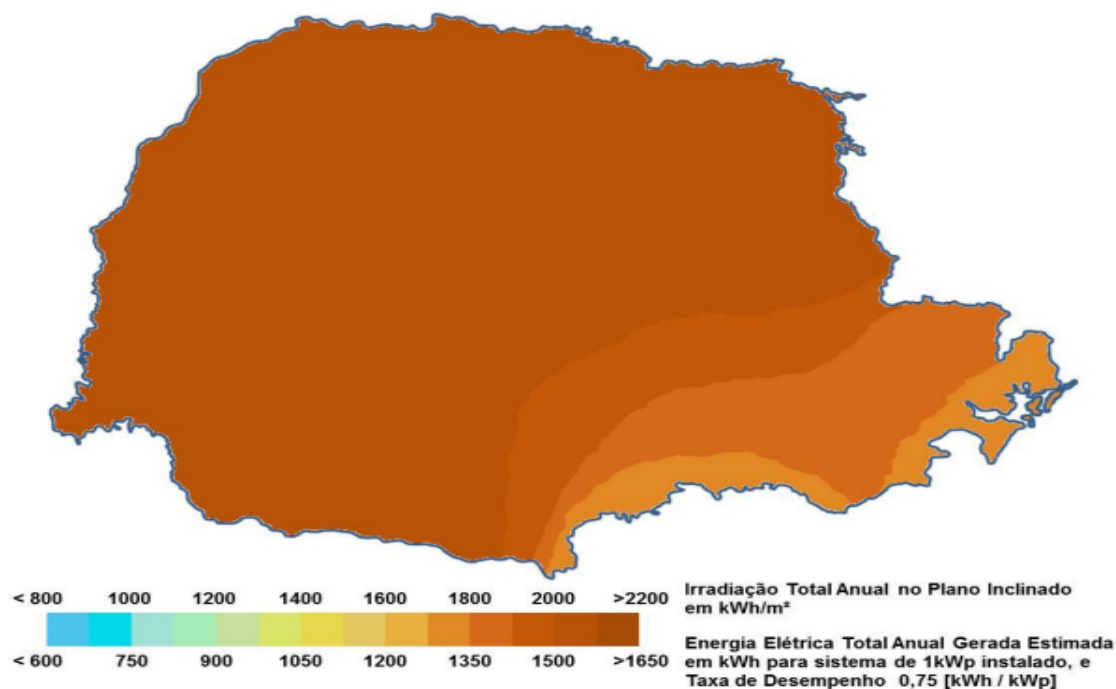
2.5.1 Potencial fotovoltaico do Estado do Paraná

A elaboração do mapa fotovoltaico do Paraná foi realizada considerando os critérios adotados pela *Europe Commission* e as cores do mapa apresentados na Figura 7 relacionam o potencial anual de energia solar [kWh/kWp] de um sistema de 1kWp. As condições de simulação foram com Taxa de Desempenho TD de 0,75 e os módulos com inclinação ideal, ou seja, igual a latitude. (Pereira et al, 2017).

A taxa de desempenho (TD) é a relação entre a produtividade (em kWh/kWp) e a quantidade de horas de Sol a $1.000\text{W}/\text{m}^2$ (condição STC) incidentes no painel fotovoltaico, normalmente para um ano de operação (Urbanetz Jr e Casagrande, 2012).

A figura 9 mostra a irradiação no plano inclinado no estado do paraná.

Figura 9: Mapa fotovoltaico do estado do Paraná



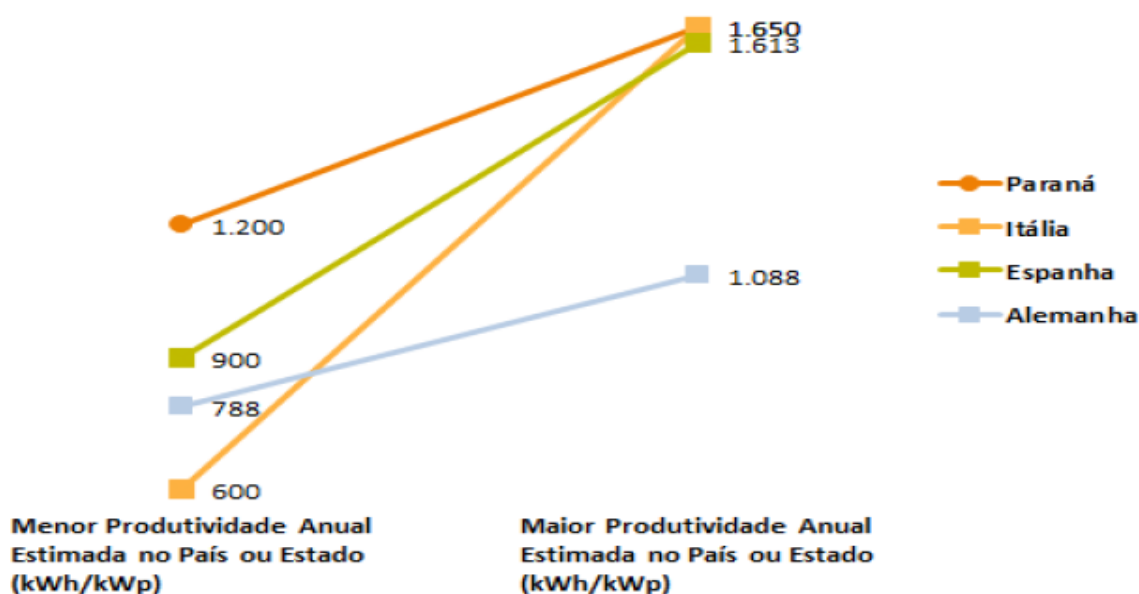
Fonte: Adaptado de Tiepolo et al. (2013)

Ao comparar o potencial de irradiação solar no estado do Paraná com algumas nações europeias, nota-se entre os valores mínimo e máximo, a

produtividade média encontrada no estado do Paraná é de aproximadamente 43% superior ao da Alemanha, 27% superior ao da Itália e 13% superior ao da Espanha. (Valores estimados de Produtividade Total Anual e Média Diária Anual dos três países selecionados e no Paraná, e Média Diária Sazonal no Paraná). Fonte: adaptado (Pereira et al, 2017).

Abaixo na figura 10 tem-se um comparativo entre o paraná e alguns países na Europa.

Figura 10: Valores Mínimo e Máximo de produtividade anual estimada no estado do Paraná e nos 3 países selecionados para TD 0,75.

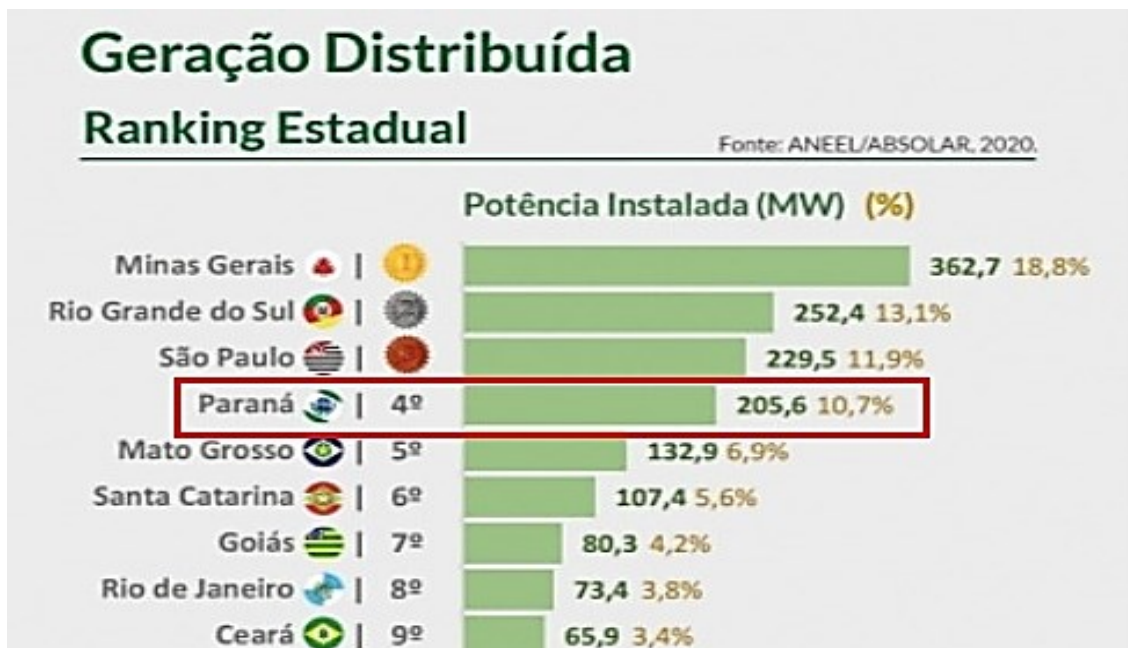


Fonte: Tiepolo et al (2014)

Em relação à Alemanha, país que detém cerca de 13% do total gerado de energia solar no mundo, o Paraná como um todo se mostrou 43% mais propício à geração do que o país europeu. Já em relação ao Reino Unido, outro líder em energia renovável e que em 2016 foi o quinto país que mais investiu em energia solar no mundo (à frente da Alemanha), o potencial solar no Paraná é ainda maior: cerca de 55% superior, segundo o Atlas da Energia Solar do Paraná. (Atlas solar do Paraná, 2022)

O Paraná está entre os cinco estados brasileiros com maior potência instalada de energia solar na geração distribuída. Segundo recente mapeamento da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR), a região possui 275,6 megawatts (MW) em operação nas residências, comércios, indústrias, propriedades rurais e prédios públicos (ABSOLAR, 2020). A Figura 11 mostra o ranking estadual de geração distribuída e o crescimento desse setor.

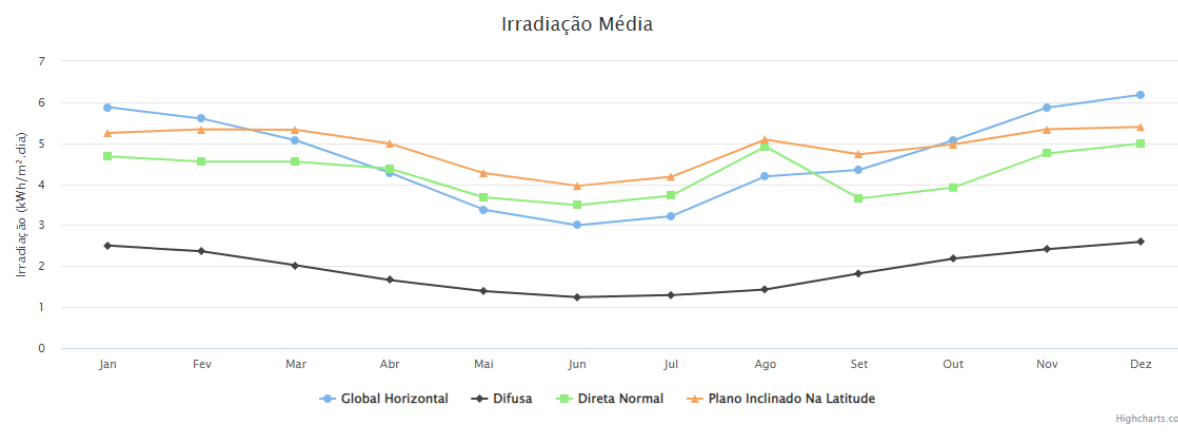
Figura 11: Ranking estadual de geração distribuída



Fonte: Adaptado de Absolar/ANEEL (2020).

A figura 12 mostra a irradiação média no estado do paraná.

Figura 12: Irradiação média no estado do Paraná



Fonte: Atlas solar do Paraná (2021)

Com os dados da irradiação média é possível fazer uma previsão da geração de energia e sua variação a partir dos meses e das estações do ano.

2.5.2 Potencial fotovoltaico da cidade de Curitiba

A incidência de irradiância global é formada pelas componentes dos raios solares classificadas como direta que é a irradiação solar incidente diretamente em uma superfície normal ao Sol, difusa que é a irradiação solar que atinge a superfície após sofrer espalhamento pela atmosfera terrestre e de albedo que representa a luz refletida.

A média de irradiação difusa é da ordem de 4.235 W/h m² dia, usando como base o Atlas Solar de Energia do Paraná e dados coletados em estações na UTFPR-CT e INMET (TIEPOLO, 2018).

A estação solarimétrica SONDA é instalada em Curitiba (latitude 25°29'43,6"S e longitude 49°19'52,35"), composta por piranômetros e pireliômetros para coleta de irradiância direta e difusa, mostra resultados de irradiação de 4.091W/h m² dia para um plano inclinado de 25,5° (Mello, Oliveira, 2016).

2.6 Referencial teórico de cálculo para dimensionamento

O dimensionamento da usina solar fotovoltaica se baseia principalmente nos fatores como a localidade da usina, histórico de consumo na unidade, a inclinação dos módulos e o desvio angular entre a face do módulo com o norte magnético. Os níveis de partículas suspensas no ar e a incidência da irradiância refletida (Albedo) influenciam na geração em menor parte.

Com o uso de softwares que utilizam dados de irradiância coletados por satélites ao longo do tempo, pode-se estipular a potência do painel solar. A variação de fluxo incidente sobre a superfície varia em função das estações do ano, que por sua vez é determinada de acordo com a posição do sol. Devido a esse fator, é concebida uma média de fluxo durante esse período e uma estimativa de geração.

A potência da usina deve suprir as perdas de conversão do sistema e a demanda da carga. Não é viável economicamente, diante das normas que regem a Minigeração e Microgeração, que se produza energia excedente de forma contínua para rede, pois existe um prazo limite para a reutilização de tais créditos.

O inversor deve ser dimensionado levando em consideração o pico da curva de geração diária para operar com seu rendimento máximo. De acordo com a

configuração das entradas do equipamento é possível fazer arranjos nos módulos, a fim de evitar zonas sombreadas e aproveitar determinadas áreas do telhado em detrimento de outras.

2.6.1 Dimensionamento do sistema fotovoltaico

Para o dimensionamento deste trabalho obedece-se ao roteiro enumerado de 1 à 7.

1. Estimativa do consumo médio diário, mensal ou anual de energia (kWh/dia, kWh/mês ou kWh/ano).
 - Levantamento de consumo de energia elétrica da unidade nos últimos 12 meses;
 - Previsão de cargas instalação futuras;
 - Estimativa da demanda diária de energia (Wh/dia ou kWh/dia), para o levantamento de dados de irradiação no plano do módulo utilizar o programa SunData v 3.0 (CRESESB), o *software* PVSOL e o mapa interativo do atlas solar do estado do Paraná.

2. Definição:
 - Percentual do consumo a ser suprido;
 - Área a ser coberta com módulos FV;
 - Montante do investimento.

3. Determinação da potência de pico dos módulos FV;

Cálculo da potência instalada.

$$P_{FV} = \frac{E \cdot G}{H_{TOT} \cdot PR} \quad (3)$$

P_{FV} : Potência instalada (Wp);

E: Energia média diária a ser gerada (Wh);

G: Irradiância na condição STC (1000W/m²);

H_{TOT} : Irradiação média diária (Wh/m^2);

PR: Performance Ratio do SFVCR (0,7 a 0,8).

Estimativa de área requerida pelo painel FV (m^2)

$$A = \left(\frac{P_{FV}}{E_{FF}} \right) \cdot 100 \quad (4)$$

A: Area (m^2);

P_{FV} : Potência de pico (kWp)

E_{FF} : Eiciência da tecnologia (%)

4. Dimensionamento dos condutores:

$$\Delta V = \left(\frac{2 \cdot l \cdot P \cdot 0,0178}{V^2 \cdot S_{cond}} \right) \quad (5)$$

$$S_{cond} = \left(\frac{2 \cdot l \cdot P \cdot 0,0178}{V^2 \cdot \Delta V} \right) \cdot 100 = \left(\frac{2 \cdot l \cdot I \cdot P \cdot 0,0178}{V \cdot \Delta V} \right) \cdot 100 \quad (6)$$

- Queda de tensão admissível
- Comprimento (m)
- Tensão de operação CC ou CA (V)
- Potência ou corrente máxima (W ou A)
- Área da seção transversal do fio (mm^2)
- Condutores isolados, expostos à radiação solar, devem ter proteção UV.

Lado CA → Potência do inversor

Lado CC → Potência do arranjo ou do painel (para cada MPPT)

Lado CA → Tensão de saída do inversor (127V, 220V ou 380V)

Lado CC → V_{mpp} x Quantidade de módulos em série (para cada MPPT)

5. Especificação dos equipamentos do sistema FV.

Inversor

- Aplicação em SFVCR;
- Máxima tensão CC de entrada (V);
- Faixa de tensão CC de entrada em MPPT (V);
- Tensão CA de saída (V);
- Frequência da tensão de saída (Hz);
- Potência CA de saída (W);
- Máxima potência CC de entrada (Wp);
- Topologia com Transformador de baixa freq.; com Transformador de alta freq.; sem Transformador;
- Quantidade de buscadores do Ponto de Máxima Potência.

Deve-se também analisar as demais especificações do sistema como estruturas de fixação, equipamentos de manobra e proteção, equipamentos de medição, sistemas de aquisição de dados e estimativa de custos do SFVCR.

