

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO PIAUÍ
CENTRO DE TECNOLOGIA E URBANISMO (CTU)
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE FINANCEIRA DO CUSTO DA INTERRUPÇÃO DE ENERGIA E
VIABILIDADE DA IMPLEMENTAÇÃO DE BACKUP POR ESTRATÉGIAS
TARIFÁRIAS EM ESTABELECIMENTOS COMERCIAIS CARACTERIZADOS
COMO MICROEMPRESAS E EMPRESAS DE PEQUENO PORTE**

Lucas Correa de Pádua e Riquelme Vieira Santos

ORIENTADOR(A): PROF. ME. BRENO AVELAR RODRIGUES DE ANDRADE

UNIVERSIDADE ESTADUAL DO PIAUÍ
CENTRO DE TECNOLOGIA E URBANISMO (CTU)
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**ANÁLISE FINANCEIRA DO CUSTO DA INTERRUPÇÃO DE ENERGIA E
VIABILIDADE DA IMPLEMENTAÇÃO DE BACKUP POR ESTRATÉGIAS
TARIFÁRIAS EM ESTABELECIMENTOS COMERCIAIS CARACTERIZADOS
COMO MICROEMPRESAS E EMPRESAS DE PEQUENO PORTE**

Lucas Correa de Pádua e Riquelme Vieira Santos

Trabalho de Conclusão do Curso de Graduação de Bacharelado em Engenharia Elétrica da Universidade Estadual do Piauí, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Me Breno Avelar Rodrigues De Andrade

Dedicamos aos amados familiares e amigos pelo apoio e palavras de incentivo. Cada conquista é também de vocês. Obrigado por acreditarem.

AGRADECIMENTOS

- ❖ Aos familiares, vocês foram alicerce inabalável e fonte inesgotável de motivação em todos os momentos, especialmente nos mais desafiadores. Amor, paciência e compreensão foram o verdadeiro motor para que pudéssemos perseverar e alcançar este objetivo.
- ❖ A todos os professores do curso, que, ao longo da jornada, compartilharam seus conhecimentos e inspiraram o nosso crescimento profissional e pessoal.
- ❖ Aos amigos e colegas de curso, com quem dividimos momentos de estudo, alegrias e superações. A jornada acadêmica se tornou mais leve e enriquecedora graças à nossa parceria e companheirismo.
- ❖ Aos colegas de trabalho, agradecemos a compreensão e o incentivo durante os períodos de dedicação integral a este projeto. O ambiente de trabalho colaborativo foi um importante suporte.

Até aqui o SENHOR Deus nos ajudou.”

1Samuel 7:12

RESUMO

Análise de viabilidade econômica de sistema de backup de energia para Microempresas e Empresas de Pequeno Porte (MPEs). O estudo foca na análise financeira dos prejuízos causados pela interrupção do fornecimento de energia elétrica (lucros cessantes). O objetivo é determinar a viabilidade da instalação de um sistema híbrido de geração fotovoltaica com banco de baterias. A metodologia inclui a criação de um perfil de consumo e faturamento para MPEs em Teresina-PI, seguido pelo dimensionamento do sistema e análise de indicadores financeiros. Além disso, explora o uso de estratégias tarifárias (Tarifa Branca e Convencional) para otimizar a injeção e o consumo de energia, buscando a menor despesa possível. Os indicadores econômicos como VPL, TIR e Payback comprovam a superioridade financeira do investimento em usinas solares, seja isoladamente ou agregada a banco de baterias. Os cenários apresentados demonstram que a usina On Grid é o menor investimento inicial; a Híbrida convencional e Tarifa Branca tem a maior segurança energética e a usina Híbrida b com Tarifa Branca tem o menor payback, além disso fica evidente que todos os cenários são excelentes investimento em comparação a um investimento livre de risco.

Palavras-chave: Sistema Híbrido, Lucros Cessantes, Tarifa branca, Bateria, Interrupção de Fornecimento de Energia Elétrica, Investimento.

ABSTRACT

Economic Feasibility Analysis of a Backup Energy System for Micro and Small Enterprises (MSEs). The study focuses on the financial analysis of losses caused by power outages (lost profits). The objective is to determine the feasibility of installing a hybrid photovoltaic generation system with a battery bank. The methodology includes creating a consumption and revenue profile for MSEs in Teresina-PI, followed by system sizing and analysis of financial indicators. Furthermore, it explores the use of tariff strategies (White and Conventional Tariffs) to optimize energy injection and consumption, seeking the lowest possible expense. Economic indicators such as NPV, IRR, and Payback demonstrate the financial superiority of investing in solar power plants, whether alone or combined with a battery bank. The scenarios presented show that an on-grid power plant requires the lowest initial investment. The conventional hybrid system with the White Tariff offers the greatest energy security, while the Hybrid B plant with the White Tariff has the shortest payback period. Furthermore, it is evident that all scenarios represent excellent investments compared to a risk-free investment.

Keywords: Hybrid System, Business Interruption, White Tariff, Battery, Power Supply Interruption, Investment.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Estrutura tarifária brasileira	16
Figura 2 - Conexões para banco de baterias	31
Figura 3 - Gráfico da irradiação solar.	36
Figura 4 - Valores em tabela da irradiação solar mensal para a cidade Teresina através do ângulo e inclinação.....	36
Figura 5 - Valores em tabela da irradiação solar mensal para a cidade Teresina através do ângulo e inclinação.....	37
Figura 6 - Destaques do ranking ABRAS 2025	47
Figura 7 - Meio de pagamento mais frequente.....	48

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Tarifas do subgrupo B	20
Tabela 2 - Porcentagem TUSD, Fio B e TE na conta.....	20
Tabela 3 - Resolução das revisões/ajustes tarifários	22
Tabela 4 - Porcentagem da TUSD anual	25
Tabela 5 - Taxa SELIC histórica.....	41
Tabela 6 - Resumo IPCA	42
Tabela 7 - Consumo médio por consumidor comercial PI (KWh/mês)	45
Tabela 8 - média, mediana e quartis para o faturamento	51
Tabela 9 - Lucros por meios pagamentos eletrônicos	52
Tabela 10 - Componente Tarifária TUSD Fio B.....	52
Tabela 11 - Valor recebido energia injetada GD II (2025)	53
Tabela 12 - Evolução % Fio B na tarifa	54
Tabela 13 - Projeção 2026 - 2035 tarifas	55
Tabela 14 - Projeção 2026 - 2035 tarifas - Crédito injeção	55
Tabela 15 - Projeção da taxa de disponibilidade da rede elétrica	56
Tabela 16 - Média mensal: do consumo total, do consumo instantâneo e do disponível	65
Tabela 17 - Projeção de demanda de corrente por dia anual	66
Tabela 18 - Projeção valores de pagamentos das tarifas com sistema híbrido.....	67
Tabela 19 - Projeção das opções de investimento com a Tarifa Branca.....	68
Tabela 20 - Projeção da injeção em horários	68
Tabela 21 - Projeção quantidade de corrente demandada nos turnos de tarifa	69
Tabela 22 - Projeção corrente fornecida pelas baterias em horários tarifários	69
Tabela 23 - Projeção do excedente de energia.....	70
Tabela 24 - Projeção corrente fornecida pelas baterias em cada um dos horários tarifários pelo sistema híbrido b.....	71
Tabela 25 - Projeção do excedente de energia para sistema híbrido b	72
Tabela 26 - Orçamento do Sistema On Grid	73
Tabela 27 - Orçamento do Sistema Híbrido	74
Tabela 28 - interrupções por unidade consumidora de cada subestações	77
Tabela 29 - Tempo total de interrupções anuais de acordo com subestação	82