6. Dimensionamento para o banco de baterias.

Deve-se definir a profundidade de descarga com que se vai trabalhar. Existe um ciclo de carga e descarga que acontece diariamente, ou seja, a energia gerada durante o dia é armazenada na bateria e fornecida por ela no horário noturno, descarregando. O outro tipo de descarga acontece, esporadicamente, durante períodos prolongados de nebulosidade, quando a bateria atinge níveis de descarga mais elevados. Quanto mais profundos são os ciclos de descarga-carga, menor a vida útil da bateria. Ou seja, se reduzir a capacidade das baterias, gasta-se menos no início, mas as baterias durarão menos e os gastos de reposição serão maiores.

O ponto ótimo depende de análises criteriosas do projetista, levando em consideração as curvas de vida útil em função da profundidade da descarga fornecida pelo fabricante e de todas as demais circunstâncias. Um valor comumente usado para essa profundidade de descarga para ciclos diários com baterias de chumbo-ácido está

entre 10% a 20%. Para ciclos esporádicos, podem ser utilizados ciclos mais profundos, da ordem de 60% (Alvarenga, 2021). A capacidade do banco de baterias em Ah pode ser calculada usando uma das duas expressões abaixo (considerar a que resulta na maior capacidade):

$$\text{Capacidade (Ah)} = \frac{\text{Consumo total } \left(\frac{\text{Wh}}{\text{dia}}\right) \cdot \text{Autonomia (dias)}}{\text{Tensão do banco (V)} \cdot \text{Profundidade descarga (pu)}} \quad (7)$$

A autonomia prevê um período sem insolação de 3 a 5 dias de acordo com o clima local e a confiabilidade desejada.

Profundidade da descarga no final da autonomia (pu) - 0,6 (descargas mais profundas significam vida útil menor para a bateria e menos profundas para um investimento inicial maior). Quando usar baterias automotivas em vez de estacionárias (recomendadas) considerar 0,5. Profundidade da descarga no final de cada noite (pu/dia) – No máximo 0,20. Valores menores aumentam a vida útil da bateria: 0,15 (vida útil da bateria 5 anos) a 0,20 (vida útil da bateria 4 anos) (Alvarenga, 2021).

7. Dimensionamento do controlador de carga.

O dimensionamento do controlador de carga baseia-se, principalmente, na definição dos níveis máximos das correntes elétricas que passam por ele, tanto as provenientes do módulo fotovoltaico, quanto as que são solicitadas pela carga.

O cálculo da corrente do controlador de carga, do lado das cargas, pode ser obtido através da expressão:

$$\text{controlador de carga (A)} = \frac{\text{Potencia das cargas CC (Watts)} \cdot 1,1}{\text{Tensão do banco de baterias (V)}} \quad (8)$$

Para cálculo da corrente do controlador de carga proveniente dos módulos utilizar a fórmula 9 considerando a corrente de curto-circuito total do arranjo de séries de módulos utilizados:

$$\text{Controlador de Carga (A)} = \text{Corrente de cc de cada módulo (A)} \times n^{\circ} \text{ de módulos em paralelo} \times 1,1 \quad (9)$$

2.6.2 Viabilidade econômica do projeto

Uma das principais motivações para aquisição de um sistema de geração solar fotovoltaico é o seu retorno financeiro, que determina a taxa mínima de atratividade, ou seja, o valor investido e o seu tempo de retorno (*payback*) (LEMES JÚNIOR, et al, 2010) Fatores como a degradação do painel ao longo do tempo, custos com a manutenção, tendência de aumento nos valores da energia e a inflação projetada para o período também compõem o cálculo para a viabilidade econômica.

Outro método de análises relaciona o custo inicial do projeto com as entradas líquidas de caixa, descontadas a uma taxa igual ao custo do capital da empresa para determinar o valor Presente Líquido (VPL) (LEMES JÚNIOR, et al, 2010). A análise do Valor Anual Uniforme Equivalente consiste em obter um valor médio periódico do fluxo de caixa, tanto positivo quanto negativo e compará-los.

Com os dados sobre o local da instalação e fazendo uma análise sobre a tendência de consumo, projeta-se o painel solar somando as potências unitárias dos módulos e condicionando o inversor na instalação se estima a quantidade de cabos necessários para interligar o sistema, bem como as conexões e proteções. No mercado é comum que se encontre o conjunto completo do sistema, facilitando o entendimento para o cliente final e na montagem.

2.7 Tributação

Os custos que compõe a tarifa de energia elétrica são:

- Custos de compra de energia.
- Impostos - Além da tarifa, os governos federal, estadual e municipal cobram na conta de energia elétrica impostos como o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública, respectivamente.
- Encargos setoriais - Os encargos setoriais são criados por leis aprovadas pelo Congresso Nacional para tornar viável a implantação das políticas de Governo para o setor elétrico. Seus valores constam de resoluções ou despachos da ANEEL e são recolhidos pelas distribuidoras por meio da conta de energia. Alguns incidem somente sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão

embutidos nos custos de geração e de transmissão.

- Custos de transporte

O valor da tarifa é dado pela expressão 10:

$$V_F = A + B - X \quad (10)$$

A parcela A compõe:

- Compra de energia
- Transporte de energia - O transporte da energia (da geradora à unidade consumidora) é um monopólio natural, pois a competição nesse segmento não geraria ganhos econômicos. Por essa razão, a ANEEL atua para que as tarifas sejam compostas por custos eficientes, que efetivamente se relacionem com os serviços prestados. Este setor é dividido em dois segmentos, transmissão e distribuição. A transmissão entrega a energia a distribuidora, a distribuidora por sua vez leva a energia ao usuário final.
- Encargos Setoriais – Conta de desenvolvimento energético (CDE), Proinfra, encargos de serviços do sistema (ESS), encargos de energia de reserva (ERR), Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos (CFURH), P&D, PEE e taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica (TSFEE).
- Impostos – PIS, COFINS e ICMS.

A parcela B compõe:

- Custos Operacionais
- Cotas de depreciação
- Remuneração do Investimento
- Receitas Irrecuperáveis

Fator X: Essa variável estima ganhos potenciais de produtividade da atividade de distribuição e a possibilidade de reduzir a tarifa, em cada reajuste.

Onde comprar energia

- Cotas de Itaipu binacional
- Cotas de Angra 1 e 2
- Contratos bilaterais
- Leilões de energia nova
- Geração própria
- Cotas do Proinfa – Eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa
- Geração distribuída
- Leilões de fontes alternativas

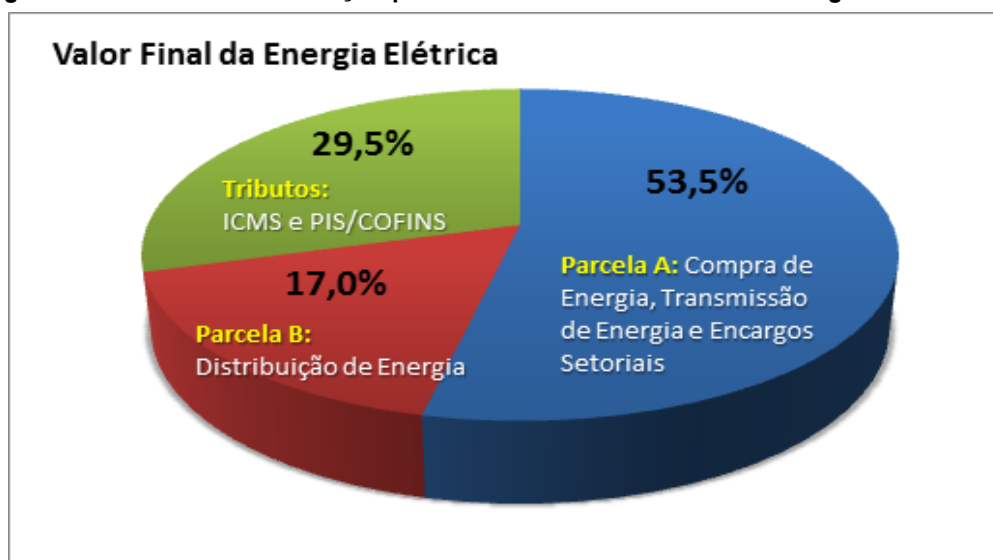
2.7.1 Revisão e reajuste tarifários

A revisão tarifária é feita de quatro a cinco anos com o objetivo definir receitas, garantir tarifas justas, remuneração dos investimentos e estimular o aumento da eficiência e da qualidade da distribuição (PRORET, modulo 8.1).

O reajuste tarifário é efetuado anualmente conforme contrato estabelecido com a distribuidora, exceto nos anos em que ocorre a revisão tarifária, leva em conta o IGPM – M, tem como objetivo adequar a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica de forma a manter o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos.

O valor final da Energia Elétrica é dado pelo gráfico de distribuição percentual na figura 13.

Figura 13: Gráfico da distribuição percentual do valor da tarifa de energia elétrica



Fonte: ANEEL (2022)

2.7.2 ICMS

O Estado do Paraná atualmente, com base no artigo 14, inciso V, alínea "a", da Lei Estadual 11.580/96, realiza a cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) incidente sobre a energia elétrica adquirida pelas empresas paranaenses com alíquota majorada de 29% (vinte e nove por cento).

2.7.3 PIS/COFINS

O COFINS - Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social, foi instituído pela Lei Complementar nº 70, de 30/12/91 e Lei 10.833 de 29/12/03, destinado a financiar as despesas das áreas de Saúde, Previdência e Assistência Social.

2.7.4 PIS/PASEP

Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público, Lei 10.637 de 30/12/02, em como finalidade o financiamento do programa do Seguro-Desemprego e o abono aos empregados que recebem até dois salários mínimos mensais.

- Forma de Apuração: Não Cumulatividade - Cofins: Lei 10833/03 - Pis/Pasep:

Lei 10637/02

- Alíquotas: Cofins: 7,6% - Pis/Pasep:1,65%
- Base de Cálculo: Receitas (-) Créditos = alíquota efetiva

De acordo com a Nota Técnica nº 115/2005 de 18/4/05 da Aneel, homologada pela Resolução Homologatória nº 227 de 18/10/05 – "Tarifas de Fornecimento de Energia Elétrica Aplicáveis a Consumidores Finais", o sistema de repasse do PIS/PASEP e COFINS ao consumidor de energia elétrica foi alterado, de maneira que as empresas de distribuição devem calcular a alíquota e cobrá-la, demonstrando separadamente na conta de energia elétrica do consumidor. Até junho de 2005 as alíquotas eram incluídas no preço da tarifa calculada pela Aneel e a partir de julho/2005 as alíquotas efetivas passaram a ser calculadas pelas distribuidoras e cobradas de forma discriminada na conta de energia, mensalmente sofrem variações em função da receita e dos créditos a compensar.

2.7.5 Marco legal de energia solar

Em 7 de janeiro de 2022 foi sancionada a Lei 14.300/22, que institui o marco legal da micro e minigeração de energia. Essas modalidades permitem a consumidores produzirem a própria energia que utilizam a partir de fontes renováveis.

Com essa nova lei haverá o pagamento pela utilização da rede de transmissão em sistemas *ON GRID*.

A lei permite às unidades consumidoras já existentes e às que protocolarem solicitação de acesso na distribuidora em 2022 a continuação, por mais 25 anos, dos benefícios hoje concedidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica. Também define as regras que prevalecerão após 2045 e quais serão as normas aplicáveis durante o período de transição. (Agência Câmara de Notícias, 2022)

3 LEVANTAMENTO DE CONSUMO

Este capítulo será dedicado à análise da fatura de energia fazendo-se o levantamento de consumo do condomínio em estudo a análise do potencial fotovoltaico o cálculo da usina solar fotovoltaica e suas simulações no software PVSYST e PVSOL também realizar o cálculo do banco de baterias para baterias de chumbo ácido e baterias de íon Lítio e suas simulações no software PVSYST.

Para o condomínio estudado, os dados de energia consumida no horário considerado na ponta e fora de ponta serão analisados em um período de doze meses, a partir da fatura de energia. Os dados estão dispostos na tabela 1:

Tabela 1: Histórico de consumo

Data da fatura	Consumo na Ponta (KWh)	Consumo fora de Ponta (KWh)
05/2020	289	3018
06/2020	332	3462
07/2020	350	3456
08/2020	278	2676
09/2020	391	3660
10/2020	396	3583
11/2020	391	3855
12/2020	412	3942
01/2021	407	3693
02/2021	375	3593
03/2021	399	3601
04/2021	432	3987
Média de consumo mensal	371	3543,83
Média de consumo diário	12,37	118,13

Fonte: Autores (2022)

Com os dados da tabela 2 obtidos a partir do histórico da fatura do condomínio tem-se que a média de consumo mensal no horário de ponta é 371KWh e a média de consumo diário é de 12,37KWh, esses valores são importantes pois a partir deles têm-se a premissa necessária para o correto dimensionamento da usina solar fotovoltaica e do banco de baterias a ser utilizado em cada cenário.

3.1 Análise de potencial fotovoltaico

Dentre os institutos de medição solarimétricas os dados do instituto

CRESESB e do Atlas solar do Paraná estão entre os mais confiáveis no país por esse motivo foram escolhidos neste trabalho.

A partir dos dados de latitude 25,44 ° e longitude 49,28 ° do condomínio em estudo e utilizando o site do CRESESB obtém-se os dados da sonda solar mais próxima desse centro de referências de Energia solar, esses dados podem ser observados na figura 14.

Figura 14: Irradiação solar plano inclinado

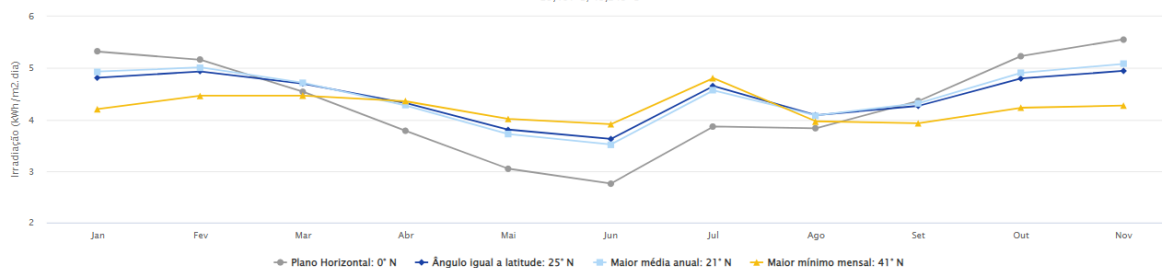
Cálculo no Plano Inclinado

Estação: Curitiba
Município: Curitiba - PR - BRASIL
Latitude: 25,401° S
Longitude: 49,249° O
Distância do ponto de ref. (25,442027° S; 49,288183° O): 6,0 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]												Média	Delta
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez		
<input checked="" type="checkbox"/>	Plano Horizontal	0° N	5,32	5,16	4,54	3,78	3,05	2,76	2,89	3,86	3,83	4,36	5,23	5,56	4,19	2,80
<input checked="" type="checkbox"/>	Ângulo igual a latitude	25° N	4,81	4,93	4,69	4,32	3,81	3,62	3,72	4,65	4,08	4,27	4,80	4,94	4,39	1,32
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior média anual	21° N	4,93	5,01	4,71	4,27	3,72	3,52	3,62	4,57	4,08	4,32	4,91	5,08	4,39	1,56
<input checked="" type="checkbox"/>	Maior mínimo mensal	41° N	4,20	4,46	4,47	4,35	4,01	3,91	3,97	4,80	3,97	3,93	4,23	4,27	4,21	,90

Irradiação Solar no Plano Inclinado - Curitiba-Curitiba, PR-BRASIL

25,401° S; 49,249° O



Fonte: CRESESB (2021)

Percebe-se na figura 13 que o mês com menor média de irradiação solar é junho no inverno e a maior média em fevereiro, o que já era esperado no início deste estudo.

A partir do mapa interativo do estado do Paraná, consegue-se as figuras referentes ao plano inclinado na latitude e o histórico dos valores de irradiação solar na latitude do condomínio em estudo.

Na figura 14 consegue se, observar a média de irradiação solar nos doze meses do ano na sonda solar mais próxima do condomínio em estudo, é possível verificar que o pior valor obtido foi no mês de junho com irradiação solar de 3,65 KWh/m² dia e o melhor no mês de fevereiro com 4,93 kwh/m² dia, o que já era esperado tendo que estes picos estão no inverno e no verão.

Figura 15: Plano inclinado na latitude

Fonte: Atlas solar do paraná (2021)

Na figura 15 cada ponto representa um mês do ano com estes ordenados de janeiro a dezembro respectivamente.

Os dados de irradiação solar contidos no gráfico na figura 14 são melhor observados na tabela 2.