Tabela 30 - Lucro cessante em 10 anos do 3° quartil	83
Tabela 31 - Lucro cessante em 10 anos do 2° quartil	84
Tabela 32 - Lucro cessante em 10 anos do 1° quartil	84
Tabela 33 - Lucro cessante de 10% do lucro em 10 anos para os 3 quartil.....	85
Tabela 34 - Lucro cessante de 15% do lucro em 10 anos para os 3 quartil.....	86
Tabela 35 - Projeção do valor das tarifas mensais para os sistemas híbridos na tarifa branca	88
Tabela 36 - Projeção do valor das tarifas mensais para o sistema híbrido b na tarifa branca	89
Tabela 37 - TMA do investimento da usina On Grid.....	90
Tabela 38 - VPL do sistema On grid	90
Tabela 39 - Fluxo de caixa do investimento On Grid.....	90
Tabela 40 - TIR do investimento da usina On Grid	91
Tabela 41 - Payback do investimento do sistema On Grid.....	91
Tabela 42 - TMA do investimento do sistema híbrido	93
Tabela 43 - VPL do sistema híbrido	93
Tabela 44 - TIR do investimento do sistema híbrido	93
Tabela 45 - Fluxo de caixa do investimento híbrido	93
Tabela 46 - Payback do investimento do sistema híbrido	94
Tabela 47 - TMA do investimento do sistema híbrido com tarifa branca.....	95
Tabela 48 - VPL do sistema híbrido com tarifa branca.....	96
Tabela 49 - TIR do investimento do sistema híbrido com tarifa branca.....	96
Tabela 50 - Fluxo de caixa do investimento sistema híbrido com tarifa branca	96
Tabela 51 - Payback do investimento do sistema híbrido com tarifa branca.....	97
Tabela 52 - TMA do investimento do sistema híbrido b com tarifa branca.....	98
Tabela 53 - VPL do sistema híbrido b com tarifa branca.....	98
Tabela 54 - TIR do investimento do sistema híbrido b com tarifa branca.....	99
Tabela 55 - Fluxo de caixa do investimento sistema híbrido b com tarifa branca	99
Tabela 56 - Payback do investimento do sistema híbrido b com tarifa branca.....	99
Tabela 57 - Comparação de resultados dos sistemas	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRAS – Associação Brasileira de Supermercado;

ACL – Ambiente de Contratação Livre;

ACR – Ambiente de Contratação Regulada;

AH – Ampères-Hora;

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica;

CA – Corrente Alternada;

CAA – Custo Anual dos Ativos;

CAOM – Custo de Administração, Operação e Manutenção;

CC – Corrente Contínua;

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético;

CEPISA – Companhia Energética do Piauí;

CFURH – Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos;

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética;

CRESESB – Centro De Referência Para As Energias Solar E Eólicas Sérgio De S. Brito;

CUSD – Contrato de Uso do Sistema de Distribuição;

DIC – Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora;

EER – Encargo de Energia de Reserva;

ERAC – Esquema Regional de Alívio de Carga;

ESS – Encargos de Serviços de Sistema;

FCA – Fator de Correção de Agrupamento;

FCT – Fator de Correção de Temperatura;

FDI – Fator de Dimensionamento de Inversores;

FIC – Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora;

GD – Geração Distribuída;

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística;

ISE – Interrupção em Situação de Emergência;

MPPT – Maximum Power Point Tracker (Rastreador de Ponto de Potência Máxima);

NBR – Norma Brasileira Registrada;

NOCT – *Nominal Operating Cell Temperature* (Temperatura Nominal de Operação da Célula).

NPC – Custo Presente Líquido;

O&M – Operação e Manutenção;

ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico;

P&D EE – Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética;

PEE – Programa de Eficiência Energética;

PERS – Programa de Energia Renovável Social;

PI – Piauí;

PRODIST – Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional;

PROINFA – Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;

PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária;

PWM – *Pulse Width Modulation* (Modulação por Largura de Pulso);

R\$/MWh – Reais por Megawatt Hora;

ROI – Retorno sobre o Investimento;

SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica;

SEBRAE – Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas;

SFV – Sistema Fotovoltaico;

SOC – state of charge (Estado de Carga);

STJ – Superior Tribunal de Justiça;

SUI – Suprimento de Última Instância;

TE – Tarifa de Energia;

TFSEE – Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica;

TIR – Taxa Interna de Retorno;

TMA – Taxa Mínima de Atratividade;

TMT – Tempo Máximo Tolerado;

TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição;

VPL – Valor Presente Líquido;

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	13
1.1 Justificativa	13
1.2 Objetivos	15
1.2.1 Objetivos gerais	15
1.2.2 Objetivo específicos	16
CAPÍTULO 2 - REFERENCIAL TEÓRICO	13
2.1 Conceitos Jurídicos	13
2.1.1 Microempresa e Empresa de Pequeno Porte	13
2.1.2 Lucros Cessantes	14
2.2 O mercado de energia elétrica no brasil	15
2.2.1 Estrutura Tarifária da Energia Elétrica	15
2.2.2 Lei nº 14.300/2022: Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída	23
2.3 Elementos/Componente das Usinas Solares Fotovoltaicas	27
2.3.1 Módulos Solares Fotovoltaicas	27
2.3.2 Inversores de frequência	28
2.3.3 Baterias	29
2.3.3.1 Bancos de Baterias	30
2.4 Tipo de Usinas Solares Fotovoltaicas	32
2.4.1 Sistemas Fotovoltaicos ligado à rede (On-Grid)	32
2.4.2 Sistemas Fotovoltaicos Isolados (Off-Grid)	33
2.4.3 Híbrido e Fator de Simultaneidade	33
2.5 Dimensionamento	34
2.5.1 Consumo	35
2.5.2 Irradiação	35
2.5.3 Módulo fotovoltaico	37
2.5.4 Inversor	38
2.5.5 Bateria	39
2.6 Indicadores de viabilidade econômica	40
2.6.1 Taxa mínima de Atratividade (TMA)	41
2.6.2 Valor Presente Líquido (VPL)	42
2.6.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)	43

2.6.4 Payback (Tempo de Retorno do Investimento).....	44
2.7 Perfil de consumo e Faturamento	45
2.8 Meios de pagamento	46
CAPÍTULO 3 - METODOLOGIA.....	49
3.1 Sistemas de backup e injeção de energia em horário de Pico	49
3.2 Perfil de consumo.....	50
3.3 Faturamento e lucro	50
3.4 Projeção das tarifas de energia no tempo	52
3.5 Análise De Interrupção De Fornecimento De Energia Elétrica Teresina - PI.	56
3.5.1 Origem e tratamento de dados	56
3.5.2 Interpretação dos dados de interrupções de energia elétrica	57
3.5.3 Consumo instantâneo	60
3.6 Dimensionamento do sistema	62
3.6.1 Placas fotovoltaicas	63
3.6.2 Inversor.....	63
3.6.3 Banco de baterias:	64
3.7 Projeção da economia com Tarifa Branca e sistema híbridos.....	65
3.8 Cálculo dos indicadores de viabilidade	72
3.9 Custos de implementação do sistema.....	73
CAPÍTULO 4 - RESULTADO E DISCUSSÃO	76
4.1 Das interrupções de Energia Elétrica	76
4.1.1 Lucro cessante em dez anos	82
4.1.2 Preço mensal das tarifas por ano	88
4.2 Análise de viabilidade econômica dos cenários apresentados.....	89
4.2.1 Usina solar On Grid convencional.....	90
4.2.2 Usina solar Híbrida convencional.....	92
4.2.3 Usina solar Híbrida Tarifa Branca	95
4.2.4 Usina solar hibrida b tarifa branca	98
CAPÍTULO 5 - CONCLUSÃO	103
5.1 SUGESTÕES TRABALHOS FUTUROS	104
CAPÍTULO 6 - ANEXOS.....	113

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

1.1 Justificativa

O setor elétrico brasileiro, essencial para a economia e a qualidade de vida, está em constante evolução, impulsionado por mudanças regulatórias e pela crescente busca por eficiência e segurança no fornecimento de energia. A confiabilidade do sistema é uma preocupação crítica, especialmente para estabelecimentos comerciais, onde a interrupção do suprimento acarreta perdas financeiras diretas, conhecidas como lucros cessantes.

A interrupção no fornecimento de energia elétrica gera consequências econômicas desastrosas, sobretudo para as Microempresas e Empresas de Pequeno Porte (MPEs), que possuem menor capacidade de absorver choques operacionais. O custo da interrupção, que se manifesta na perda de produtividade, danos a equipamentos e à cadeia de suprimentos, deve ser tratado como um risco financeiro mensurável na análise de viabilidade.

Notícias do site oficial da Equatorial Piauí, concessionária responsável pelo fornecimento de energia, enumeram as causas das interrupções no fornecimento de energia elétrica: o abalroamento de postes por veículos é uma das causas da falta de energia elétrica; as queimadas nas proximidades das redes de transmissão que as danificam é outra causa bastante relevante. (EQUATORIAL, 2025).

Com fito de quantificar a falta de energia, foram extraídos dados do site "Interrupções de Energia Elétrica nas Redes de Distribuição" da ANEEL, para mensurar com maior precisão a quantidade de interrupções verificadas na rede elétrica sob responsabilidade da concessionária Equatorial-PI no ano de 2024: 277.754 interrupções. Na maioria dos casos, somente uma unidade consumidora ficou sem energia elétrica, porém dessas faltas 2494 atingiram mais de 5% dos consumidores ligados àquela subestação (ANEEL, 2025).

Dessa forma, depender somente da energia elétrica ofertada pela concessionária de energia não se demonstra prudente, tendo em vista a quantidade

de interrupções de energia registradas, ocasionadas por motivos diversos, como tempestades, queda de árvores, descargas elétricas atmosféricas, acidentes, alta demanda ou falhas de equipamentos, e ainda, pode ser de forma programada pela concessionária que abastece a região (MAMEDE FILHO; MAMEDE, 2020).

Por conseguinte, investir em sistemas de backup de fornecimento de energia e garantir a continuidade operacional do estabelecimento é um importante diferencial do negócio. As principais alternativas para resolver esse problema, comercialmente são a adoção de geradores a combustíveis fósseis ou a instalação de baterias, vinculadas a usinas fotovoltaicas. Conforme a conclusão do estudo a utilização de sistemas de baterias combinado com sistema fotovoltaico tem viabilidade financeira mais vantajosa, em alguns casos. (NOGUEIRA, G. B.; SALES, F. E.; BOSCHI, L. S.; AZEVEDO; 2022). Outros estudos sugerem que a adoção das usinas fotovoltaicas gera um grande lucro ao consumidor que adota essa solução, conforme os estudos de PERIN, 2022; ALMEIDA, 2024; OLIVEIRA, 2024; CARLOS, 2025.

A adoção de usina solar como fonte energética das baterias é extremamente recomendada, primeiro, pelos elevados índices de irradiação de nossa região que conforme o atlas de energia solar (INPE, 2017) tem média de irradiação de 5,49 kWh/m² por dia. Além dessa vantagem regional, temos o fato de que a evolução nos processos produtivos vem derrubando os preços dos insumos constantemente da produção solar e das baterias, a fim de exemplo o preço das células fotovoltaicas de silício que em 1975 era de cerca de 80 U\$/Wp, chegando a 5 U\$/Wp. (LAZZARIN, 2023).

Falando em integração de usinas solares e baterias, existem basicamente dois tipos delas: usinas off-grid e usinas híbridas. As primeiras são desligadas da rede elétrica da concessionária e a energia gerada em excesso é armazenada integralmente em baterias para consumo posterior. Já as usinas híbridas, são ligadas às redes de energia da concessionária, e ainda contam com baterias como sistema de backup da rede. Nesse tipo de usina, após suprir a demanda instantânea da instalação, a energia excedente produzida pode ser injetada na rede ou utilizada para o carregamento das baterias, conforme programação do inversor híbrido. (PERIN; GABE, 2022).

A injeção do excedente de energia produzida pela usina solar na rede da concessionária em horários de alto consumo pode levar ao aumento no valor dos créditos de injeção, usando tipos de tarifas com preços diversos dependendo do

horário do consumo/injeção, como se observa na Resolução Homologatória Nº 3.414/2024 da ANEEL.

Além disso, em decorrência da aprovação da Medida Provisória nº 1304, de 2025, são projetados mais benefícios para o consumidor que injetar energia na rede da concessionária em horários de pico, quando não se produz energia por meio de usinas solares. Essas injeções devem resolver Curtailment o maior problema do sistema elétrico nacional atualmente, de acordo com o Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 (EPE, 2023).

Entretanto, em estudos preliminares não encontraram fontes que incluíssem no cálculo de payback de um sistema de backup de energia elétrica os lucros cessantes em razão de interrupção do fornecimento da concessionária.

Em razão disso, o conceito de lucros cessantes, sendo importante conceituá-lo, de acordo com a SEBRAE se caracteriza por: "perda de lucro causada por uma situação que pode ser: de culpa, negligência, imperícia ou omissão de terceiros".

Para calcular os lucros cessantes é necessário conhecer o faturamento e lucro por hora dos empreendimentos objeto de estudo. Para isso, será usado o ranking de faturamento de seus membros divulgado anualmente pela Associação Brasileira de Supermercados (ABRAS). Os faturamentos apresentados no ranking serão tratados e chegaremos a um lucro aproximado médio, para ser possível usar o método proposto por Nunes et al. (2016). Sendo possível calcular o prejuízo sofrido por qualquer estabelecimento comercial pela indisponibilidade de sistemas de informação, o método proposto por eles será adaptado para calcular os lucros cessantes em estabelecimentos comerciais definidos como micro e pequenas empresas.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos gerais

O objetivo deste trabalho é realizar um estudo de viabilidade econômica de um sistema híbrido de geração fotovoltaica com banco de baterias conectado à rede, buscando evitar prejuízos financeiros decorrentes da interrupção do fornecimento de energia elétrica em conjunto com injeção do excedente de produção visando diminuição da conta de energia elétrica.

1.2.2 Objetivo específicos

Os objetivos específicos destes trabalhos são:

- a) Apresentar os tipos sistemas fotovoltaicos, integrados ou não a baterias, bem como suas características;
- b) Calcular a estimativa de demanda média dos estabelecimentos comerciais, para simular e dimensionar a energia necessária para atender um estabelecimento durante a interrupção de energia elétrica:
 - b.1) Com banco de baterias alimentadas por painéis fotovoltaicos;
 - b.1.1) Usando a tarifa convencional de energia;
 - b.1.2) Faturadas com a tarifa branca de energia elétrica;
- c) Estimar os custos envolvidos na implementação dos sistemas, a fim de comparar com os potenciais benefícios econômicos, principalmente quando associadas a baterias, determinando qual dos sistemas tem melhor retorno financeiro;
- d) Considerar a atual situação da mini e microgeração distribuída e os impactos da injeção na rede em horário sem produção solar e com alto consumo, usando o banco de baterias, evitando cortes de produção pela concessionária;
- e) Analisar indicadores financeiros, como o Custo Presente Líquido (NPC), o Retorno sobre o Investimento (ROI), o Payback Simples e Descontado, a Taxa Interna de Retorno (TIR) e lucros cessantes, em razão das interrupções do fornecimento de energia, para avaliar a viabilidade econômica do sistema proposto;.

Capítulo 2

REFERENCIAL TEÓRICO

2.1 Conceitos Jurídicos

2.1.1 Microempresa e Empresa de Pequeno Porte

A Lei Complementar nº 123/2006, que instituiu o Estatuto Nacional da Microempresa e da Empresa de Pequeno Porte. Conforme o art.3º, I e II definem microempresa, aufera, receita bruta igual ou inferior a R\$360.000,00 em um ano e empresa de pequeno porte, receita bruta superior àquele valor e igual ou inferior a R\$4.800.000,00.

A definição legal demonstra que o critério para diferenciar a micro da empresa de pequeno porte é a receita bruta, ou faturamento, que conforme a redação do art.3º da lei nº 9.718/1998: “O faturamento a que se refere o art. 2o compreende a receita bruta de que trata o art. 12 do Decreto-Lei no 1.598, de 26 de dezembro de 1977.”.

Definir outros elementos legais que de fato caracterizam uma Empresa de Pequeno Porte se torna essencial. Pelo conceito legal, além do faturamento limitado, elas deverão atender alguns requisitos: forma societária específica e registro no órgão competente.

A definição do Código Civil, Lei nº 10.406, que conceitua sociedade empresária e sociedade simples, em seu art. 982: “Salvo as exceções expressas, considera-se empresária a sociedade que tem por objeto o exercício de atividade própria de empresário sujeito a registro (art. 967); e, simples, as demais.”

O art.967 estatui que será obrigatório a inscrição antes do início das atividades da empresa. O conceito de empresa individual de responsabilidade limitada é estabelecido no art. 981:” Celebram contrato de sociedade as pessoas que reciprocamente se obrigam a contribuir, com bens ou serviços, para o exercício de atividade econômica e a partilha, entre si, dos resultados”.

Já segundo requisito, o registro, seja no Registro de Empresas Mercantis ou no Registro Civil de Pessoas Jurídicas, não têm grande complexidade. Conforme as

leis notórias a repartição em que a Pessoa Jurídica deve ser registrada depende de sua finalidade de criação, conforme estabelecido no art.1.150 do citado código legal.

Dessa forma, para se caracterizar Empresa de Pequeno Porte a empresa deve ser inscrita no Registro Público de Empresas Mercantis e possuir como atividade a produção ou circulação de bens ou serviços. Assim, pequenos comércios são empresas para os fins legais, pois tem como finalidade principal a circulação de bens.

2.1.2 Lucros Cessantes

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em sua resolução normativa nº 414 de 2010, atualmente revogada, definiu o que seria lucro cessantes, no inciso XLVIII do art. segundo: “lucros cessantes: são os lucros esperados pelo consumidor e que o mesmo deixou de obter em face de ocorrência oriunda do fornecimento de energia elétrica;”.

O Artigo 402 do Código Civil Brasileiro do Código Civil, lei 10.406/2002, estabelece que a indenização deve abranger tanto o que o estabelecimento efetivamente perdeu (dano emergente) quanto o que deixou de lucrar. (BRASIL, 2002).