Tabela 2: Irradiação no plano inclinado na latitude

	Valores diários (KWh/m ² dia)	Produtividade (KWh/KWp dia)
Janeiro	4,82	3,62
Fevereiro	4,93	3,70
Março	4,76	3,57
Abril	4,38	3,29
Maio	3,84	2,88
Junho	3,65	2,73
Julho	3,76	2,82
Agosto	4,72	3,54
Setembro	4,14	3,11
Outubro	4,28	3,21
Novembro	4,79	3,60
Dezembro	4,90	3,68
Primavera	4,41	3,30
Verão	4,88	3,66
Outono	4,33	3,25
Inverno	4,04	3,03
Anual	4,42	3,31

Fonte: Adaptado de atlas solar do estado do Paraná (2021)

Embora os valores de irradiação solar dispostos nos sites atlas solar do Paraná e os valores do site do Cresesb sejam muito próximos a fim de que se torne evidente utiliza-se os dados dos dois sites para calcular a usina solar fotovoltaica afim de obter o resultado mais confiável para o estudo.

3.1.1 Cálculo da usina solar fotovoltaica com dados do site do CRESESB

A partir da figura 13 constata-se que a melhor média diária de irradiação solar é de 4,39 KW/m² dia na inclinação de 21° Norte.

Com esse valor consegue-se calcular a potência do sistema considerando uma perda de 25 %.

$$\text{Potência horário de ponta} = \frac{\text{Média consumo diário na Ponta}}{\text{Irradiação}} = \frac{12,37}{4,39} = \frac{2,82 \text{ KWp}}{0,75} = 3,76 \text{ KWp} \quad (11)$$

Para o horário de ponta seriam necessárias doze placas de 340 watts pico cada.

$$\begin{aligned} \text{Potência fora de Ponta} &= \frac{\text{Média consumo diário fora de ponta}}{\text{Irradiação}} = \frac{118,13}{4,39} = \frac{26,91}{0,75} \text{ KWp} \\ &= 35,88 \text{ KWp} \end{aligned} \quad (12)$$

Para o horário fora de ponta seriam necessárias 106 placas de 340 watts pico de potência, logo todo o sistema precisaria de um total de 118 módulos de 340 Wp e um inversor de 40 kW para suprir toda a demanda do condomínio.

No entanto o telhado não dispõe espaço físico disponível, ali pode ser alocado até 80 placas.

3.1.2 Cálculo da usina solar a partir dos dados no site do atlas solar do Paraná

A partir da figura 14 e a partir da tabela 2 constata-se que a média diária anual de irradiação solar é de 4,42 KW/m².

Com esse valor conseguimos calcular a potência do sistema considerando uma perda de 25 %.

$$\begin{aligned} \text{Potência horário de ponta} &= \frac{\text{Média consumo diário na Ponta}}{\text{Irradiação}} = \frac{12,37}{4,42} = \frac{2,80 \text{ KWp}}{0,75} \\ &= 3,73 \text{ KWp} \end{aligned} \quad (13)$$

Para o horário de ponta seriam necessárias onze placas de 340 watts pico cada.

$$\begin{aligned}
 \text{Potência fora de Ponta} &= \frac{\text{Média consumo diário fora de ponta}}{\text{Irradiação}} = \frac{118,13}{4,42} = \frac{26,73}{0,75} \text{KWp} \\
 &= 35,64 \text{KWp}
 \end{aligned}
 \tag{14}$$

Para o horário fora de ponta seriam necessárias 105 placas de 340 watts pico de potência, logo todo o sistema precisaria de um total de 116 módulos de 340 Wp e um inversor de 40 kW para suprir toda a demanda do condomínio.

No entanto o telhado não dispõe espaço físico disponível, ali pode ser alocado até 80 placas.

3.2 Determinação do sistema solar gerador com o *software* PVSOL

Utilizando os dados históricos meteorológicos coletados por mais de 20 anos pela Meteotest® de 8.325 estações meteorológicas e 5 satélites geoestacionários, o *software* PV*SOL Premium® simula a geração de energia elétrica da usina solar fotovoltaica na localidade desejada. O fluxo de irradiação captado pelas células está relacionado, dentre outros fatores, a inclinação dos módulos em relação ao plano horizontal, o desvio angular em relação ao norte e ao sombreamento ocasionado por objetos próximos. Nesse projeto, a usina utilizará as três águas do telhado e evitará as áreas de baixo rendimento em torno da construção elevada.

Para determinar a capacidade da usina em relação ao espaço disponível é necessário ter a área e inclinação das faces do telhado, além da altura das platibandas. Na maior área do telhado foi estimada 5,8 metros de comprimento e 30 metros de largura, resultando em uma área de aproximadamente 174 metros quadrados. As duas áreas disponíveis logo abaixo da casa de máquinas somam aproximadamente 120 m². O telhado plano da casa de máquinas possui outros 46 m² disponíveis para a instalação dos módulos que, em geral, medem aproximadamente pouco mais de 2 m² cada. Para a altura da estrutura de alvenaria que circunda o topo do prédio foi estimado 30 centímetros. As características distintas das águas do telhado podem ser observadas na Figura 16.

Figura 16: Característica do topo do prédio

Fonte: Google Earth (2022)

A partir do software do PVSOL concluiu-se que para suprir o horário de ponta se faz necessário o uso de 12 módulos de 340 Wp cada. O modelo do módulo escolhido foi o PAINEL SOLAR 3W POLICRISTALINO TRINA SOLAR TSM-PE15H-340W. O painel tem 24 volts e precisa-se de uma tensão de 60 volts para alimentar o banco de baterias, correspondendo aos cálculos do item anterior. Para este sistema será necessário um inversor híbrido e o modelo escolhido pela equipe foi o inversor foi Inversor Híbrido On + Off Grid Deye SUN5K - 5000W - 48/220V, que tem vida útil de 15 anos de acordo com o fornecedor.

A irradiação dada no local é de 1086,1 kWp/kWh e o consumo médio mensal de energia elétrica no horário de ponta é de 348 kWh com uma tarifa de R\$1,9553. Serão necessários 10 módulos de 400 Watt pico cada para suprir essa parte do consumo, totalizando 4 kWp de potência e necessitando de 20m² do telhado. A média do consumo em horário fora de ponta é de 3544 kWh com uma tarifa de R\$ 0,4841 e será necessária uma usina com 96 módulos de 400 Wp cada para ocorrer equivalência entre consumo e geração.

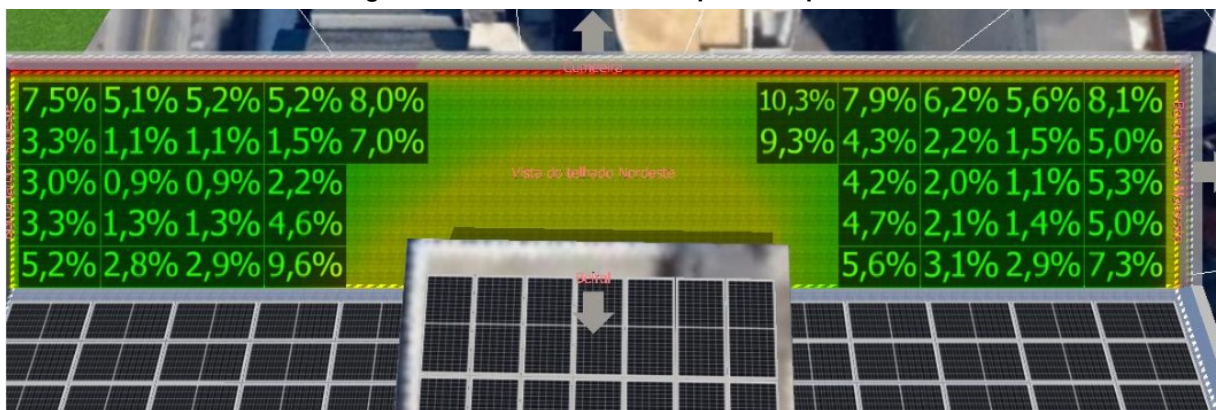
A maior área disponível possibilita a instalação de 70 módulos e ocuparia um espaço de 140 m² aproximadamente. No entanto, após simulação com o PV*SOL Premium®, as perdas do sistema devido ao sombreamento ocasionado pela casa de máquinas chegam a 48,1% em alguns módulos. Por essa condição desfavorável, o

conjunto a ser instalado nessa área contém 44 módulos orientados 67° a nordeste e com uma inclinação em relação ao plano horizontal de 14° , com as maiores perdas em torno de 10% por módulo. Seguindo a mesma premissa adotada, foi calculado para a face do telhado logo abaixo da casa de máquinas, 21 módulos com a orientação em relação ao norte de 247° e com os mesmos 14° de inclinação. Nesse caso as perdas não ultrapassam os 8,2%. O telhado da casa de máquinas é plano e não possui platibanda, possibilitando o preenchimento quase que total da área com um terceiro painel fotovoltaico. Esse conjunto é formado por 14 módulos e possui desvio azimutal de 247° .

Visa-se gerar o máximo de energia possível dentro das condições impostas pelas características da arquitetura do local, a usina solar contará com um total de 79 módulos de 340 Wp cada, distribuídos entre as 3 faces do telhado e totalizando 26,86 kWp. Esse valor se refere a máxima potência que pode ser gerada somente pelos arranjos dos painéis solares. As perdas do sistema e a potência nominal do inversor também limitam a geração de energia elétrica e considera-se estes valores para a análise da viabilidade técnica.

A distribuição dos módulos do primeiro conjunto e suas perdas são demonstrados na Figura 17.

Figura 17: Características do primeiro painel

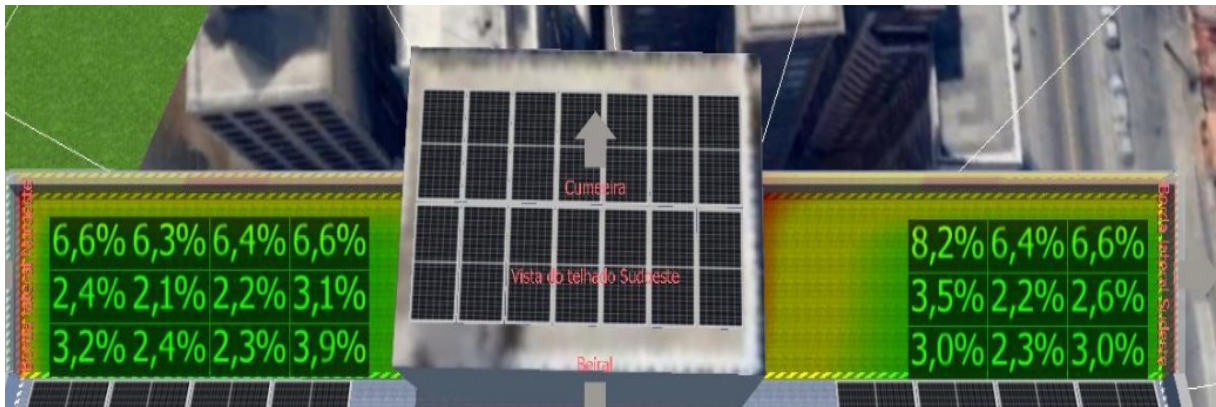


Fonte: PVSOL (2022)

A intensidade das cores classifica as áreas devido ao grau de sombreamento. As áreas em vermelho indicam o local com maiores perdas e a cor amarela estima perdas menos significativas, sendo a área verde ideal para inserção dos módulos. A elaboração do projeto deve considerar áreas livres para passagem de pessoas e determinar um distanciamento mínimo em relação a platibanda. A Figura 18 indica as perdas do segundo painel distribuindo pelo espaço das duas águas da

face do telhado.

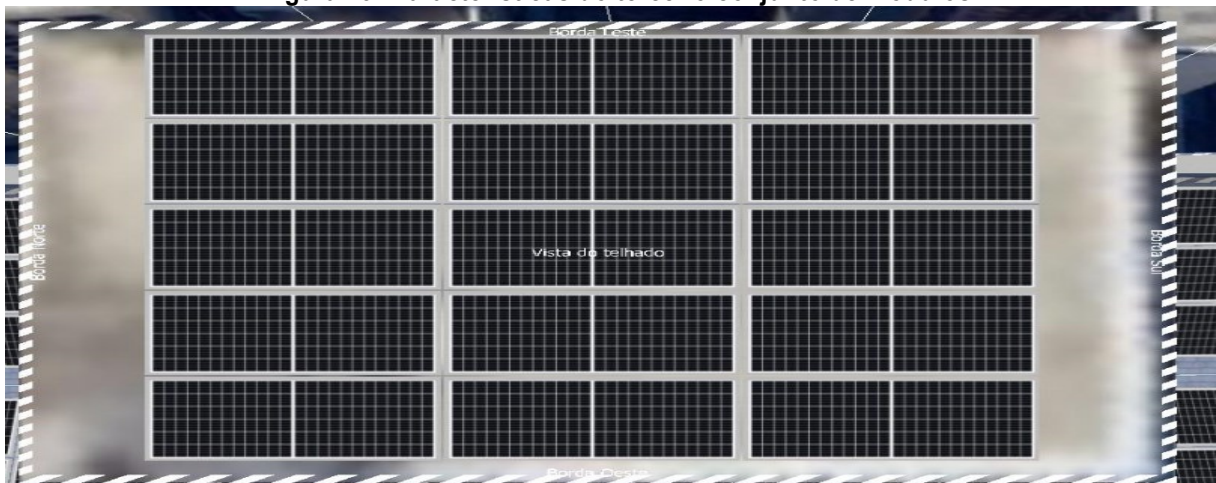
Figura 18: Características do segundo painel



Fonte: PVSOL (2022)

O topo do telhado da casa de máquinas permite a instalação de 14 módulos sem perdas por sombreamento devido a objetos próximos. Nesse caso, as perdas não aparecem na porcentagem de perdas nos módulos, como pode se conferir na Figura 19.

Figura 19: Características do terceiro conjunto de módulos



Fonte: PVSOL (2022)

A fórmula para o cálculo da potência total da usina é dada por:

$$\Delta = \text{CMM} - \text{PMM} \quad (15)$$

Em que:

Δ : a diferença média entre consumo e geração

CMM : Consumo Médio Mensal

PMM : Produção Média Mensal

3.3 Determinação do sistema solar gerador com o *software* PVSYST

O PVSyst é um software para auxílio no dimensionamento e projeto de SFV's (sistemas fotovoltaicos) com recursos de simulação, cálculo, emissão de relatório e documentação técnica de sistemas fotovoltaicos de qualquer porte.

Esse software serve como de apoio ao profissional de Energia Solar Fotovoltaica em questões complexas como cálculo de perdas por sombreamento, depreciação dos equipamentos, sujeira nos módulos, qualidade da energia que circula na rede elétrica, análise financeira sob diferentes cenários, produção estimada de energia considerando a eficiência individual de cada equipamento do sistema e vários outros recursos.

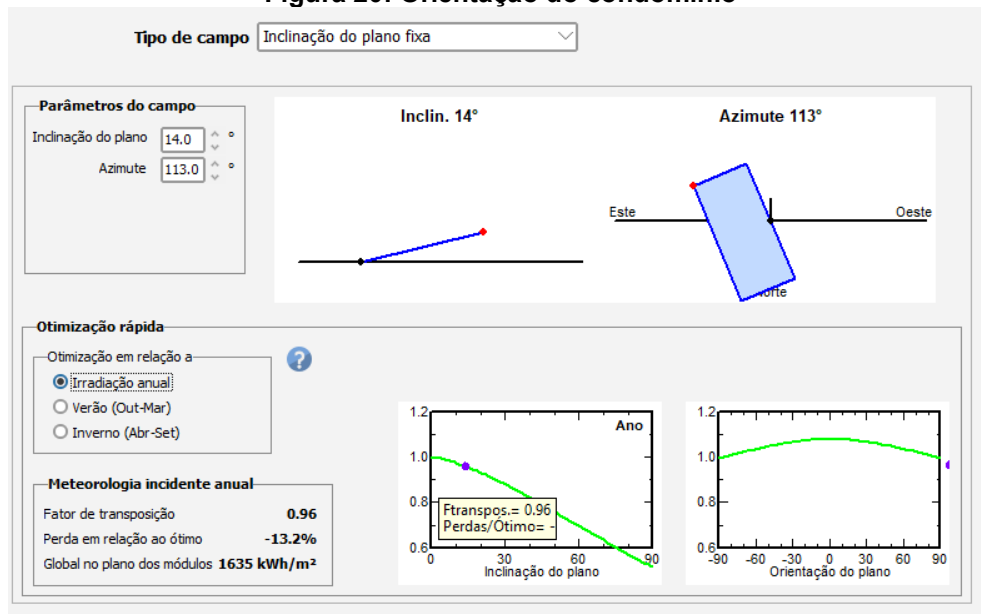
Primeiramente precisa-se definir alguns dados na simulação e para que se torne um estudo comparativo será utilizado os mesmos valores da simulação no software PVSOL.

Informações do projeto

- Telhado com inclinação – 30°
- Ângulo azimutal – -113
- Consumo anual da unidade consumidora – 4452 kwh (Valor apenas do horário de ponta)
- Potência do módulo = 340 wp
- Localização – Curitiba PR

A orientação do Condomínio em estudo segundo o sistema de coordenadas e desvio de ângulo azimutal em relação ao norte pode ser observada na figura 20.