Com base no diploma legal, o conceito de perdas e danos se divide em danos imediatos, o que se perdeu com um fato específico e o que razoavelmente se deixou de ganhar, os lucros cessantes.

Entretanto, esse conceito só fica claro após entender outro conceito, o de ato ilícito. Conforme o art.186 do Código Civil “Aquele que, por ação ou omissão voluntária, negligência ou imprudência, violar direito e causar dano a outrem, ainda que exclusivamente moral, comete ato ilícito”.

Além disso, o art.927 estabelece a obrigação de reparação do causador do ato ilícito que cause danos a outrem. Para exemplificar, danos imediatos são danos causados a equipamentos elétricos causados por perturbações na rede elétrica, já os lucros cessantes o que se deixou de ganhar pela empresa estar sem acesso à energia elétrica, conforme vários julgados do poder judiciário.

O judiciário brasileiro é farto de cobranças por danos morais e lucros cessantes decorrentes de interrupção de fornecimento de energia elétrica. Caso o consumidor tenha direito a indenização, a justiça exige a comprovação da relação dos lucros

cessantes com a interrupção de energia e a demonstração dos valores da redução dos lucros no momento da interrupção.

2.2 O mercado de energia elétrica no brasil

2.2.1 Estrutura Tarifária da Energia Elétrica

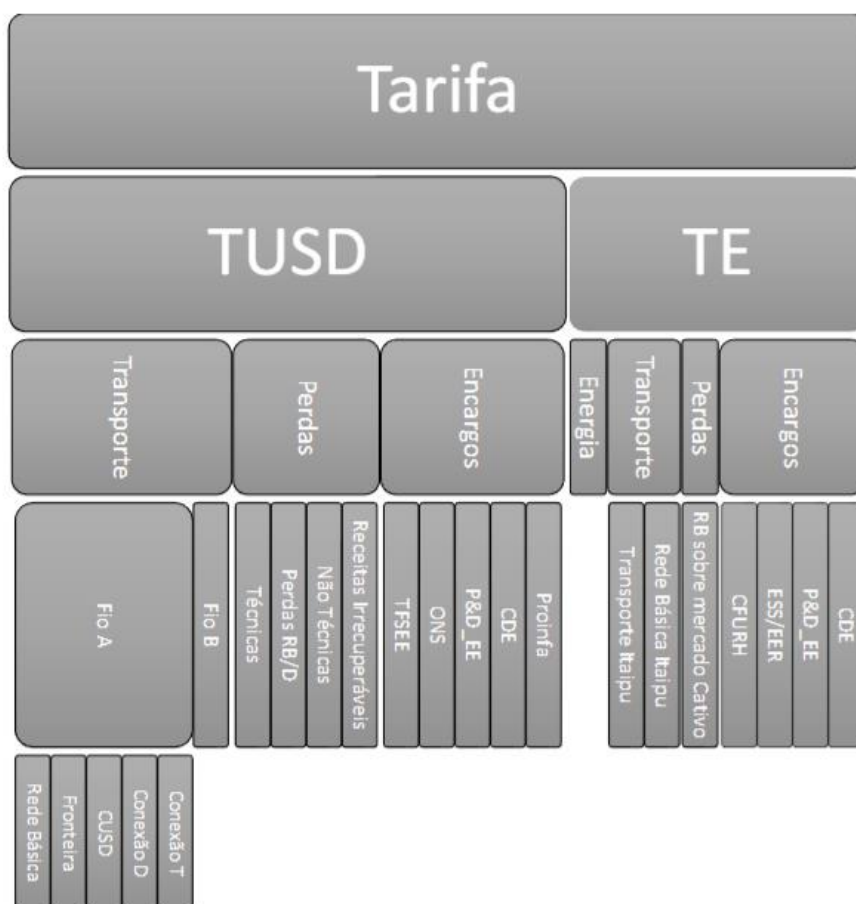
O preço da energia elétrica no Brasil é uma tarifa é definida conforme as leis Lei nº 9.427/199 e Lei nº 10.848/2004, por normas definida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como o Resolução Normativa ANEEL nº 1.003, de 1º de fevereiro de 2022 “Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição”, a Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021, por fim pela Nota Técnica nº 360/2010 da ANEEL.

A tarifa representa a remuneração por um serviço público prestado, sob regime de direito privado, pressupondo uma prestação de serviço prévia, regulada por meio de um contrato, que para fornecimento de energia elétrica para consumidor de baixa tensão, está estabelecida como anexo I da Resolução Normativa nº 1.000/2021 ANEEL. (JARDIM, 2011)

Essa mesma norma define que a tarifa de energia elétrica visa remunerar a prestação de serviços e equipamentos necessários ao consumo de energia elétrica como, distribuição, geração, encargos setoriais e tributos. Ela também divide a tarifa em dois grandes blocos, a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE), conforme a legislação.

Entretanto, por mais que tenham estruturas similares, existem vários subgrupos diferentes de estruturas tarifárias, posto e modalidade de tarifas, que levam em conta características técnicas e custos diferentes ao atender a segmentos distintos de usuários conforme é abordado na figura 1.

Figura 1 - Estrutura tarifária brasileira



Fonte: Anexo Relatório ANEEL (2018).

A tarifa se compõe de duas grandes partes que devem ser entendidas, começando pela parte mais simples, a Tarifa de Energia (TE) o valor referente ao consumo de energia, expresso em R\$/MWh (reais por megawatt hora), sendo composto por 5 elementos: TE Energia, TE Encargos, TE Transporte, TE Perdas e TE Outros, é importante conceituar um a um.

1. TE Energia: É a parte da TE que paga os custos da compra de energia pela concessionária para revendê-la ao consumidor final;
2. TE Encargos: Possui quatro componentes, Encargos de Serviços de Sistema (ESS), Encargo de Energia de Reserva (EER), P&D EE Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética, Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH), e quotas da CDE - Conta de Desenvolvimento Energético (associadas a empréstimos, modicidade tarifária e Geração Distribuída - GD).
3. TE transporte: Recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

4. TE Perdas: É a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.
5. TE Outros: Inclui subvenções e outros itens.

O bloco Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) usado para remunerar o uso do sistema de distribuição de energia elétrica e da infraestrutura do setor elétrico, com três componentes: TUSD Transporte, TUSD Encargos e TUSD Perdas.

A componente de transporte se refere ao custo pelo uso das redes e se divide em Fio A e Fio B. O primeiro se refere a custos regulatórios pelo uso de ativos de terceiros (essa regra se baseia na visão das distribuidoras de energia elétrica).

O segundo Fio B diz respeito ao custo regulatório pelo uso de ativos da própria distribuidora. A composição deste encargo não será detalhada, mas é importante deixar claro que vários componentes integram o fio B, como: Custo Anual dos Ativos (CAA) e o Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM).

Passando a TUSD Encargos essa é a componente da tarifa pelo uso da rede de Distribuição com mais componentes, para os fins deste estudo é suficiente elencar os componentes e descrever a finalidade principal de cada um unificando por questão de objetivos

1. Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) fontes de receita da ANEEL e usada para financiar o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS).
2. Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE), que funciona para pesquisa, desenvolvimento e eficiência visando modicidade das tarifas e qualidade do sistema.
3. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) é relacionado a diversas finalidades, todas buscando universalização e modicidade das tarifas.
4. Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), foi introduzido pela lei nº10.438/2002 para incentivar e aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção elétrica e participação de outros agentes no setor elétricos
5. TUSD Perdas, compensa as perdas do sistema de distribuição. As perdas são técnicas, derivados de fenômenos físicos e as não técnicas, são decorrentes de furtos de energia elétrica. Mais um componente da TUSD Perdas são as

“Perdas da rede básica”, que são as perdas por fenômenos físicos na rede que interliga o Sistema Único Nacional e integra o sistema

6. A TUSD Outros é um componente para financiar a modicidade de tarifas de consumidores atendidos por concessionárias com mercado menor que 350 GWh.

Partindo para outro ponto crucial para entender o custo das tarifas de energia elétrica do Brasil são: as modalidades de tarifas, os postos tarifários e as bandeiras tarifárias.

Postos tarifários se classificam em Ponta, Fora de ponta e Intermediário, estabelecidos para a área de concessão da Equatorial - PI por meio da Resolução Homologatória nº 3292/2023 da ANEEL.

O posto tarifário de ponta, se caracteriza por um período de 3 horas diárias e consecutivas, definidas pela distribuidora com aprovação da ANEEL, excluindo finais de semana e feriados. Na Equatorial - PI foram escolhidos para horário de ponta das 17:30 às 20:29.

O posto intermediário, se caracteriza pelo período de uma hora antes e duas horas depois ao posto de ponta, sendo intermediário anterior e o posterior, respectivamente, contrariando a regra da Resolução nº 1.000/2021 da ANEEL, art.2º, XXXVIII letra c, que estabelece somente uma hora antes e uma posterior.

Dessa forma, por consequência da escolha do horário de ponta, o intermediário anterior vai das 16:30 às 17:29 e o posterior das 20:30 às 22:29. Os demais horários são caracterizados como fora de ponta.

Quanto à modalidade tarifária, primeiro se classifica os consumidores em grupo A e B, sendo o grupo A os consumidores atendidos em alta tensão e o grupo B os consumidores atendidos em baixa tensão.

Para consumidores do grupo B, eles podem ser classificados em B1, B2, B3 e B4, conforme a Resolução Normativa ANEEL nº1.000/2021. No seu artigo 179, a resolução estipula que os consumidores enquadrados como clientes comerciais são enquadrados como subgrupo B3.

A definição das modalidades tarifárias, que são como plano em que o preço da tarifa é diferenciado com base em horários (postos tarifários) e na faixa de tensão fornecida. Para os consumidores do grupo A existem a modalidade Convencional Binômia, a tarifa Verde e a Azul, que não serão apresentadas por fugirem ao escopo

do estudo. Já para consumidores do grupo B existem as modalidades monômia e Branca

As tarifas monômia e Binômia são similares, são de tarifas únicas, a diferença é que para o grupo A (Binômia) existe a componente de demanda contratada. Para a modalidade tarifária Branca, existem diferentes tipos de tarifas, conforme o posto tarifário. A diferença crucial entre as modalidades tarifárias do grupo A e B é a tarifa de Demanda, componente exclusiva de tarifa do grupo A.

Por último, as Bandeiras Tarifárias, que são um sistema que sinaliza os custos atuais da geração de energia, adicionando um valor à TE quando as condições de geração estão menos favoráveis (bandeiras amarela ou vermelha).

As leis e resoluções da ANEEL apresentadas estabeleceram os parâmetros para cobrança dos valores da tarifa, entretanto o valor que será cobrado é definido anualmente pela ANEEL no mês de novembro do ano anterior à sua vigência.

Neste ano, os valores do R\$/kWh foram determinados pela resolução homologatória ANEEL Nº 3.414/2024, com vigência entre 02/12/2024 e 01/12/2025, são apresentados nesse estudo para consumidores do grupo B.

As bandeiras também são estabelecidas pela ANEEL e incluídas nas resoluções que tratam das tarifas para cada concessionária, na resolução de 2024 para a equatorial PI as bandeiras foram assim estabelecidas:

- Bandeira verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo;
- Bandeira amarela: condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,01885 para cada quilowatt-hora (kWh) consumidos;
- Bandeira vermelha - Patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,04463 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido.
- Bandeira vermelha - Patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,07877 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido.

As tarifas do subgrupo B, foi aprovada pela Resolução Homologatória nº 3.414/2024, foram os seguintes para o ano de 2025:

Tabela 1 - Tarifas do subgrupo B

Modalidade	Posto	Tarifas De Aplicação - ano 2025			
		TUSD (R\$/MWh)	Fio B (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	TOTAL
Branca	P	1.536,81	1.134,87	392,57	1.929,38
	INT	981,55	680,92	233,25	1.214,80
	FP	426,30	226,97	233,25	659,55
Pré-pagamento / convencional	NA	582,47	354,65	246,53	829,00

Fonte: (BRASIL, 2025)

Além disso, partes dos componentes da tarifa de energia elétrica podem ser evitados, caso a unidade consumidora integre a SCEE, sendo caracterizados como empreendimento próprio de produção independente e/ou autoprodução.

Com base nas tarifas de 2025, apresentadas nas tabelas 1, foi possível identificar a porcentagem da conta de cada uma das componentes:

Tabela 2 - Porcentagem TUSD, Fio B e TE na conta

Modalidade	Posto	Tarifas De Aplicação			
		TUSD (R\$/MWh)	Fio B (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	TOTAL
Branca	P	79,65%	58,82%	20,35%	100%
	INT	80,80%	56,05%	19,20%	100%
	FP	64,63%	34,41%	35,37%	100%
Pré-pagamento / convencional	NA	70,26%	42,78%	29,74%	100%

Fonte: (BRASIL, 2025)

Essas são as últimas tarifas a serem homologadas pela ANEEL para a Equatorial - PI, que foram o ponto de partida para projeções de tarifas para os anos seguintes, como abordado adiante.

Outra forma de diminuir a conta de energia seria a participação em Serviços Ancilares e Microrredes. Essa iniciativa, instituída pela Lei nº 14.300/2022 prevê que a distribuidora poderá contratar serviços ancilares de microgeradores e minigeradores distribuídos. Um sistema de backup pode permitir que o consumidor-gerador ofereça esses serviços, gerando uma receita adicional que pode reduzir o custo líquido de energia. Embora seja uma solução, ela não será objeto deste estudo.

O quadro a seguir apresenta as resoluções e os respectivos aumentos de tarifas autorizadas para as concessionárias de energia elétricas no estado do Piauí:

Tabela 3 - Resolução das revisões/ajustes tarifários

Ano	Motivo	Ato regulatório	Efeito
2014	Reajuste Tarifário	Resolução Homologatória nº 1.781, de 26/08/2014	31,40%
2015	Revisão Extraordinária	Resolução Homologatória nº 1.858, de 27/02/2015	3,21%
2015	Reajuste Tarifário	Resolução Homologatória nº 1.949, de 28/09/2015	5,53%
2016	Reajuste Tarifário	Resolução Homologatória nº 2.135, de 20/09/2016	0,44%
2017	Revisão Tarifária	Resolução Homologatória nº 2.305, de 26/09/2017	27,63%
2018	Reajuste Tarifário	Resolução Homologatória nº 2.490, de 27/11/2018	12,64%
2019	Revisão Tarifária	Resolução Homologatória nº 2.523/2019, de 01/09/2020	-1,45%
2019	Reajuste Tarifário	Resolução Homologatória nº 2.644/2019, de 02/09/2020	-7,16%
2020	Revisão Tarifária	Resolução Homologatória nº 2.811/2020, de 24/11/2020	3,48%
2021	Reajuste Tarifário	Resolução Homologatória nº 2.980/2021, de 30/11/21	9,59%
2022	Reajuste Tarifário	Resolução Homologatória Nº 3.146/2022, de 29/11/2022	19,30%
2023	Reajuste Tarifário	Resolução Homologatória Nº 3.292/2023, de 28/11/2023	14,70%
2024	Reajuste Tarifário	Resolução Homologatória Nº 3.414/2024, de 26/11/2024	-4,23%
		MEDIANA	5,53%
MÉDIA			8,85%

Fonte: (ANEEL, 2024)

2.2.2 Lei nº 14.300/2022: Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída

A Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, instituiu o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS).

Essa lei instituiu conceitos importantes no âmbito do mercado de energia do Brasil. Os dois primeiros foram os conceitos de Microgeração e Minigeração Distribuídas.

Microgeração se caracteriza por central geradora de energia elétrica com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts), que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis, conectada à rede de distribuição.

Minigeração a central geradora com potência instalada, em corrente alternada, maior que 75 kW (setenta e cinco quilowatts), menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para as fontes despacháveis e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para as fontes não despacháveis, conectada à rede de distribuição.

Como foi citada no parágrafo anterior é premente trazer o conceito legal de fontes despacháveis. Então a lei traz uma lista de fontes despacháveis em seu artigo 1º, IX. as definindo como fontes de central geradora que possam ser controladas de forma local ou remota e pode ser enviada ao sistema elétrico quando necessária.

Para geração fotovoltaica, a lei limita a 3 MW (três megawatts) de potência instalada, modulação o fornecimento da geração por meio do armazenamento da produção em banco de baterias, em quantidade de pelo menos 20% (vinte por cento) da capacidade de geração. É importante ressaltar um ponto do conceito, a potência instalada considerada para classificação das usinas é a potência em corrente alternada.

O titular de unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é definido pela lei como Consumidor-Gerador, que tem direito a participar do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE). Por esse sistema, *“a energia ativa injetada por unidade consumidora na rede da distribuidora é cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente compensada com o consumo ou contabilizada como crédito de energia.”*

Outro conceito essencial estabelecido pela lei é o de excedente de Energia Elétrica, sendo a diferença positiva entre a energia injetada menos a energia consumida por uma unidade geradora, participante do SCEE.

Excedente de energia não compensado no ciclo de faturamento em que foi gerado, se torna Crédito de Energia Elétrica, que ficará registrado para uso em ciclos de faturamento subsequentes, porém expirando em sessenta meses após a data de faturamento, caso isso ocorra os créditos serão revertidos em prol da modicidade tarifária.