Figura 20: Orientação do condomínio



Fonte: PVSYS (2022)

Na figura 19 se torna evidente no gráfico de inclinação do plano que quanto menor a inclinação maior a geração de energia pelos módulos, isso não significa que deve-se adotar um ângulo 0° como forma de otimizar o sistema tendo em vista que quanto menor o ângulo também tem-se maiores problemas com acúmulo de sujeira e nesse sentido maior a quantidade de manutenção para que o sistema se mantenha operante com um desempenho significativo.

O PVSYS utiliza banco de dados de institutos de medição de irradiação solar como forma de calcular os sistemas de geração de energia dentre eles o escolhido foram os dados do Meteonorm, os valores de irradiação na localização em estudo estão dispostos na figura 21.

Figura 21: Valores de irradiação PVSYST

Localização **Curitiba (Brasil)**

Fonte dos dados **Meteonorm 8.0 (2006-2017), Sat=100%**

	Irradiação horizontal total	Irradiação difusa horizontal	Temperatura	Velocidade do vento	Turvação de Linke	Humidade relativa
	kWh/m ² /mês	kWh/m ² /mês	°C	m/s	[-]	%
Janeiro	195.7	82.8	22.5	3.09	3.245	74.2
Fevereiro	135.8	69.2	22.6	2.90	3.146	75.9
Março	153.5	79.6	21.4	2.90	3.096	76.7
Abril	136.6	46.8	19.4	2.59	2.963	76.5
Mai	113.0	42.9	16.8	2.50	2.874	77.7
Junho	93.9	38.1	15.0	2.51	2.857	77.5
Julho	112.0	37.9	15.2	2.69	2.930	73.0
Agosto	128.2	45.8	16.6	2.90	3.490	68.7
Setembro	115.9	60.1	17.4	3.20	4.471	72.9
Outubro	189.9	65.7	19.3	3.30	3.722	74.3
Novembro	161.9	75.6	19.9	3.40	3.386	75.5
Dezembro	171.0	85.2	21.9	3.00	3.306	72.6
Ano	1707.4	729.6	19.0	2.9	3.291	74.6

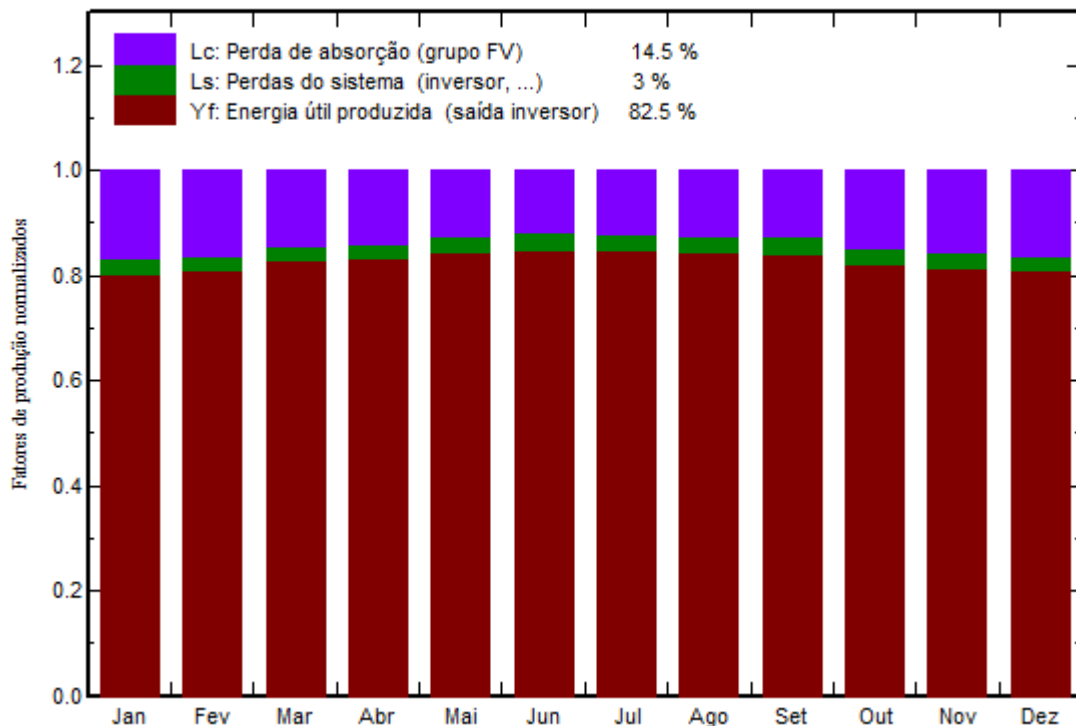
Irradiação horizontal total variação de um ano para o outro 4.5%

FONTE: PVSYST (2022)

A figura 21 além dos valores de irradiação nos dá os valores médios de temperatura a cada mês e a humidade relativa do ar. Esses valores são importantes pois impactam diretamente a geração de energia, a esses se somando outros parâmetros com os quais o software calcula o gráfico de perdas disposto na figura 22.

Figura 22: Gráfico de perdas

Fatores de produção e de perdas normalizados: Potência nominal 5.44 kWp



Fonte: PVSYST (2022)

Para aproximar o sistema simulado de um sistema real, faz-se necessária a inclusão das perdas detalhadas. Existem as perdas na eficiência da célula causadas por questões ambientais, como a temperatura e a irradiância, e também outros fatores que são responsáveis por diminuir a eficiência de geração de um sistema fotovoltaico. Dentre esses fatores, pode-se citar o fator modificador do ângulo de incidência que é ocasionado pela reflexão dos raios solares causada pelos componentes do módulo esse dado é calculado pelo PVSYST e mostrado na figura 19, o acúmulo de sujeira nos painéis, causados por fatores como: folhas, fezes de aves, poluição, poeira, sendo esses resolvidos com manutenções regulares.

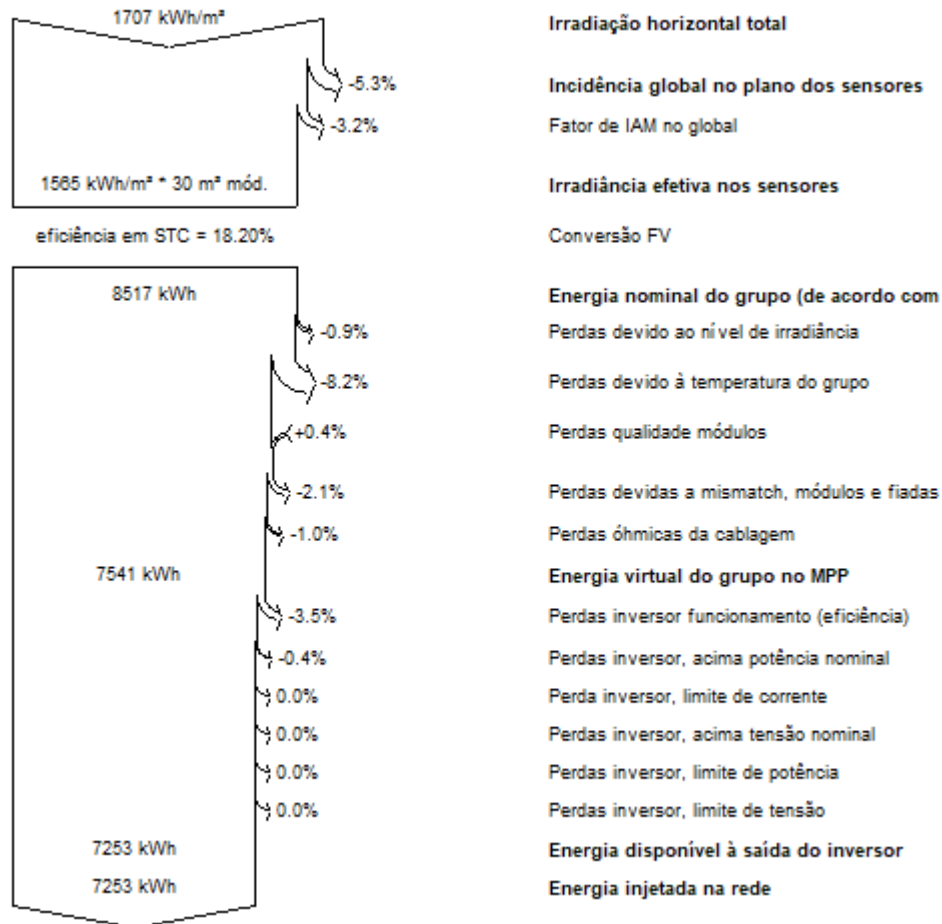
As perdas por *mismatch* são aquelas que ocorrem devido ao 'descasamento' de módulos fotovoltaicos. Módulos e células de mesmo modelo e mesmo fabricante ainda sim podem apresentar diferenças na sua constituição, onde por exemplo, uma célula de menor corrente pode ocasionar a limitação de todo o módulo, afetando a eficiência do sistema em geral.

As perdas ôhmicas ocorrem devido ao aquecimento ou degradação dos cabos de ligação, causados por fatores como a corrosão, envelhecimento. (Solar

Frontier, 2014)

Ainda se falando de perdas tem-se o diagrama de Perdas disposto na figura 23.

Figura 23: Diagrama de perdas

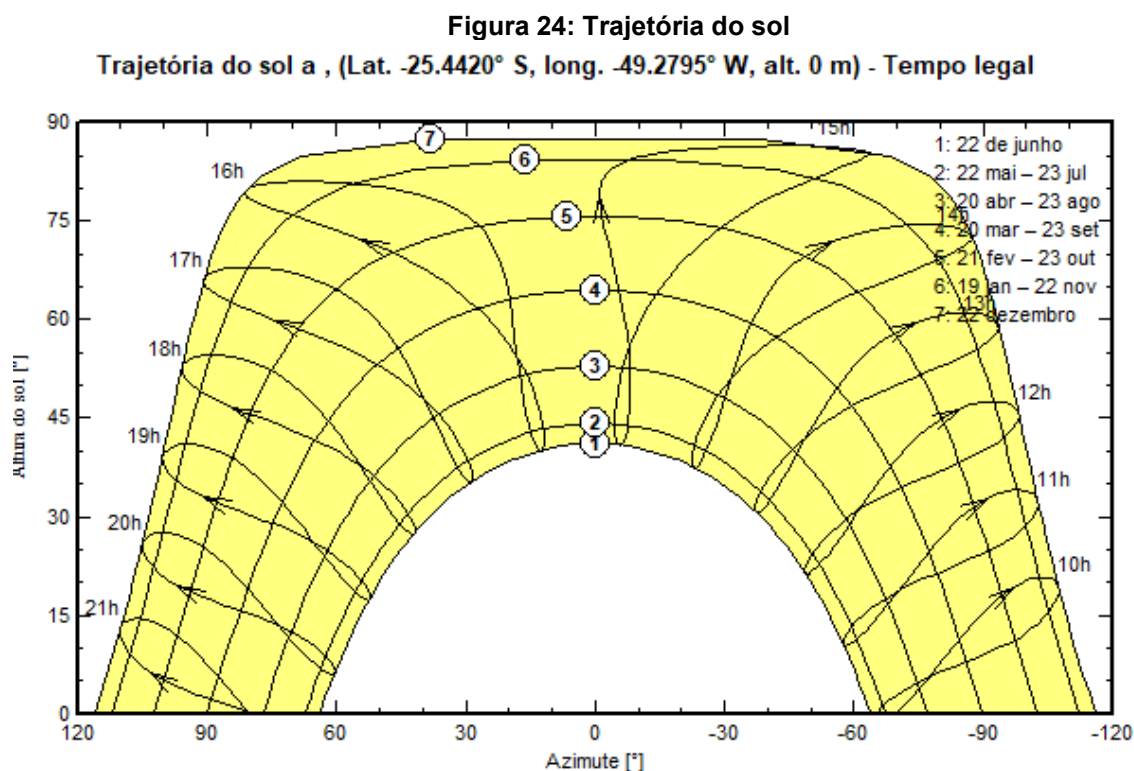


Fonte: PVSYST (2022)

Após a análise de perdas o software tem-se que a usina solar fotovoltaica deve conter 16 módulos de 340 Wp para suprir a demanda em horário de Ponta.

Uma curiosidade é o diagrama da trajetória do sol figura 23, pode ser utilizado para fazer análise de sombras, tema que não foi visto de forma aprofundada nesse estudo, afim de que se haja uma perspectiva do funcionamento desse sistema utilizou-se as médias contidas no histórico do software.

A figura 23 nos mostra os ângulos com os quais há incidência solar na localização do condomínio.



Fonte: PVSYST (2022)

Os estudos de sombras não foram decisivos na realização deste trabalho sendo que visualmente o condomínio não apresenta edificações superiores ao seu entorno por essa razão esta análise não foi realizada.

3.4 Determinação do banco de baterias e do controlador de carga

Para que fique evidente o melhor custo benefício será calculado o banco de bateria para dois modelos em estudado nesse trabalho, sendo eles, a bateria chumbo ácido e a bateria de íon lítio, os pontos fortes importantes a se ressaltar nesse estudo são a curva de descarga que se refere ao tempo que um acumulador demora para descarregar e profundidade de descarga que é a percentagem de carga retirada em uma determinada descarga.

Além dos cálculos feitos manualmente utiliza-se o software PVSyst para calcular o banco de baterias e suas perdas.

O modelo de controlador foi escolhido de forma a facilitar aumentar a

confiabilidade do sistema e dispensando a utilização do quadro de transferência de energia já que o próprio controlador consegue prever a necessidade do sistema.

3.4.1 Cálculo do banco de bateria para o modelo chumbo ácido manual

O modelo de bateria escolhido em função do custo-benefício foi o FREEDOM DF4100 240Ah, segundo o fabricante esse modelo tem vida útil de 4 anos utilizando a profundidade de descarga recomendada, as principais características elétricas estão dispostas na figura 25.

Figura 25: Características dos modelos de bateria

Modelos		DF300	DF500	DF700	DF1000	DF2000	DF2500	DF3000	DF4001
Capacidade @25°C (Ah)	10 h	24	30	41	54	94	130	156	200
	20 h	26	36	45	60	105	150	170	220
	100 h	30	40	50	70	115	165	185	240
Dimensões (mm)	Comprimento	175	175	210	244	330	511	511	525
	Largura	175	175	175	175	172	213	213	275
	Altura	175	175	175	175	240	230	230	250
Peso (Kg)		8,8	9,7	12,5	14,7	27,1	44,6	48,3	60,3

Fonte: Freedom (2019)

A capacidade de corrente fornecida pelo modelos escolhido em decorrer do tempo está descrito na Figura 26.

Figura 26: Características de fornecimento de carga para cada modelo de bateria

Modelo	HORAS															MINUTOS			
	100hs	20hs	10hs	9hs	8hs	7hs	6hs	5hs	4,5hs	4hs	3,5hs	3hs	2,5hs	2hs	1,5hs	1h	45'	30'	15'
DF300	30,0	26,0	24,0	23,8	23,5	23,1	22,8	22,0	21,9	21,6	21,0	21,0	20,5	20,0	19,2	18,0	15,8	12,5	10,0
DF500	40,0	36,0	30,0	29,9	29,8	29,7	29,4	28,8	27,7	27,0	26,6	25,8	24,8	24,0	22,5	20,0	19,0	16,5	13,0
DF700	50,0	45,0	41,0	40,5	40,0	39,5	39,2	37,5	37,1	36,8	35,0	34,5	34,0	32,5	31,5	27,0	24,0	21,5	16,3
DF1000	70,0	60,0	54,0	51,8	51,6	51,1	49,2	49,0	47,3	46,0	43,8	43,5	42,5	38,0	37,8	35,0	31,9	27,5	21,0
DF2000	115,0	105,0	94,0	92,0	91,8	91,0	87,0	85,0	82,8	81,2	79,1	75,0	73,8	69,0	66,0	60,0	56,3	48,0	37,5
DF2500	165,0	150,0	130,0	129,8	129,6	126,0	120,0	115,0	112,5	112,0	108,5	102,0	100,0	94,0	87,0	81,0	74,3	65,0	50,0
DF3000	185,0	170,0	156,0	153,0	152,0	150,0	148,2	140,0	135,0	132,0	126,0	123,0	120,0	114,0	108,0	95,0	84,0	76,0	57,8
DF4001	240,0	220,0	200,0	193,5	192,0	185,5	180,0	175,0	171,0	166,0	161,0	156,0	150,0	144,0	135,0	120,0	108,8	95,5	72,0

Fonte: Adaptado de Freedom (2019)

A profundidade de descarga recomendada pelo fabricante de 20%.

$$Energia\ armazenada = \frac{12,37\ KWh/dia}{Profundidade\ de\ descarga} = \frac{12,37\ KWh/dia}{0,2} = 61,85\ KWh \quad (16)$$

A energia armazenada em função da corrente em amperes por hora.

$\text{Capacidade banco de baterias} = \frac{\text{Energia armazenada}}{\text{Tensão do banco de baterias}} = \frac{61,85 \text{ KWh}}{48 \text{ V}} = 1288,54 \text{ Ah}$	(17)
--	------

Calculando a quantidade de baterias

$$\text{Número de baterias em série} = \frac{48}{12} = 4 \text{ baterias} \quad (18)$$

$$\begin{aligned} \text{Número baterias em paralelo} &= \frac{\text{capacidade de banco de baterias}}{\text{capacidade bateria}} = \frac{1288,54}{156} = 8,26 \\ &= 9 \text{ baterias} \end{aligned} \quad (19)$$

$$\text{Número total baterias} = \text{baterias em serie} \cdot \text{baterias em paralelo} = 9 \cdot 4 = 36 \text{ baterias} \quad (20)$$

O inversor escolhido foi Inversor Híbrido On + Off Grid Deye SUN5K - 5000W - 48/220V.

Em um controlador MPPT a tensão do arranjo fotovoltaico deve ser 25 por cento a mais que a tensão do banco de baterias.

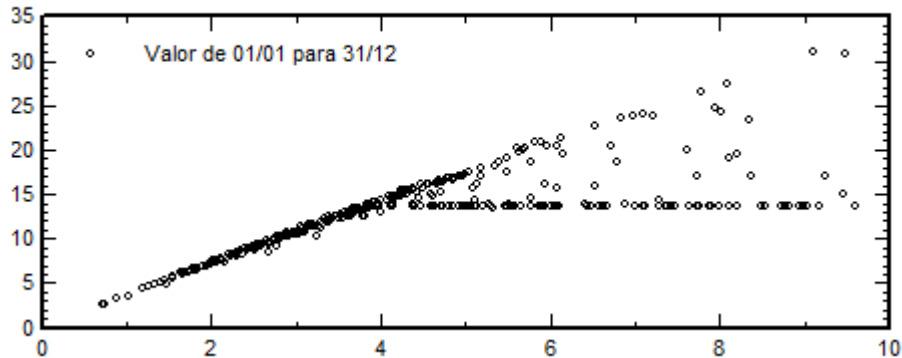
3.4.2 Cálculo do banco de bateria para o modelo chumbo ácido utilizando o PVSyst

Para início da nossa simulação tem-se algumas informações do projeto que já são pré-determinadas, sendo elas:

- Telhado com inclinação de 14°
- Ângulo azimutal de -113°
- Potência do módulo – 340WP
- Localização – Curitiba, PR

Para a simulação do banco de baterias o software nos fornece alguns gráficos interessantes dentre eles o diagrama de entrada e saída de diário que mostra a incidência global no plano dos sensores em kwh/m² dia, estes dados observam-se na figura 27.

Figura 27: Diagrama de entrada e saída diário
Diagrama de entrada / saída diário

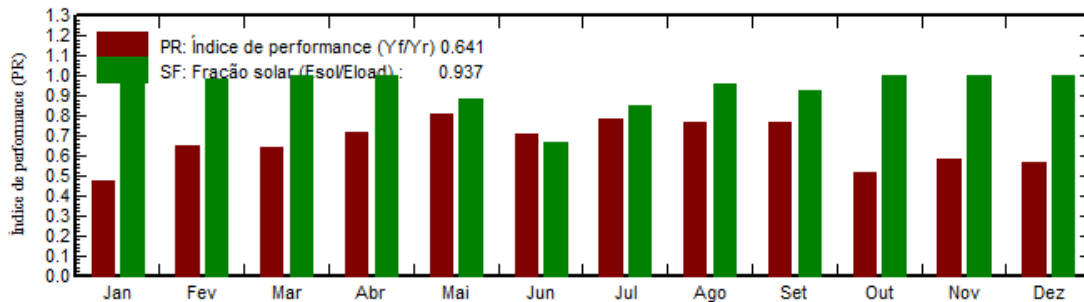


Fonte: PVSYST (2022)

Analisa-se que a linha reta em certo momento passa a ter uma mudança de direção essa mudança representa que o banco de baterias está carregado.

Outro gráfico interessante é dado nessa simulação o gráfico do índice de performance e fração solar disposto na figura 28.

Figura 28: Índice de performance
Índice de performance (PR) e Fração solar

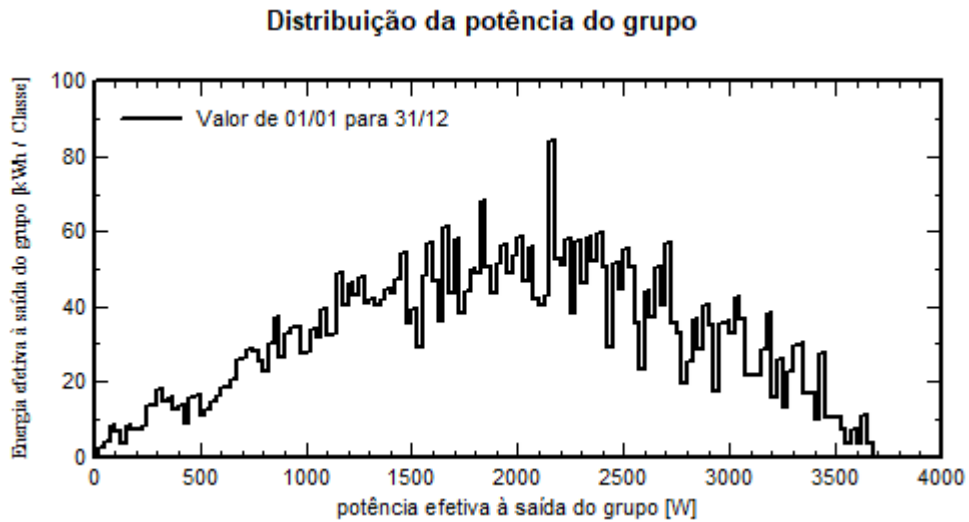


Fonte: PVSYST (2022)

No índice de performance percebe-se o desempenho da usina a partir da incidência solar em cada mês.

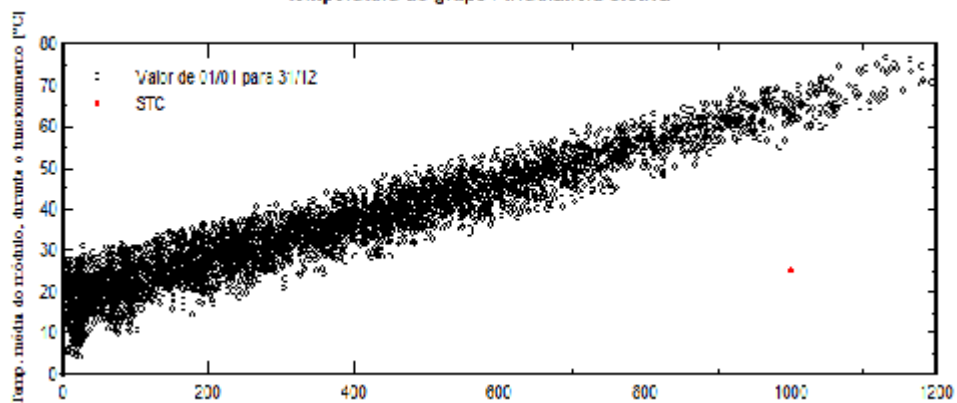
Também se têm a distribuição de potência nas *strings*. Neste estudo são dois arranjos de *strings* os dados estão dispostos na figura 29.

Figura 29: Distribuição de potência de grupo



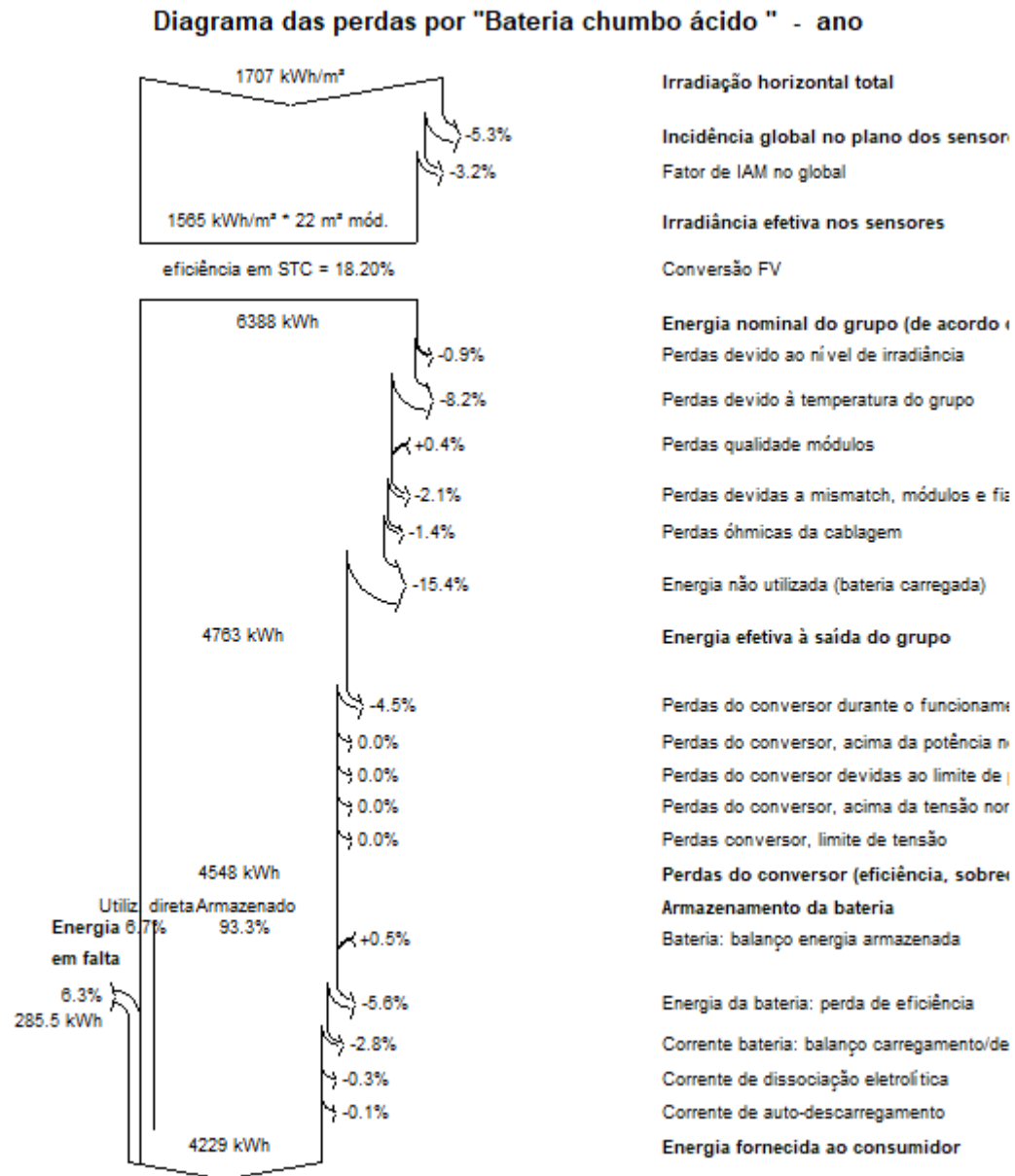
A partir dos bancos de dados do software o mesmo nos mostra uma previsão dos valores de temperatura nos módulos, em W/m^2 estes valores estão na figura 30.

Figura 30: Temperatura do grupo
temperatura do grupo / Irradiância efetiva



Neste ponto percebe-se o porquê da divergência entre a quantidade de módulos solares fotovoltaicos, na figura 31 nota-se que após o cálculo de perdas realizado pelo PVSYST há falta de energia de 6,3 %.

Figura 31: Diagrama de perdas 01



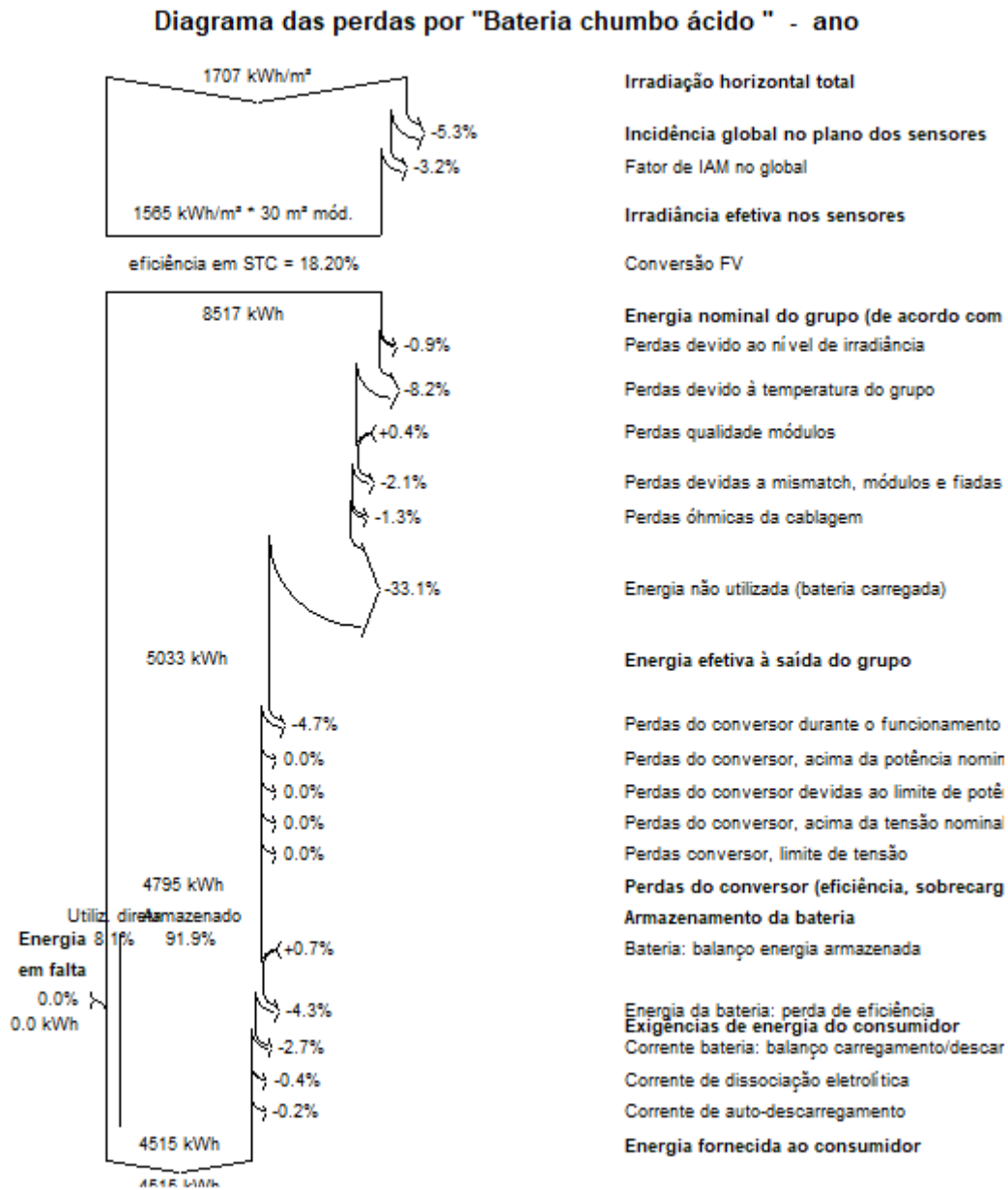
Fonte: PVSYST (2022)

Vendo há necessidade calculou-se o sistema novamente, para que a demanda fosse suprida.

No sistema primário foi calculou-se com 12 placas de 340Wp, o sistema corrigido fica calculado com 28 baterias de 239 AH de 12 volts e 16 módulos de 340 Wp ocupando 30 m², na nova simulação foram agregadas 4 placas na usina.

Na figura 32 o sistema encontra se corrigido e em equilíbrio para isso foram necessários adicionar quatro módulos para suprir as perdas do sistema.

Figura 32: Diagrama de perdas corrigido



Fonte: PVSYST (2022)

Ao total fica-se com 28 baterias do modelo chumbo ácido 239 Ah e 12 volts.

Para as baterias de chumbo ácido tem-se a tabela disposta na figura 33, que mostra a performance das baterias.