A Lei nº 14.300/2022 também foi importante para estabelecer regras para o faturamento de energia elétrica compensada e regras de transição. Essas categorias se baseiam principalmente na data de protocolo da solicitação de ligação da central geradora à rede elétrica. Definido três grandes grupos, com regras claras de enquadramento e aos participantes de cada grupo.

Os critérios para enquadramento na segunda categoria, GDII, são excludentes, caso a unidade consumidora for participante do SCEE e não se enquadrar em GD I ou GD III ela será GD II

O primeiro grupo é o Geração Distribuída Categoria I (GD I) para se enquadrar nesse grupo a unidade consumidora deve ter protocolado a solicitação de orçamento de conexão na distribuidora em até 12 (doze) meses contados da data de publicação da lei, ou seja, até o dia 7 de janeiro de 2023.

Por terem sua conexão antes da promulgação da lei e no primeiro período de transição, esse grupo paga apenas pela energia líquida que ele usa da rede, sem incidência de tarifas de uso sobre a energia compensada. Entretanto, essa exoneração do pagamento se aplica somente até 31 de dezembro de 2045, prazo estabelecido pela lei.

Porém existem três formas de perda desse enquadramento antecipadamente: encerramento de relação contratual, exceto troca de titularidade; comprovação de irregularidade no sistema de medição, ou aumento da potência instalada cuja solicitação ocorra após 12 meses da publicação da Lei.

Na categoria GD III, estão as unidades de minigeração distribuída com potência instalada superior a 500 kW de fonte não despachável. E minigeração que se enquadrem nas modalidades de autoconsumo remoto ou geração compartilhada em que um único titular detenha 25% (vinte e cinco por cento) ou mais da participação do

excedente de energia elétrica, ou seja o que importa é tanto a potência instalada como o tipo de consumo dos créditos e se o sistema possui ou não baterias.

As regras de faturamento dessa categoria são as mais prejudiciais ao unidade consumidora, até 2028, o faturamento de energia dessas unidades considera a incidência de 100% das componentes tarifárias relativas à remuneração, depreciação e O&M (Operação e Manutenção) do serviço de distribuição; 40% das componentes tarifárias relativas ao uso dos sistemas de transmissão (Fio A) e 100% Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D_EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), componentes da TUSD.

Por último as regras da categoria GD II, o faturamento dela considera toda a energia elétrica compensada, mas sofrerá incidência de componentes tarifários da TUSD, o Fio B de forma escalonada e progressiva de 15 em 15%, conforme a tabela 4:

Tabela 4 - Porcentagem da TUSD anual

Porcentagem da TUSD	Ano de início
15%	2023
30%	2024
45%	2025
60%	2026
75%	2027
90%	2028
100%	2029

FONTE: (BRASIL, 2022)

Quanto a esses prazos, ainda existe a outra regra de transição para unidades consumidoras que solicitaram orçamento de conexão entre 8 de janeiro de 2023 e 7 de julho de 2023, só pagarão totalmente a TUSD a partir de 2031, e não no ano de 2029.

Após 2045, essas unidades da GD I também deverão se adequar a novas regras de faturamento, que provavelmente incluirão a cobrança de parcelas da TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) sobre a energia compensada, como já ocorre progressivamente para as categorias GD II.

Por outro lado, a lei estabelece que serão abatidos todos os benefícios ao sistema elétrico propiciados pelas centrais de microgeração e minigeração distribuída.

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) deve estabelecer diretrizes e a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelecer os cálculos para a valoração desses custos e benefícios, considerando todos os benefícios locacionais (geração, perdas elétricas, transmissão e distribuição). Isso sugere que, embora o consumidor-gerador pague pelo uso da rede, ele também deverá receber um reconhecimento (abatimento na fatura) pelos impactos positivos de sua geração na infraestrutura e operação do sistema.

Dessa forma, a economia na conta de energia não será mais baseada apenas na compensação líquida do volume de energia, mas levará em conta os custos de uso da rede e os encargos setoriais, deduzidos os benefícios que a GD proporciona ao sistema.

Muito embora a lei obrigasse o CNPE a publicar as diretrizes em 18 meses após a publicação da lei, elas só foram publicadas em 2024 com a Resolução nº 2/2024 do CNPE. porém ainda não ficou claro como a ANEEL calculará os benefícios da GD para o sistema elétrico nacional e quais os valores dos eventuais descontos.

Em suma, a resolução traça pontos principais para que a ANEEL desenvolva uma metodologia abrangente para calcular o impacto da GD no sistema elétrico, considerando fatores como a redução ou expansão das redes de distribuição e transmissão, efeitos locacionais, e a simultaneidade do consumo e injeção de energia. A resolução enfatiza que a Agência deve consolidar um valor líquido desses custos e benefícios para aplicação no faturamento das unidades consumidoras, garantindo a transparência e que não haja duplicidade na valoração dos efeitos sistêmicos.

E como ocorre nas tarifas os valores do excedente de energia elétrica é estabelecido pela Resolução Homologatória nº 3.414/2024, homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2024, as Tarifas de Energia – TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD da Equatorial PI para o período já citado.

É importante destacar, que todos os normativos e regras apresentadas por mais que tenham prazo de vigência longo, 2029, 2045, poderiam ser alteradas a qualquer momento, vide a publicação da MP Medida Provisória 1.300/25, em 21 de maio de 2025, que alterava o subsídio, com intenção semelhante de resolver os problemas de *curtailment*, excesso de energia produzida e injetada no sistema em horários de baixo consumo.

Entretanto, seu texto foi bastante alterado antes de ser aprovada como lei pelo Congresso Nacional, mantendo a ampliação da Tarifa Social de Energia Elétrica,

quem consome até 80 kWh e revogando mudanças drásticas para a GD, desta forma a edição dessa MP é um lembrete que a sociedade deve ser manter vigilante para garantir seus direitos.

Logo após essa MP a ANEEL editou o Ofício Nº 553-2025-GDG-ANEEL, que reforçava o direito e dever das concessionárias de realizar cortes na geração de energia em suas áreas de concessão, inclusive para MMGD, baseada nas diretrizes de priorização e montantes de corte de carga determinadas pelo ONS.

Em seguida foi editada a MP 1304/2025, Essa MP, ao contrário da anterior, trouxe várias mudanças ao setor elétrico, alterando a lógica de subsídios de produção de energia elétrica. A CDE deverá prover recursos para compensar os benefícios tarifários associados ao sistema de compensação de energia da microgeração e minigeração distribuída (Lei nº 14.300/2022). A CDE custeará temporariamente os componentes tarifários não associados ao custo da energia e não remunerados pelo consumidor-gerador, incidentes sobre a energia elétrica compensada, e esse subsídio será pago em sua maioria pelos consumidores de baixa tensão.

A principal diferença do trabalho foi o destaque trazido pela MP para a reserva de energia por meio de baterias. A MP deu destaque ao papel de armazenamento de energia, o que não ocorria em nenhuma lei anterior e assim incluiu na Lei nº 11.488/2007, lei que cria o Regime Especial de Incentivos para o Desenvolvimento da Infraestrutura - REIDI, projetos de armazenamento de energia visando a estabilidade do setor, e autoriza o poder executivo a eliminar alíquotas de imposto de importação para banco de baterias e seus componentes.

Além disso, garante um bilhão de reais por ano, de 2026 a 2030, com renúncia fiscal para esse fim. Estabelece ainda que os sistemas de geração de energia solar, incluindo micro e minigeração distribuída deverão prever banco de baterias para participar do REIDI, conforme regulamento que será editado pelo poder executivo.

2.3 Elementos/Componente das Usinas Solares Fotovoltaicas

2.3.1 Módulos Solares Fotovoltaicas

A energia solar fotovoltaica utiliza módulos (painéis) que contêm células fotovoltaicas para converter a luz solar em eletricidade, por meio do efeito fotovoltaico, após essa energia ser gerada ela é convertida de corrente contínua para corrente

alternada por outro componente do sistema, o inversor. Esse último componente muda de acordo com o tipo de sistema instalado, sendo o principal componente de um sistema fotovoltaico. (PINHO; GALDINO, 2014).

As placas solares aproveitam a luz solar para gerar energia elétrica, isso acontece por meio do efeito físico identificado em 1839, por Alexander Edmond Becquerel. Esse efeito ocorre quando um material semicondutor absorve luz e gera uma tensão elétrica na sua superfície. Aproveitando esse fenômeno, foram criadas as células fotovoltaicas, que aproveitam essa radiação eletromagnética do Sol para gerar eletricidade. (REINHER E ROBINSON, APUD, NASCIMENTO, 2004)

Fóton são pequenas quantidades de energia que formam uma unidade energética, que somadas formam luz solar ou qualquer outra. O elétron, que são as cargas negativas dos átomos, e formam a corrente elétrica quando estão em movimento. Os semicondutores, que são materiais que podem se comportar como condutor elétrico ou como isolante (inativo) dependendo da quantidade de energia recebida pelo material. (PINHO; GALDINO, 2014).