Figura 33: Performance das baterias chumbo ácido

Nova variante da simulação
Funcionamento e performance das baterias

	U_Batt V	SOCmean rácio	SOC_End rácio	MGass litro	EffBatI %	EffBatE %
Janeiro	50.4	0.796	0.900	0.045	89.9	87.8
Fevereiro	50.2	0.753	0.514	0.033	96.3	101.8
Março	50.3	0.779	0.882	0.052	96.5	88.7
Abril	50.4	0.805	0.866	0.039	96.4	94.6
Mai	49.7	0.638	0.390	0.026	94.5	101.4
Junho	48.6	0.397	0.550	0.000	90.1	84.9
Julho	48.8	0.435	0.436	0.000	94.3	94.4
Agosto	49.4	0.581	0.524	0.009	95.9	92.6
Setembro	49.3	0.551	0.555	0.003	95.2	92.8
Outubro	50.4	0.792	0.900	0.042	96.5	88.7
Novembro	50.3	0.780	0.901	0.047	96.0	94.0
Dezembro	50.5	0.822	0.900	0.053	96.1	94.0
Ano	49.9	0.677	0.900	0.349	94.8	92.8

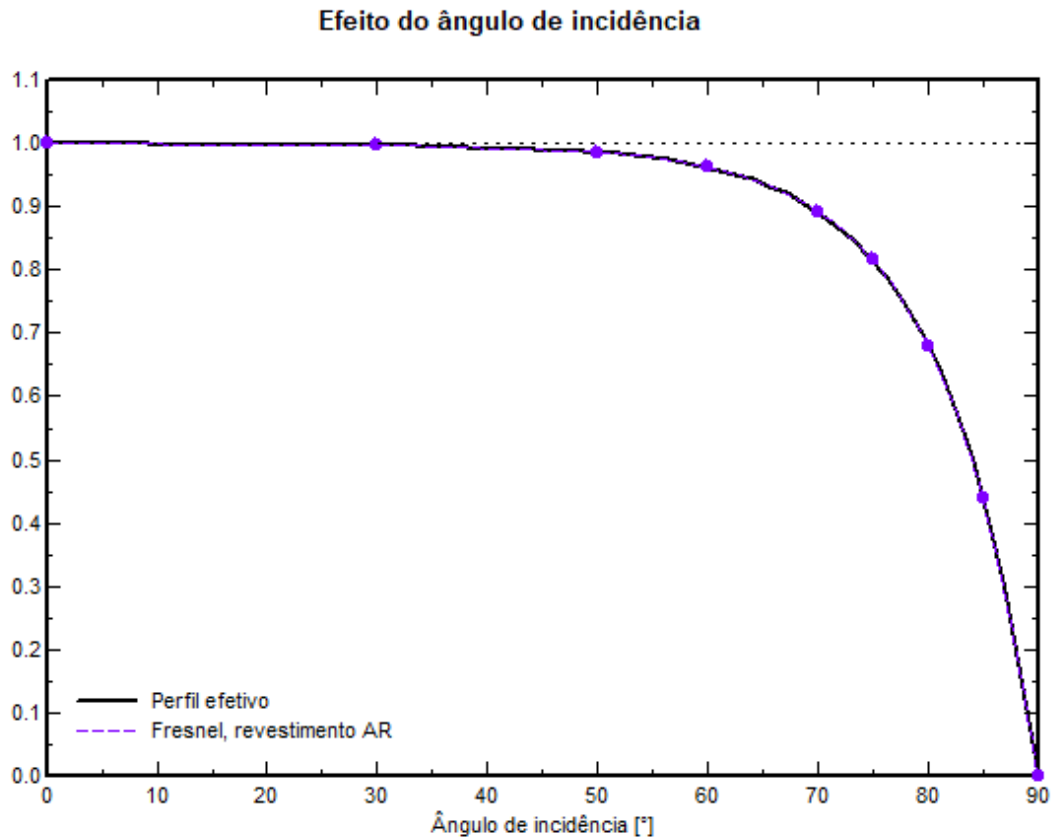
Fonte: PVSYST (2022)

Onde :

- U_Batt – Tensão média da bateria
- SOSmmean – Estado de carga médio durante o período
- SOS_End – Estado de carga no fim do período
- MGass – Massa de Eletrólito dissociada
- EffBatI – Eficiência corrente carga/descarga
- EffBatE – Eficiência energia carga /descarga

Ainda se tratando de perdas tem-se a figura 34 que mostra as perdas a partir do ângulo de incidência.

Figura 34: Perdas a partir do Angulo de incidência



Fonte: PVSYST (2022)

A figura 34 mostra o gráfico da irradiação direta versus o ângulo de incidência, onde percebe-se que ao aumentar o ângulo de incidência tem-se uma menor absorção de irradiação.

Um detalhe nesse gráfico é que nem sempre o melhor ângulo é sinal de maior produção de energia tendo em vista que quanto menor a inclinação maior o acúmulo de sujeira nos módulos.

3.4.3 Cálculo do banco de baterias para o modelo íon-Lítio

44 módulos de 103 Ah 12,8 V

O modelo de bateria escolhido em função do custo-benefício foi o 103 Ah 12,8 V – Panasonic, segundo o fabricante esse modelo tem vida útil de 4 anos

utilizando-se a profundidade de descarga recomendada, as principais características elétricas estão dispostas na figura 24.

A profundidade de descarga recomendada pelo fabricante de 20%.

$$\text{Energia armazenada} = \frac{12,37 \text{ KWh/dia}}{\text{Profundidade de descarga}} = \frac{12,37 \text{ KWh/dia}}{0,2} = 61,85 \text{ KWh} \quad (21)$$

A energia armazenada em função da corrente em amperes por hora.

$$\text{Capacidade banco de baterias} = \frac{\text{Energia armazenada}}{\text{Tensão do banco de baterias}} = \frac{61,85 \text{ KWh}}{48 \text{ V}} = 1288,54 \text{ Ah} \quad (22)$$

Calculando a quantidade de baterias

$$\text{Número de baterias em série} = \frac{48}{12} = 4 \text{ baterias} \quad (23)$$

$$\begin{aligned} \text{Número baterias paralelo} &= \frac{\text{capacidade de banco de baterias}}{\text{capacidade bateria}} = \frac{1288,54}{103} \\ &= 12,51 = 13 \text{ baterias} \end{aligned} \quad (24)$$

$$\text{Número total baterias} = \text{baterias serie} \cdot \text{baterias paralelo} = 13 \cdot 4 = 52 \text{ baterias} \quad (25)$$

O inversor escolhido foi Inversor Híbrido On + Off Grid Deye SUN5K - 5000W - 48/220V.

Em um controlador MPPT a tensão do arranjo fotovoltaico deve ser 25 por cento a mais que a tensão do banco de baterias.

3.4.4 Cálculo do banco de baterias para o modelo íon-Lítio no PVSyst

Informações do projeto

- Telhado com inclinação de 14°
- Ângulo azimutal de -113°
- Consumo anual no horário de ponta – 4452 kwh
- Potência do módulo – 340 Wp

- Localização – Curitiba PR
- Acumulador de energia – 44 módulos de 103 Ah 12,8 V

Para que o trabalho não se torne repetitivo para esta simulação apresenta-se as figuras que divergem da simulação para o modelo chumbo ácido.

Na figura 35 têm-se a performance das baterias de íon Lítio.

Figura 35: Performance das baterias de Íon Lítio

TCCbateria litio
Funcionamento e performance das baterias

	U_Batt V	SOCmean rácio	SOC_End rácio	MGass litro	EffBatI %	EffBatE %
Janeiro	53.3	0.830	0.959	0.000	88.6	88.1
Fevereiro	53.2	0.808	0.495	0.000	94.2	103.1
Março	53.2	0.814	0.948	0.000	94.8	87.3
Abril	53.4	0.865	0.927	0.000	94.5	94.4
Mai	52.8	0.639	0.480	0.000	93.8	101.6
Junho	52.0	0.311	0.474	0.000	92.8	92.3
Julho	52.1	0.334	0.533	0.000	93.8	92.2
Agosto	52.6	0.532	0.462	0.000	94.5	95.1
Setembro	52.3	0.429	0.411	0.000	94.1	94.5
Outubro	53.2	0.798	0.960	0.000	94.8	85.2
Novembro	53.3	0.842	0.960	0.000	94.2	93.8
Dezembro	53.4	0.887	0.959	0.000	94.3	93.8
Ano	52.9	0.674	0.959	0.000	93.6	93.1

Fonte: PVSYST (2022)

Onde:

U_Batt – Tensão média da bateria

SOSmmean – Estado de carga médio durante o período

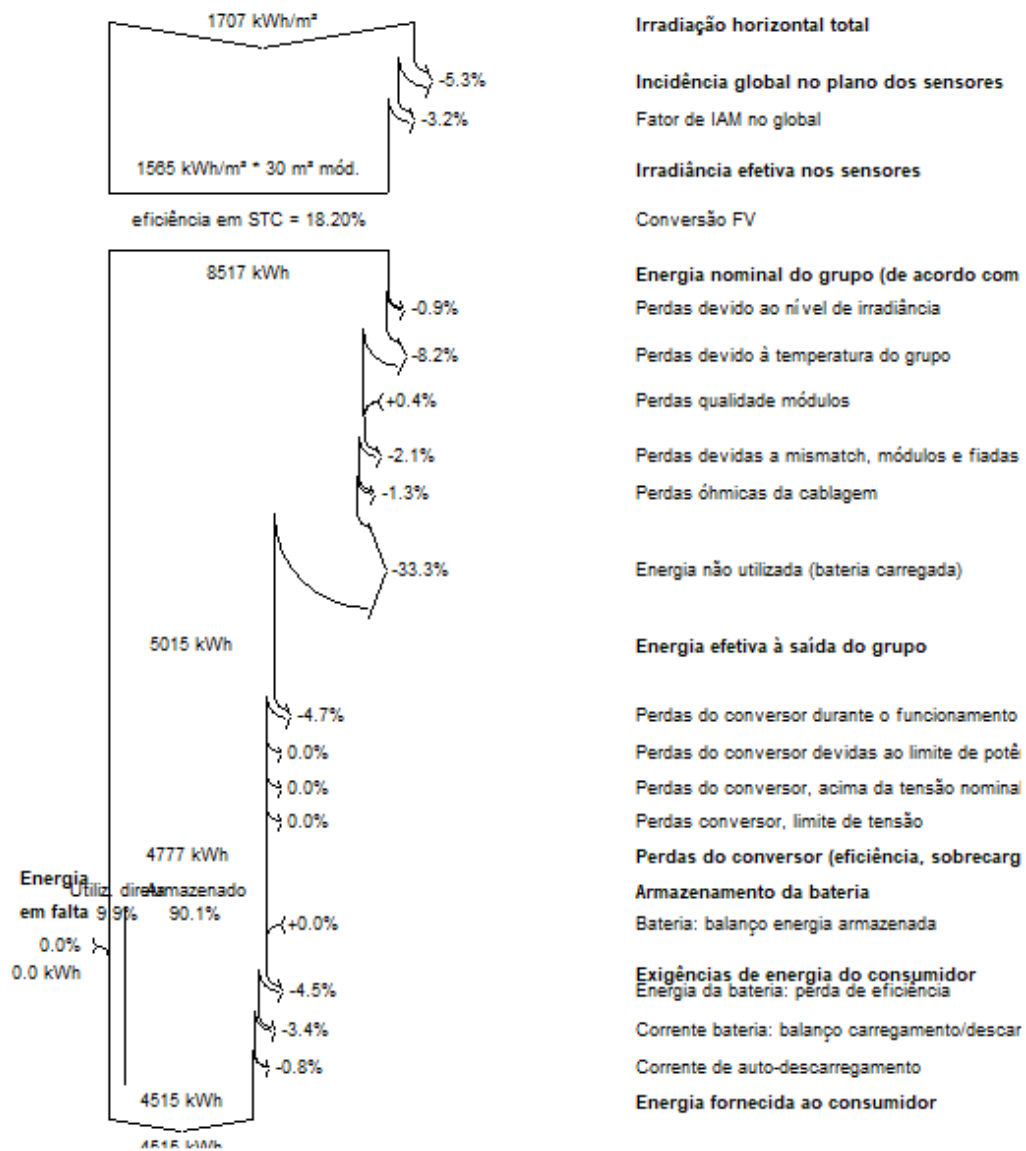
SOS_End – Estado de carga no fim do período

MGass – Massa de Eletrólito dissociada

EffBatI – Eficiência corrente carga/descarga

EffBatE – Eficiência energia carga /descarga

Figura 36: Diagrama de perdas para o sistema com baterias de Íon Lítio
Diagrama das perdas por "TCCbateria litio" - ano



Fonte: PVSYST (2022)

No diagrama de perdas percebe-se que o sistema se encontra-se em equilíbrio.

A tabela disposta na figura 37 mostra com a energia produzida pela usina solar fotovoltaica está sendo utilizada.

Figura 37: Tabela de utilização de energia

TCCbateria litio
Utilização da energia

	EArray kWh	E_Load kWh	E_User kWh	SolFrac rácio	T_LOL Hora	Pr_LOL %
Janeiro	447.1	383.4	383.4	1.000	0	0.00
Fevereiro	374.9	346.3	346.3	1.000	0	0.00
Março	430.9	383.4	383.4	1.000	0	0.00
Abril	410.2	371.1	371.1	1.000	0	0.00
Mai	400.7	383.4	383.4	1.000	0	0.00
Junho	409.2	371.1	371.1	1.000	0	0.00
Julho	452.5	383.4	383.4	1.000	0	0.00
Agosto	424.8	383.4	383.4	1.000	0	0.00
Setembro	400.6	371.1	371.1	1.000	0	0.00
Outubro	433.1	383.4	383.4	1.000	0	0.00
Novembro	408.6	371.1	371.1	1.000	0	0.00
Dezembro	422.0	383.4	383.4	1.000	0	0.00
Ano	5014.6	4514.7	4514.7	1.000	0	0.00

Fonte: PVSYST (2022)

Onde:

EArray – Energia efetiva a saída do grupo;

Eload – Exigencias de energia do consumidor;

E_user – Energia fornecida ao consumidor;

Solfrac – Fração solar;

Pr_LOL – Probabilidade de Consumidor não fornecido.

4 RETORNO FINANCEIRO

Este capítulo destina-se ao cálculo de custos de implantação e à análise financeira do projeto para se determinar a viabilidade econômica do sistema a ser instalado.

Em uma análise de investimentos aplica-se técnicas financeiras e contábeis para se identificar a viabilidade e a capacidade de lucro de um negócio ou projeto. Entre os métodos existentes de avaliação de projetos, destaca-se nesse trabalho: o método do *payback*; método do *payback* descontado; método do valor presente líquido (VPL), o método do índice de rentabilidade (IR_e) e o método da taxa interna de retorno (TIR).

O *payback* é o período para que o fluxo de caixa operacional do projeto recupere o valor do investimento inicial. É um dos métodos mais utilizados nas decisões de longo prazo, embora seja deficiente por não considerar o valor do dinheiro no tempo (LEMES JUNIOR, 2010). No método do *payback* descontado, leva-se em consideração o fluxo de caixa descontado no cálculo do tempo de recuperação.

O método do valor presente líquido calcula o valor presente do fluxo de caixa operacional do projeto, descontado ao custo de capital. Trata-se de uma técnica sofisticada de orçamento de capital, já que considera explicitamente o valor do dinheiro no tempo (GITMAN, 2010). Esse método também considera o fluxo de caixa descontado.

O valor presente líquido é calculado subtraindo o investimento inicial do projeto (FC_0) do valor presente de suas entradas de caixa (FC_t), descontadas à taxa de desconto (r) arbitrada, de acordo com a equação:

$$VPL = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - FC_0 \quad (26)$$

Fonte: (GITMAN, 2010)

O índice de rentabilidade mede quantas vezes a soma das entradas de caixa descontadas é maior que o investimento realizado. Assim como o VPL, é um método que se utiliza do fluxo de caixa descontado, e seu valor é encontrado através da seguinte equação:

$$IR_e = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t}}{FC_0} \quad (27)$$

Fonte: (LEMES JUNIOR, 2010)

O projeto é aceito quando o índice de rentabilidade for maior ou igual a 1 e rejeitado quando este é menor que 1.

A taxa interna de retorno (TIR) é, provavelmente, a mais usada das técnicas sofisticadas de orçamento de capital, consistindo na taxa de desconto que torna o valor do VPL igual a zero (GITMAN, 2010). Na prática, é o valor de i na equação 26:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} - FC_0 \quad (28)$$

Fonte: (GITMAN, 2010)

$$FC_0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \quad (28a)$$

Fonte: (GITMAN, 2010)

Sendo a TIR maior que do que a taxa de retorno desejada, o projeto é aceito. Caso contrário, rejeita-se o projeto.

4.1 Viabilidade econômica do sistema

Para a verificação da viabilidade econômica do projeto a ser executado adotou-se o método do valor presente líquido, por esse se tratar de um método mais sofisticado de análise financeira que o método do payback. A avaliação do VPL é bastante simples: sendo o VPL positivo ou igual a zero indica a viabilidade do projeto, enquanto, para um valor negativo dele, o projeto deve ser rejeitado.

Caso confirmado a viabilidade do projeto pelo método do VPL, utilizar-se-á subsequentemente o método do *payback* descontado para se determinar o tempo de retorno do investimento.

A análise do retorno financeiro é feita para o período estimado da vida útil dos painéis solares que, de acordo com o fornecedor, é de 25 anos.

A taxa de desconto adotada será o que se imagina ser uma projeção média da inflação para esse período. Ela foi estimada fazendo-se da calculadora do IPCA do

Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) para determinar o índice inflacionário anual médio dos 25 anos anteriores utilizando o índice oficial de inflação brasileiro. A variação percentual do índice no período entre outubro de 1997 e outubro de 2022 foi de 346,32%, representando uma inflação média anual de 6,183%, aproximado nos cálculos para 6,2%

Foi levado em conta o valor do kWh, com impostos, de R\$ 1,9534 observado na tarifa da COPEL Distribuição utilizada para o levantamento do histórico de consumo do condomínio em questão.

Considera-se também nos cálculos a vida útil estimada pelos fabricantes do inversor de frequência de 15 anos e das baterias, de 4 anos, incluindo então nos custos do ano índice 15 o valor de um novo inversor (corrigido pela inflação estimada) e das baterias nos anos índices 4, 8, 12, 16, 20 e 24 (também corrigidos). Os custos de manutenção anual do sistema giram em torno de 1,5% do valor total do projeto, de acordo com empresa da área consultada.

4.2 Custos de implantação do sistema

Como utilizou-se dois cenários alternando o banco de baterias o modelo chumbo ácido e o modelo Íon Lítio, também se calculou a implantação do sistema para dois cenários diferentes utilizando-se de baterias chumbo-ácido no primeiro e de baterias de lítio no segundo, a fim de evidenciar o melhor custo-benefício. Com os dados das simulações apresentadas para cada cenário, levantou-se a quantidade de materiais necessários, consultando seus respectivos preços através de orçamento com empresa do ramo localizado na cidade de Curitiba.

O material requerido para a instalação do sistema chumbo ácido é relacionado na tabela 3.

Tabela 3: Orçamento de custos para execução do projeto com baterias chumbo-ácido

Material	Qtde.	Valor Unitário	Valor Total
PAINEL SOLAR 340W POLICRISTALINO TRINA SOLAR TSM-PE15H-340W	16	R\$ 536,13	R\$ 8.578,08
INVERSOR HÍBRIDO ON+OFF GRID DEYE SUN5K - 5000W - 48/220V	1	R\$ 13.500,00	R\$ 13.500,00

Tabela 3: Orçamento de custos para execução do projeto com baterias chumbo-ácido
conclusão

BATERIA CHUMBO ÁCIDO 107Ah	28	R\$ 1.655,90	R\$ 46.365,20
STRING BOX 2E/1S ABB	1	R\$ 478,37	R\$ 478,37

CONECTOR MC4 STAUBLI - 1X ACOPLADOR FEMEA + 1X ACOPLADOR MACHO	4	R\$ 32,32	R\$ 32,32
CABO DE COBRE SOLAR 6MM2 - PRETO AMPHESOLAR PV 1,8 KV CC	50	R\$ 3,53	R\$ 176,32
CABO DE COBRE SOLAR 6MM2 - VERMELHO AMPHESOLAR PV 1,8 KV CC	50	R\$ 3,53	R\$ 176,32
ESTRUTURA FIXADORA P/ 4 PLACAS PARA TELHADO COLONIAL / SOLAR GRUP	3	R\$ 273,62	R\$ 820,87
RELÉ SIEMENS SIPROTEC	1	R\$ 9.000	R\$ 9.000
TROCA MEDIDOR DE ENERGIA	-	R\$ 4.000	R\$ 4.000
ESTIMATIVA DA MÃO DE OBRA	-	-	-
ELETRICISTA	36	R\$ 25,91	R\$ 932,76
AUXILIAR	36	R\$ 18,33	R\$ 659,88
		TOTAL	R\$ 84.817,43

Fonte: Autores (2022)

Logo têm-se o comparativo o orçamento para bateria do modelo de lítio na tabela 4.

Tabela 4: Orçamento de custos para execução do projeto com baterias de lítio

Material	Qtde.	Valor Unitário	Valor Total
PAINEL SOLAR 340W POLICRISTALINO TRINA SOLAR TSM-PE15H-340W	12	R\$ 536,13	R\$ 6.433,56
INVERSOR HÍBRIDO ON+OFF GRID DEYE SUN5K - 5000W - 48/220V	1	R\$ 13.500,00	R\$ 13.500,00
BATERIA LÍTIO 100Ah	44	R\$ 2.500,00	R\$ 110.000,00
STRING BOX 2E/1S ABB	1	R\$ 478,37	R\$ 478,37
CONECTOR MC4 STAUBLI - 1X ACOPLADOR FEMEA + 1X ACOPLADOR MACHO	4	R\$ 32,32	R\$ 129,28
CABO DE COBRE SOLAR 6MM2 - PRETO AMPHESOLAR PV 1,8 KV CC	50	R\$ 3,53	R\$ 176,32
CABO DE COBRE SOLAR 6MM2 - VERMELHO AMPHESOLAR PV 1,8 KV CC	50	R\$ 3,53	R\$ 176,32
ESTRUTURA FIXADORA P/ 4 PLACAS PARA TELHADO COLONIAL / SOLAR GRUP	3	R\$ 273,62	R\$ 820,87
RELÉ SIEMENS SIPROTEC	1	R\$ 9.000	R\$ 9.000
TROCA MEDIDOR DE ENERGIA	-	R\$ 4.000	R\$ 4.000
ESTIMATIVA DA MÃO DE OBRA	-	-	-
ELETRICISTA	36	R\$ 25,91	R\$ 932,76
AUXILIAR	36	R\$ 18,33	R\$ 659,88
		TOTAL	R\$ 146.210,40

Fonte: Autores (2022)

Ao comparar as tabelas 3 e 4 percebe-se que o custo de implantação do sistema com as baterias de lítio tem um custo maior.

4.3 Retorno financeiro do projeto usando baterias do modelo chumbo ácido

A Tabela 5 apresenta o fluxo de caixa operacional para o projeto, sendo o retorno em reais correspondente as entradas e os custos correspondendo as saídas. O retorno em reais é calculado multiplicando a economia de energia gerada no ano pelo valor da tarifa média naquele ano. Os custos incluem o valor total do orçamento para a execução do projeto no primeiro ano, o valor da manutenção de 1,5% desse custo total, corrigido pela inflação esperada em cada ano subsequente e mais o valor, também corrigido pela inflação, para a substituição de inversor e baterias nos anos mencionados anteriormente. Tem-se então o fluxo operacional, dado pela subtração do retorno pelos custos.

Tabela 5: Fluxo Operacional do projeto utilizando baterias chumbo-ácido

				continua
Ano Índice	Energia Gerada (kWh)	Retorno (R\$)	Custos	Fluxo Operacional
0	-	0,00	R\$ 84.817,43	-R\$ 84.817,43
1	4.515,00	8819,60	R\$ 1.272,26	R\$ 7.547,34
2	4.379,55	8555,01	R\$ 1.272,26	R\$ 7.282,75
3	4.345,39	8488,28	R\$ 1.272,26	R\$ 7.216,02
4	4.311,50	8422,08	R\$ 47.637,46	-R\$ 39.215,39
5	4.277,87	8356,38	R\$ 1.272,26	R\$ 7.084,12
6	4.244,50	8291,20	R\$ 1.272,26	R\$ 7.018,94
7	4.211,39	8226,53	R\$ 1.272,26	R\$ 6.954,27
8	4.178,54	8162,36	R\$ 47.637,46	-R\$ 39.475,10
9	4.145,95	8098,70	R\$ 1.272,26	R\$ 6.826,44
10	4.113,61	8035,53	R\$ 1.272,26	R\$ 6.763,27
11	4.081,53	7972,85	R\$ 1.272,26	R\$ 6.700,59
12	4.049,69	7910,66	R\$ 47.637,46	-R\$ 39.726,80
13	4.018,10	7848,96	R\$ 1.272,26	R\$ 6.576,70
14	3.986,76	7787,74	R\$ 1.272,26	R\$ 6.515,48
15	3.955,66	7726,99	R\$ 14.772,26	-R\$ 7.045,27
16	3.924,81	7666,72	R\$ 47.637,46	-R\$ 39.970,74
17	3.894,20	7606,92	R\$ 1.272,26	R\$ 6.334,66
18	3.863,82	7547,59	R\$ 1.272,26	R\$ 6.275,33

Tabela 5: Fluxo operacional do projeto utilizando baterias chumbo-ácido

conclusão

19	3.833,68	7488,72	R\$ 1.272,26	R\$ 6.216,46
20	3.803,78	7430,31	R\$ 47.637,46	-R\$ 40.207,16
21	3.774,11	7372,35	R\$ 1.272,26	R\$ 6.100,09
22	3.744,67	7314,84	R\$ 1.272,26	R\$ 6.042,58
23	3.715,46	7257,79	R\$ 1.272,26	R\$ 5.985,53
24	3.686,48	7201,18	R\$ 47.637,46	-R\$ 40.436,28
25	3.657,73	7145,01	R\$ 1.272,26	R\$ 5.872,75

Fonte: Autores (2022)

Da tabela 5, calculou-se o valor presente dos fluxos operacionais à taxa de desconto de 6,2% adotada. O resultado é apresentado na tabela 6:

Tabela 6: Valor presente do fluxo operacional do projeto utilizando baterias chumbo-ácido

Ano Índice	Fluxo Operacional	Fluxo Operacional Descontado
0	-	-
1	R\$ 7.547,34	R\$ 7.106,72
2	R\$ 7.282,75	R\$ 6.457,23
3	R\$ 7.216,02	R\$ 6.024,54
4	-R\$ 39.215,39	-R\$ 30.828,93
5	R\$ 7.084,12	R\$ 5.244,01
6	R\$ 7.018,94	R\$ 4.892,43
7	R\$ 6.954,27	R\$ 4.564,36
8	-R\$ 39.475,10	-R\$ 24.396,48
9	R\$ 6.826,44	R\$ 3.972,59
10	R\$ 6.763,27	R\$ 3.706,05
11	R\$ 6.700,59	R\$ 3.457,35
12	-R\$ 39.726,80	-R\$ 19.301,43
13	R\$ 6.576,70	R\$ 3.008,77
14	R\$ 6.515,48	R\$ 2.806,75
15	-R\$ 7.045,27	-R\$ 2.857,79
16	-R\$ 39.970,74	-R\$ 15.266,87
17	R\$ 6.334,66	R\$ 2.278,28
18	R\$ 6.275,33	R\$ 2.125,18
19	R\$ 6.216,46	R\$ 1.982,34
20	-R\$ 40.207,16	-R\$ 12.072,94
21	R\$ 6.100,09	R\$ 1.724,73

Tabela 6: Valor presente do fluxo operacional do projeto utilizando baterias chumbo-ácido

conclusão

22	R\$ 6.042,58	R\$ 1.608,73
23	R\$ 5.985,53	R\$ 1.500,51
24	-R\$ 40.436,28	-R\$ 9.545,15
25	R\$ 5.872,75	R\$ 1.305,35
SOMATÓRIO		-R\$ 50.503,66

Fonte: Autores (2022)

Subtraindo o valor do investimento inicial do somatório dos fluxos descontados, tem-se o valor presente líquido do fluxo operacional do projeto, conforme equação 26:

$$VPL = -R\$ 50.503,66 - 84.817,43 = -R\$ 135.321,09 \quad (26a)$$

Dado que o VPL é negativo, já se sabe que o *payback* do projeto não será atingido e, portanto o projeto deve ser rejeitado.

4.4 Retorno financeiro do projeto utilizando baterias do modelo lítio

Os mesmos critérios adotados no cenário anterior são utilizados na análise do investimento do cenário em que é adotado o banco de baterias de lítio. Com exceção do período de substituição do banco de baterias, a cada 10 anos de acordo com o fabricante, as premissas para a correção monetária dos valores de retorno e de custo são todas mantidas: tarifa de energia no valor de R\$ 1,9534 no ano índice 0, custos de manutenção de 1,5% desse custo total, e taxa de desconto de 6,2%.

A Tabela 7 mostra o fluxo operacional do projeto para o cenário acima mencionado:

Tabela 7: Fluxo operacional do projeto utilizando baterias de lítio				
Ano Índice	Energia Gerada (kWh)	Retorno (R\$)	Custos	Fluxo Operacional
0	-	0,00	R\$ 146.210,40	-R\$ 146.210,40
1	4.452,47	8697,45	R\$ 2.193,16	R\$ 6.504,30
2	4.417,74	8629,61	R\$ 2.193,16	R\$ 6.436,46
3	4.383,28	8562,30	R\$ 2.193,16	R\$ 6.369,15
4	4.349,09	8495,52	R\$ 2.193,16	R\$ 6.302,36
5	4.315,17	8429,25	R\$ 2.193,16	R\$ 6.236,10
6	4.281,51	8363,50	R\$ 2.193,16	R\$ 6.170,35
7	4.248,12	8298,27	R\$ 2.193,16	R\$ 6.105,11
8	4.214,98	8233,54	R\$ 2.193,16	R\$ 6.040,39
9	4.182,10	8169,32	R\$ 2.193,16	R\$ 5.976,17
10	4.149,48	8105,60	R\$ 112.193,16	-R\$ 104.087,56
11	4.117,12	8042,38	R\$ 2.193,16	R\$ 5.849,22
12	4.085,00	7979,65	R\$ 2.193,16	R\$ 5.786,49
13	4.053,14	7917,40	R\$ 2.193,16	R\$ 5.724,25
14	4.021,53	7855,65	R\$ 2.193,16	R\$ 5.662,49
15	3.990,16	7794,38	R\$ 15.693,16	-R\$ 7.898,78
16	3.959,04	7733,58	R\$ 2.193,16	R\$ 5.540,42
17	3.928,15	7673,26	R\$ 2.193,16	R\$ 5.480,10
18	3.897,51	7613,41	R\$ 2.193,16	R\$ 5.420,25
19	3.867,11	7554,02	R\$ 2.193,16	R\$ 5.360,87
20	3.836,95	7495,10	R\$ 112.193,16	-R\$ 104.698,06
21	3.807,02	7436,64	R\$ 2.193,16	R\$ 5.243,48
22	3.777,33	7378,63	R\$ 2.193,16	R\$ 5.185,48
23	3.747,86	7321,08	R\$ 2.193,16	R\$ 5.127,92
24	3.718,63	7263,97	R\$ 2.193,16	R\$ 5.070,82
25	3.689,63	7207,32	R\$ 2.193,16	R\$ 5.014,16

Fonte: Autores (2022)

A tabela 8 mostra os valores de fluxo operacional trazidos para valores presentes à taxa de desconto arbitrada de 6,2%:

Tabela 8: Valor presente do fluxo operacional do projeto utilizando baterias de lítio

Ano Índice	Fluxo Operacional	Fluxo Operacional Descontado
0	-	-
1	R\$ 6.504,30	R\$ 6.124,58
2	R\$ 6.436,46	R\$ 5.706,87
3	R\$ 6.369,15	R\$ 5.317,51
4	R\$ 6.302,36	R\$ 4.954,56
5	R\$ 6.236,10	R\$ 4.616,26
6	R\$ 6.170,35	R\$ 4.300,93
7	R\$ 6.105,11	R\$ 4.007,02
8	R\$ 6.040,39	R\$ 3.733,09
9	R\$ 5.976,17	R\$ 3.477,78
10	-R\$ 104.087,56	-R\$ 57.036,60
11	R\$ 5.849,22	R\$ 3.018,06
12	R\$ 5.786,49	R\$ 2.811,39
13	R\$ 5.724,25	R\$ 2.618,79
14	R\$ 5.662,49	R\$ 2.439,29
15	-R\$ 7.898,78	-R\$ 3.204,00
16	R\$ 5.540,42	R\$ 2.116,17
17	R\$ 5.480,10	R\$ 1.970,93
18	R\$ 5.420,25	R\$ 1.835,60
19	R\$ 5.360,87	R\$ 1.709,50
20	-R\$ 104.698,06	-R\$ 31.437,52
21	R\$ 5.243,48	R\$ 1.482,53
22	R\$ 5.185,48	R\$ 1.380,54
23	R\$ 5.127,92	R\$ 1.285,52
24	R\$ 5.070,82	R\$ 1.196,99
25	R\$ 5.014,16	R\$ 1.114,51
SOMATÓRIO		-R\$ 24.459,69

Fonte: Autores (2022)

Subtraindo o valor do investimento inicial do somatório dos fluxos descontados, tem-se o valor presente líquido do fluxo operacional do projeto, conforme equação 26:

$$VPL = -R\$ 24.459,69 - 146.210,40 = -R\$ 170.670,09 \quad (26b)$$

Novamente, visto o VPL negativo, vê-se que a economia gerada não será suficiente para cobrir o investimento inicial do projeto, tendo esse portanto que ser rejeitado.

5 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este trabalho expôs as etapas do estudo necessário para se implementar uma usina fotovoltaica acoplada a um banco de baterias em um prédio comercial. Apesar das tecnologias de armazenamento de energia já existir há muito tempo, o seu uso para armazenar energia proveniente de sistemas fotovoltaicos é recente, e sua implementação em tais sistemas traz vantagens e desvantagens.

O uso de baterias traz uma certa independência da rede elétrica, uma vez que a energia extra produzida pelos painéis pode ser armazenada ao invés de ser enviada para a rede. Isso representa uma grande vantagem para o consumo no horário de ponta, no período noturno, em que os painéis não estão gerando energia elétrica, evitando-se consumir a energia da rede que tem uma maior tarifação nesse período.

Além da função de amortizar a fatura de energia, o sistema pode servir também como um Nobreak em casos de falta no fornecimento da concessionária e evitando o consumo de energia vindo da rede, representando uma redução na emissão de gases responsáveis pelo efeito estufa.