A influência da temperatura na produção dos módulos, a potência dos módulos se altera com a temperatura, em temperaturas mais frias a potência sobe, ao passo que a temperatura sobre a tendência da potência fornecida é cair, ou seja, a temperatura de operação dos painéis é inversamente proporcional a potência fornecida. (VILLALVA, 2012).

2.3.2 Inversores de frequência

Conforme Borba (2024) outra parte essencial de um sistema fotovoltaico é o inversor de frequência, que tem a função de transformar a corrente contínua gerada pelas placas em corrente alternada usadas pelos equipamentos elétricos.

Esse processo, explicado de forma simplificada, funciona por meio de transistores, que são chaves eletrônicas, acionados em sequência alternadas e sincronizadas cada sequência com polaridade de tensão invertida, gerando uma onda alternada, essas mudanças ocorrem conforme a frequência programada, comumente a mesma da rede elétrica, 60 Hz. Pinho e Galdino (2014), apresenta inversores com topologia de 4 transistores, funcionando em pares, chamados de *full bridge* ou *H bridge inverter*. Ainda conforme o autor, esse tipo de configuração não permite controlar a amplitude e o valor da tensão RMS.

Todos os inversores possuem as seguintes características, que devem ser levadas em conta em um projeto de usina fotovoltaica, conforme Villalva (2012): Potência nominal, tensão de entrada (CC), tensão de saída (CA), Frequência de saída, regulação de tensão, eficiência, forma da onda de saída, distorção harmônica, proteção de curto-circuito e proteção de reversão de polaridade.

A potência nominal, conforme Pinho e Galdino (2014), é a potência que pode ser oferecida pelo inversor em regime permanente. Ainda conforme os autores o dimensionamento da potência depende do tipo de sistema fotovoltaicos independentes da rede de distribuição, a potência de todas as cargas a serem atendidas devem ser somadas. Para sistemas ligados à rede a potência dos painéis fotovoltaicos devem ser considerados.

Uma característica essencial a um bom inversor é a regulação de tensão, conforme Villalva (2012), essa característica está ligada a variação de tensão de saída CA do inversor, medida em porcentagem, a ligação de cargas. Se o inversor trabalhar em vazio sua tensão é máxima, ao conectar uma carga ele fornecerá potência e sua tensão tende a diminuir, os bons inversores são aqueles que mantêm ao máximo a tensão de saída. Essa característica é medida por um índice de qualidade variando de 0 a 10%, quanto maior o índice pior a qualidade do inversor.

A eficiência dos inversores diz respeito à relação entre a potência de entrada CC e a potência de saída CA. Conforme Pinho *et.al* (2014), os fabricantes apresentam somente a eficiência máxima, porém existem vários fatores que afetam a eficiência do inversor, como variações nas potências de entrada e saída, características da carga e outros fatores.

Normalmente a eficiência varia na faixa de 50 a 95%, entretanto pode diminuir drasticamente se funcionar abaixo da potência nominal. Para manter a eficiência acima dos 85% o inversor deve trabalhar com mais de 50% de sua potência nominal. Alguns motores podem fazer com que a eficiência dos inversores caia para taxas abaixo dos 50%. (PINHO; GALDINO, 2014).

2.3.3 Baterias

A bateria é um dispositivo de armazenamento de energia química, construído a partir de um conjunto de células ou vasos eletroquímicos interconectados em configurações série e/ou paralelo. Sua funcionalidade baseia-se em um processo

eletroquímico reversível de oxidação-redução (redox) que permite o armazenamento de energia elétrica sob a forma química. Quando a bateria é submetida a uma carga, o processo reverte-se, convertendo a energia química em corrente contínua para suprir a demanda da carga. (PINHO & GALDINO, 2014)

As baterias, são importante fonte de armazenamento de energia, podendo ser utilizadas sistemas fotovoltaicos, sendo capazes de transformar energia elétrica em energia potencial química e posteriormente converter a energia potencial química em energia elétrica. (SEGUEL, 2009).

A importância da bateria no sistema de energia fotovoltaica proporciona ao consumidor, a segurança energética devido o fornecimento contínuo de energia e evita desperdícios da geração de energia do sistema implantado devido a capacidade de armazenamento sendo possível a utilização posteriormente. (VILLALVA MARCELO, 2012).

Nos sistemas fotovoltaicos autônomos, a utilização de baterias, são necessárias também na estabilização da tensão fornecida aos. Isso ocorre porque a tensão de saída dos módulos fotovoltaicos não é constante, podendo ocorrer variações de acordo com a intensidade da radiação solar e as condições ambientais. Assim, a bateria atua como um elemento de acoplador entre os módulos e o restante do sistema, assegurando uma tensão de trabalho mais estável e confiável. (VILLALVA MARCELO, 2012).

O termo bateria refere-se a um dispositivo de armazenamento de energia construído a partir da associação de diversas células eletroquímicas. Estas células são conectadas em configurações de série e/ou paralelo para produzir níveis elevados de tensão e/ou corrente, adequados para suprir as demandas energéticas de um determinado sistema. (PINHO & GALDINO, 2014)

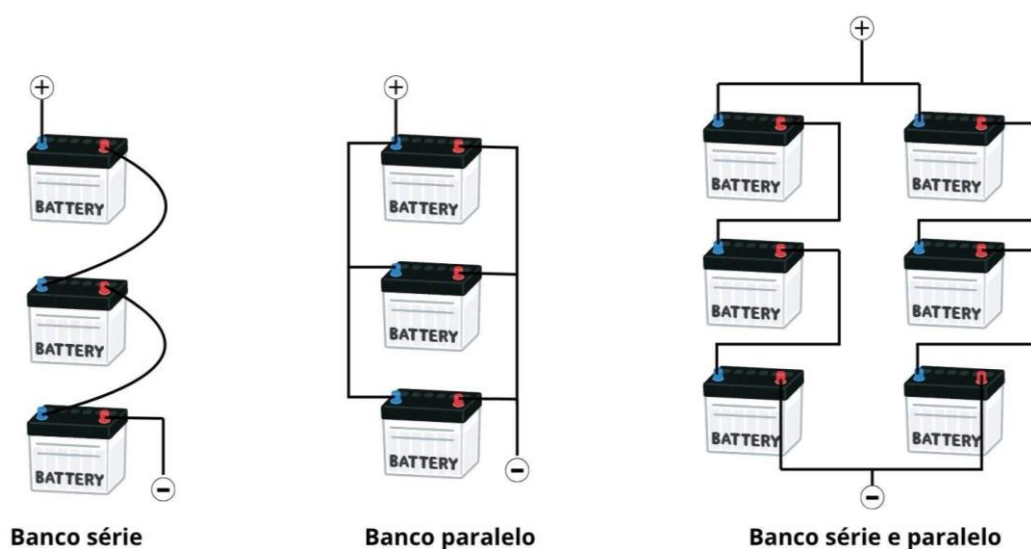
2.3.3.1 Bancos de Baterias

A criação de um banco de baterias no sistema, é necessária para aumentar a capacidade de armazenamento de energia, podendo ser agrupas tanto em série como em paralelo. A associação em série permite obter tensões maiores e a associação em paralelo permite acumular mais energia ou fornecer mais corrente elétrica com a mesma tensão. (VILLALVA MARCELO, 2012).

Existem formas de para as conexões das baterias, a conexão em série a tensão do banco é a soma das tensões de cada bateria e a corrente do conjunto é a mesmo

fornecida por uma bateria. A conexão em série de baterias é utilizada para proporcionar tensões maiores. Na conexão de baterias em paralelo a tensão do banco é a mesma tensão de uma bateria e a corrente do conjunto é o somatório de as conectadas são, esse tipo de conexão é empregado para proporcionar capacidades maiores de corrente, mantendo-se a tensão num nível baixo. (VILLALVA MARCELO, 2012).

Figura 2 - Conexões para banco de baterias



Fonte: (PINHO; GALDINO, 2014)

A fim de aumentar simultaneamente a tensão e a corrente de saída e a capacidade de armazenamento de carga em bancos de baterias, pode-se adotar a conexão mista, combinando ligações em série e em paralelo, conforme ilustrado na figura. Inicialmente, as baterias são conectadas em série, a fim de elevar a tensão total do conjunto, em seguida, esses conjuntos são interligados em paralelo, possibilitando maior corrente disponível e ampliando a capacidade de armazenamento de energia. (VILLALVA MARCELO, 2012).