Apesar das vantagens descritas acima, a análise do retorno financeiro se mostra bastante desfavorável, principalmente devido ao seu custo elevado. No orçamento do projeto o custo das baterias necessárias representava um valor superior a 50% do total do projeto. E ao contrário de sistemas fotovoltaicos *on-grid* sem armazenamento, em um sistema com baterias, estes componentes são os mais caros do projeto, mostrando incapacidade de gerar retorno financeiro no período da vida útil dos painéis solares devido a troca do banco de baterias exigida a cada quatro anos. A título de comparação, fazendo uma análise rápida do retorno financeiro do sistema implementado no cenário 1, porém excluindo o banco de baterias e mantendo todos os componentes orçados para o projeto e demais premissas monetárias estabelecidas, vê-se que da falta da exigência de se trocar o banco de baterias a cada 4 anos decorre um fluxo operacional descontado com valores apenas positivos, conforme mostrado na Tabela 9:

Tabela 9: Cálculo de retorno financeiro do projeto sem o banco de baterias

Ano Índice	Energia Gerada (kWh)	Retorno (R\$)	Custos	Fluxo Operacional	Fluxo Operacional Descontado
0	0	0,00	R\$ 37.921,35	-R\$ 37.921,35	-
1	4.515,00	8819,60	R\$ 568,82	R\$ 8.250,78	R\$ 7.769,10

continua

Tabela 9: Cálculo de retorno financeiro do projeto sem o banco de baterias

					conclusão
2	4.379,55	8555,01	R\$ 568,82	R\$ 7.986,19	R\$ 7.080,94
3	4.345,39	8488,28	R\$ 568,82	R\$ 7.919,46	R\$ 6.611,84
4	4.311,50	8422,08	R\$ 568,82	R\$ 7.853,26	R\$ 6.173,79
5	4.277,87	8356,38	R\$ 568,82	R\$ 7.787,56	R\$ 5.764,73
6	4.244,50	8291,20	R\$ 568,82	R\$ 7.722,38	R\$ 5.382,75
7	4.211,39	8226,53	R\$ 568,82	R\$ 7.657,71	R\$ 5.026,06
8	4.178,54	8162,36	R\$ 568,82	R\$ 7.593,54	R\$ 4.692,98
9	4.145,95	8098,70	R\$ 568,82	R\$ 7.529,88	R\$ 4.381,95
10	4.113,61	8035,53	R\$ 568,82	R\$ 7.466,71	R\$ 4.091,51
11	4.081,53	7972,85	R\$ 568,82	R\$ 7.404,03	R\$ 3.820,31
12	4.049,69	7910,66	R\$ 568,82	R\$ 7.341,84	R\$ 3.567,06
13	4.018,10	7848,96	R\$ 568,82	R\$ 7.280,14	R\$ 3.330,59
14	3.986,76	7787,74	R\$ 568,82	R\$ 7.218,92	R\$ 3.109,77
15	3.955,66	7726,99	R\$ 568,82	R\$ 7.158,17	R\$ 2.903,58
16	3.924,81	7666,72	R\$ 568,82	R\$ 7.097,90	R\$ 2.711,05
17	3.894,20	7606,92	R\$ 568,82	R\$ 7.038,10	R\$ 2.531,27
18	3.863,82	7547,59	R\$ 568,82	R\$ 6.978,77	R\$ 2.363,40
19	3.833,68	7488,72	R\$ 568,82	R\$ 6.919,90	R\$ 2.206,65
20	3.803,78	7430,31	R\$ 568,82	R\$ 6.861,49	R\$ 2.060,29
21	3.774,11	7372,35	R\$ 568,82	R\$ 6.803,53	R\$ 1.923,62
22	3.744,67	7314,84	R\$ 568,82	R\$ 6.746,02	R\$ 1.796,01
23	3.715,46	7257,79	R\$ 568,82	R\$ 6.688,97	R\$ 1.676,85
24	3.686,48	7201,18	R\$ 568,82	R\$ 6.632,36	R\$ 1.565,60
25	3.657,73	7145,01	R\$ 568,82	R\$ 6.576,19	R\$ 1.461,71
				TOTAL	R\$ 94.003,41

Fonte: Autores, 2022

Dado a soma dos fluxos de caixa operacional descontados e o valor do investimento inicial, tem-se:

$$VPL = R\$ 94.003,41 - 37.921,35 = R\$ 56.082,06 \quad (26c)$$

O valor permanente líquido, transcorridos 25 anos, indica um aumento de riqueza de R\$ 56.082,06 além da remuneração do capital investido, justificando a tomada da decisão pela instalação do projeto.

Ainda pela tabela 9, vê-se que até o ano 5 já se recupera R\$ 33.400,39,

restando R\$ 4.520,96 para zerar o capital investido. Dividindo esse valor pelo fluxo de caixa operacional do ano 6, de R\$ 5.382,75, tem-se que restam 0,84 anos, além dos 5 anos completos, para que o investimento inicial se pague. Tem-se então que, para esse cenário, o projeto tem um *payback* de 5,84 anos.

Além de o banco de baterias não se mostrar satisfatório devido ao seu custo, sua instalação representa o acréscimo de uma complexidade maior ao sistema de geração fotovoltaica, o que representa uma maior chance de alguma falha, seja na instalação ou funcionamento. Ademais, enquanto painéis solares tem uma fácil manutenção, as baterias requerem um cuidado periódico mais atencioso, verificando sempre a limpeza dos terminais, níveis de água etc.

6 REFERÊNCIAS

ABSOLAR/ANEEL, **PARANÁ É O QUARTO ESTADO BRASILEIRO COM MAIOR POTÊNCIA EM ENERGIA SOLAR NA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. DISPONÍVEL EM: [HTTPS:WWW.ABSOLAR.ORG.BR/NOTICIA/PARANA-E-O-QUARTO-ESTADO-BRASILEIRO-COM-MAIOR-POTENCIA-EM-ENERGIA-SOLAR-NA-GERACAO-DISTRIBUIDA/](https://www.absolar.org.br/noticia/parana-e-o-quarto-estado-brasileiro-com-maior-potencia-em-energia-solar-na-geracao-distribuida/). ACESSO EM: 14 DE MAIO DE 2021.

ACESSO CONFIÁVEL, SUSTENTÁVEL, MODERNO E A PREÇO ACESSÍVEL À ENERGIA PARA TODOS. Brasília: Ipea, 2019. Disponível em: https://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/livros/livros/190502_cadernos_ODS_objetivo_7.pdf. Acesso em: 13 de outubro de 2020.

Agência Câmara de Notícias – **Lei institui marco legal da micro e minigeração de energia**. Disponível em: <https://www.camara.leg.br/noticias/843782-lei-institui-marco-legal-da-micro-e-minigeracao-de-energia/>. Acesso em: 25 de outubro de 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 414, DE 9 DE SETEMBRO DE 2010, ANEEL**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>. Acesso em: 13 de outubro de 2020.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482/2012**. DE 17 DE ABRIL DE 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA nº 687/2015**. DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **PRORET, Modulo 8.1**. REN nº 813/2018.

ALVARENGA, C. A. **Como dimensionar um gerador fotovoltaico com baterias**- Engenharia Solenerg. Disponível em: <https://www.solenerg.com.br/files/Como-dimensionar-um-gerador-fotovoltaico-com-baterias.pdf>. Acesso em: 14 de maio de 2021.

ANEEL, **Painel interativo da ANEEL de geração distribuída**. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrljoiZjM4NjM0OWYtN2lwZS00YjViLTlIMjltN2E5MzBkN2ZlMzVklwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOjR9>. Acesso em 13 de outubro de 2020.

ARAÚJO, A. J. N.; BUENO, T. B. A.; RANK, N. I. **“Análise dos fatores de perdas nos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede Elétrica em Curitiba”**. 85 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica), Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Curitiba, 2016.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 11704**: Sistemas Fotovoltaicos, Classificação. Rio de Janeiro: ABNT, 2008.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16612**: Cabos de potência para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: ABNT, 2020.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 16690**: Instalações elétricas de arranjos fotovoltaicos. Rio de Janeiro: ABNT, 2019.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 5419**: Proteção contra descargas atmosféricas. Rio de Janeiro, 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 11704**. Classificação de sistemas fotovoltaicos, 2019.

ATLAS SOLAR DO PARANÁ. **Mapa interativo**. Disponível em: atlassolarparana.com. Acesso em 20/05/2022.

BARBOSA, E. M. de S; SILVA, D. O. MELO, R. O. **Sistema fotovoltaico conectado à rede com baterias: Sistema UFPE-BRASIL**. Revista Avances en Energías Renovables y Medio Ambiente. Volume XII, (p. 77-83), 2007.

BEN - **Balanco Energético Nacional - Relatório Síntese ano base 2019**. 2020. Disponível em:

https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-479/topico-521/Relato%CC%81rio%20Si%CC%81ntese%20BEN%202020-ab%202019_Final.pdf. Acesso em: 13 de outubro de 2020.

BRASIL. **Ministério** de Minas e Energia. Boletim mensal de monitoramento do sistema elétrico brasileiro. Brasília: MME, 2019.

BRASIL. **Lei n. 10833/03, de 29 de dezembro de 2003**. Altera a Legislação Tributária Federal e dá outras providências. Brasília: Casa Civil, 2003. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/2003/L10.833.htm. Acesso em: 28/11/2022.

BRASIL. **Lei n. 10637/02, de 30 de dezembro de 2002**. Dispõe sobre a não-cumulatividade na cobrança da contribuição para os Programas de Integração Social (PIS) e de Formação do Patrimônio do Servidor Público (Pasep), nos casos que especifica; sobre o pagamento e o parcelamento de débitos tributários federais, a compensação de créditos fiscais, a declaração de inaptidão de inscrição de pessoas

jurídicas, a legislação aduaneira, e dá outras providências. Brasília: Casa Civil, 2002. Disponível em:
http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L9610.htm. Acesso em: 28/11/2022.

BRITO, S. de S. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica**. Grupo de Trabalho de energia solar. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. Rio de Janeiro: CRESESB, 2004. p.17 – 30, p 141 – 164.

CEMIG. **Cartilha mini geração distribuída**. Disponível em:
<https://novoportal.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/08/cartilhaA4.pdf>. Acesso em 26 de outubro de 2020.

COPEL, **NTC905200: Acesso de micro e minigeração distribuídas**. Paraná, 2014.

COPETTI, J. B.; MACAGNAN, M. H. **Baterias em sistemas solares fotovoltaicos**. In: Congresso Brasileiro de Energia Solar, I. 2007, Fortaleza.

COSTA, A. M. G. da C.; LOPES, B. M.; UTURBEY, W. **Mapeamento do potencial de geração solar fotovoltaica no brasil – uma abordagem preliminar**. Revista Brasileira de Energia Solar. Ano 9, volume IX, (p. 30-40), julho, 2018

CRESESB-CEPEL. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**, 2014. Disponível em:
http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf. Acesso em: 19, setembro de 2021.

CRESESB. **Potencial solar - SunData v 3.0**. Disponível em:
<http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>. Acesso em: 25/10/2021.

CPFL - RGE. **Energias sustentáveis**. Disponível em:
[https://www.rge-rs.com.br/energias-sustentaveis/sites-tematicos/smart-grid/Paginas/default.aspx#:~:text=Smart%20grids%2C%20ou%20%E2%80%9Credes%20inteligentes,substancialmente%20a%20sua%20efici%C3%Aancia%20operacio nal](https://www.rge-rs.com.br/energias-sustentaveis/sites-tematicos/smart-grid/Paginas/default.aspx#:~:text=Smart%20grids%2C%20ou%20%E2%80%9Credes%20inteligentes,substancialmente%20a%20sua%20efici%C3%Aancia%20operacio nal.). Acesso em 10 de maio de 2021.

ESCOBEDO, J. F.; DAL P. E. **Estimativa da radiação atmosférica em função dos índices radiométricos Kt e Kd para Botucatu-SP**. Energia na agricultura, Botucatu, vol.30, n.2, p. 172-179, abril-junho, 2015.

FREEDOM, **Catálogo técnico bateria estacionária**. Sorocaba -SP, 2019. Disponível em: https://www.solarbrasil.com.br/wp-content/uploads/2019/09/Datasheet_Baterias_Freedom.pdf. Acesso em: 28/11/2022.

GITMAN, L. J. **Princípios da administração financeira**. 12 ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010.

Infosolaris- **diferença entre módulo monocristalino e policristalino**. disponível em: <https://infosolaris.com.br/2018/05/voce-sabe-a-diferenca-entre-modulos-monocristalinos-e-policristalinos/>. Acesso em: 14 de maio de 2021.

IPEA – INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Agenda 2030**. Brasília: Ipea, 2018. Disponível em: <https://goo.gl/3JRQWH>. Acesso em: 13 de outubro de 2020.

IBGE - INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA.

Calculadora do IPCA, 2021. DISPONÍVEL EM:

<https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>. ACESSO EM:
11 DE NOVEMBRO DE 2021.

LANGE, W. J. **Metodologia de mapeamento da área potencial de telhados de edificações residenciais no Brasil para fins de aproveitamento energético fotovoltaico**. Disponível em:

https://www.researchgate.net/profile/Wolfram-Lange-2/publication/269395913_Metodologia_de_mapeamento_da_area_potencial_de_telhados_de_edificacoes_residenciais_no_Brasil_para_fins_de_aproveitamento_energetico_fotovoltaico/links/5995e2c7a6fdcc35c6bfebcf/Metodologia-de-mapeamento-da-area-potencial-de-telhados-de-edificacoes-residenciais-no-Brasil-para-fins-de-aproveitamento-energetico-fotovoltaico.pdf. Acesso em: 07 abr. 2021.

LEMES JÚNIOR, A. B.; RIGO, C. M.; CHEROBIM, A. P. M. S. **Administração financeira: princípios, fundamentos e práticas brasileiras aplicações e casos nacionais**. 3. ed. Rio de Janeiro: Elsevier, 2010.

LIMA, B. G.; HACK, R. R; AVENCA, R. B. **Comparação dos níveis de Irradiação apresentados por diferentes fontes de dados no estado do paraná e determinação do potencial de geração de energia elétrica por fonte fotovoltaica em Curitiba**. Curitiba: UTFPR – DIBIB, 2015.

MELLO, L. B. O.; PENICHE, F. F. PASS, G. T. **Análise de dados de radiação solar na região de Curitiba para aproveitamento energético**, 2016.

Miranda, F. S.; Machado, C. T. **Energia solar fotovoltaica: uma breve revisão**. Rev. Virtual Quim., 2015, 7 (1), 126-143. Data de publicação na Web: 14 de outubro de 2014.

PARRA, D.; PATEL, M. K. **Effect of tariffs on the performance and economic benefits of PV-coupled battery systems**. Applied Energy, 2016. Elsevier. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261915014877>. Acesso em: 10 abr. 2022.

PEREIRA, E. B.; TIEPOLO, G. M.; JUNIOR, J. U.; PEREIRA, S. V.; GONÇALVES, A. R.; DE LIMA, F. J. L.; COSTA, R. S.; ALVES, A. R. **Atlas de energia solar do estado do Paraná**. Curitiba: UTFPR, 2017.

PVSOL: **Software para integrador solar**. PV*SOL Premium®. Alemanha: Valentin Software GmbH, 2022. Acesso em 25/10/2022.

PVSYST: **Um pacote completo para estudo dos seus sistemas fotovoltaicos**. Geneva Suíça : Pvsyst SA, 2022. Acesso em 15/06/2022.

RUTHER, R. **Edifícios solares fotovoltaicos**. Disponível em:

<https://fotovoltaica.ufsc.br/sistemas/livros/livro-edificios-solares-fotovoltaicos.pdf>.

Acesso em: 26 de outubro de 2020.

SOLAR FRONTIER. **Did you know. . . ? LID – another abbreviation you should know – and why Solar Frontier CIS technology comes up trumps here too**. 2014.

Disponível em: <https://www.solar-frontier.eu/en/cis-technology>

VERA, L. H. **Análise do impacto do comportamento de baterias em sistemas fotovoltaicos autônomos**. (Pós-graduação em Engenharia Mecânica) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2009.

VIRIDIAN, Ecotecnologia. **Sistemas híbridos**. Disponível em:

<http://gridsolaris.com.br/portal/servicos-2/sistema-hibrido/> . Acesso em: 26 de outubro de 2020.

VIVACITY, **Smart grid ready to go**. Disponível em:

<http://www.vivacity.com.br/produtosDetalhes.asp?id=913&link=LeXsolar%20-%20Smart%20Grid%20Ready%20to%20Go&subCat=400&idCat=287> . acesso em 14 de maio de 2021.

TIEPOLO, G.; URBANETZ, J.; CANGIOLIERI, O. **Inserção da energia fotovoltaica na matriz elétrica do estado do paraná: análise do potencial produtivo**. Revista SODEBRAS, Volume 8, n  87, Edi o Março, ISSN 1809-3957, 2013.

TIEPOLO, G. M. et al. **Compara o entre o potencial de gera o fotovoltaica no estado do Paraná com a Alemanha, Itália e Espanha**. Congresso Brasileiro de Energia Solar, Recife, 31 a 03 de abril de 2014.

TIEPOLO, G. M. **Estudo do potencial de geração de energia elétrica através de sistemas fotovoltaicos conectados à rede no estado do Paraná. Tese 102 (Doutorado em Engenharia de Produção e Sistemas)** - Escola Politécnica da Pontifícia Universidade Católica do Paraná, Curitiba, 2015.

TIEPOLO, G. M.; SOUZA, M. B.; TONOLO, É. A.; YANG, R. L.; URBANETZ JUNIOR, J. **Determinação da irradiação difusa a partir da irradiação global horizontal – Estudo para a cidade de Curitiba.** TECPAR, Curitiba, 2018.