As baterias baseadas em lítio destacam-se no armazenamento de energia devido à sua superior densidade de energia e potência por unidade de massa. Essa performance é atribuída às características atômicas do lítio, que é um elemento leve, pequeno e dotado de alto potencial de redução. A energia específica das baterias de Íon-Lítio pode ser até quatro vezes superior quando comparada aos níveis tipicamente apresentados pela tecnologia de chumbo-ácido. Esta característica as posiciona como uma solução de alta eficiência para aplicações que demandam otimização de peso e volume. (GARCHE, 2010).

As baterias de Íon-Lítio têm se tornado a escolha preferencial em sistemas de armazenamento de energia devido às suas características de desempenho superiores, oferecem alta densidade de energia e permitem que sejam carregadas e descarregadas frequentemente ao longo de sua vida útil. A redução no custo de produção, a capacidade de carga permite o acúmulo acelerado de energia em curtos períodos, permitindo maximização da energia solar fotovoltaica. (JUNGHEINRICH, 2025).

Além de apresentar maior rentabilidade para as empresas a médio e longo prazo, o lítio causa um impacto ambiental menor, contribuindo para a redução da poluição e para a compensação das emissões de carbono que intensificam as mudanças climáticas. As baterias de íon de lítio, além de serem isentas de manutenção, dispensando o controle de níveis de água e testes específicos, possuem vida útil até três vezes superior às de chumbo-ácido, alcançando cerca de dez anos, enquanto estas duram em média três. Em relação aos ciclos de carga, as baterias de lítio realizam entre 5.000 e 7.000 ciclos, contrastando com aproximadamente 1.500 ciclos das de chumbo. Ademais, o processo de recarga das baterias de chumbo leva de 8 a 10 horas e não pode ser interrompido, ao passo que as de lítio permitem cargas de oportunidade, otimizando o tempo de operação (AUTOMNI, 2021).

2.4 Tipo de Usinas Solares Fotovoltaicas

2.4.1 Sistemas Fotovoltaicos ligado à rede (On-Grid)

Esses sistemas estão ligados à rede elétrica da concessionária, o inversor deve transformar a CC que sai do arranjo de módulos em CA com a mesma tensão e frequência da energia fornecida pela concessionária.

Conforme Ohara (2023): “[...] Seu funcionamento se caracteriza pelo consumo instantâneo durante a produção de energia e pela injeção da energia não consumida na rede de distribuição, contabilizando assim créditos para abatimento do consumo durante os períodos sem incidência solar”.

A principal desvantagem desse tipo de usina é o sistema de proteção anti-ilhamento. Em razão do sistema estar ligado à rede da concessionária, caso essa rede falhe o sistema deve se desligar, por diversas razões, como atuação de proteções contra falta e a desconexão devido a manutenção, conforme estabelece o item 5.1 da norma ABNT NBR 16.149/2013.

2.4.2 Sistemas Fotovoltaicos Isolados (Off-Grid)

Já os sistemas Off-Grid definidos pela resolução normativa 1.000/2021 da ANEEL, como sistema individual de geração de energia elétrica com fonte intermitente (SIGFI) é um “sistema de geração de energia elétrica exclusivamente por meio de fonte de energia renovável intermitente, utilizado para o atendimento de uma unidade consumidora”

Conforme a definição, sistemas fotovoltaicos desse tipo operam de forma independente da rede da concessionária, a energia gerada é utilizada localmente, e o excedente é armazenado em bancos de baterias para uso em períodos sem sol, (GUNTZEL, 2018).

Além das baterias, o que difere um sistema ligado à rede para um independente é a presença do controlador de carga, para Pinho e Galdino (2014), o controlador de carga é essencial para a maioria das usinas off-grid, para otimizar o dimensionamento dos bancos de baterias a carga e descarga, a desconexão dos equipamentos atendidos pelo sistema em baixo estado de carga da bateria e ainda maior proteção contra aumento excessivo de demanda.

2.4.3 Híbrido e Fator de Simultaneidade

Os inversores híbridos funcionam conectados à rede, podendo injetar energia na rede elétrica, porém também podem atender a cargas durante faltas da rede elétrica, funcionando como sistema de backup, como se fossem off-grid (Bellinaso e Michels, 2025).

Ainda para os autores, a continuidade de operação é importante para aplicações em que custos com faltas de energia superam os custos do equipamento. Inversores híbridos devem ser tratados como uma fonte ininterrupta de energia (UPS – Uninterruptible Power Supply), seu objetivo principal é manter a carga sendo alimentada em caso de interrupções de energia da rede elétrica da concessionária.

Ainda citando Bellinaso e Michels (2025), os inversores fotovoltaicos híbridos são extremamente relevantes para a realidade brasileira, tendo em vista que vantagens em relação à UPS, já que funcionam conectados à rede elétrica energia podendo inclusive injetar elétrica excedente nesta rede, porém podem funcionar de maneira autônoma sem necessitar de reabastecimento de combustível.

Já o conceito de Fator de Simultaneidade ganhou relevância após a entrada em vigor das regras impostas pela lei 14.300/2022, que instituiu a cobrança da TUSD Fio B. A energia consumida instantaneamente (simultaneamente com a geração) não é injetada na rede e, portanto, não sofre a incidência da cobrança do Fio B. Assim, sistemas on-grid sem consumo instantâneo, que injetam toda energia na rede da concessionária sofre o maior impacto financeiro.

Um sistema que atinge 100% de simultaneidade, consumindo toda a energia gerada na hora, anula o impacto das regras trazidas pela lei 14.300 sobre a TUSD Fio B, o consumidor pagará apenas o custo de disponibilidade, assemelhando-se ao comportamento financeiro de um sistema homologado antes da nova lei.

O estudo elaborado por Diniz (2019), elaborou a média de fator de simultaneidade, que varia conforme o tipo de unidade consumidora, para unidades consumidoras residenciais 39,32%, para comerciais 53,17% e para industriais 79,53%.

Desta forma, otimização do fator de simultaneidade torna-se um dos principais fatores para a viabilidade econômica de projetos de microgeração após 2022.

2.5 Dimensionamento

O dimensionamento de um sistema fotovoltaico é necessário que seja realizado um estudo detalhado e projetado com excelência para garantir a confiabilidade, a eficiência na geração de energia estimada e atender a demanda energética ao longo de toda a vida útil do sistema ao consumidor final.

O sistema fotovoltaico híbrido representa uma melhoria para a geração distribuída e sobretudo ao consumidor final, devido a integração de energia solar a outras fontes de suprimento, como a rede elétrica convencional (grid) e o armazenamento por backups dos bancos de baterias. Sua principal característica é a presença de um banco de baterias para o armazenamento de energia, o que confere ao sistema maior autonomia e estabilidade operacional.

Essa configuração híbrida possibilita o aproveitamento otimizado da energia solar gerada, garantindo o abastecimento contínuo mesmo em situações de baixa irradiação ou falhas na rede elétrica. Além disso, proporciona maior segurança energética e flexibilidade no gerenciamento do consumo, permitindo que o usuário reduza custos, minimize dependências externas e mantenha o fornecimento estável.

As principais etapas do projeto de um SFV são as seguintes: (PINHO & GALDINO, 2014)

6. Levantamento adequado do recurso solar disponível no local da aplicação;
7. Definição da localização e configuração do sistema;
8. Levantamento adequado de demanda e consumo de energia elétrica;
9. Dimensionamento do gerador fotovoltaico;
10. Dimensionamento dos equipamentos de condicionamento de potência que, no caso dos SFCRs, se restringe ao inversor para interligação com a rede;
11. Dimensionamento do sistema de armazenamento, usualmente associado aos sistemas isolados.

2.5.1 Consumo

A base do dimensionamento em sistemas fotovoltaicos consiste em garantir que a geração de energia elétrica supere a demanda de consumo estabelecida. Para isso, define-se um período de referência no qual a produção de eletricidade deve ser superior à carga a ser suprida, assegurando autonomia e continuidade no fornecimento. Essa condição deve ser mantida de forma recorrente nos períodos subsequentes, de modo a garantir o equilíbrio energético e o funcionamento confiável do sistema. (PINHO & GALDINO, 2014)

O dimensionamento de qualquer sistema de geração de energia deve ser iniciado pela análise detalhada da demanda energética da instalação. Este procedimento evita o subdimensionamento ou o superdimensionamento do sistema. Um sistema elétrico é considerado eficiente quando atinge um alto rendimento, suprimindo toda a demanda solicitada e minimizando perdas nas fases de geração, transmissão e distribuição. Além disso, o projeto exige que o sistema mantenha confiabilidade e estabilidade para garantir a qualidade e a continuidade do fornecimento de energia. (SILVA NETO, 2024)

2.5.2 Irradiação

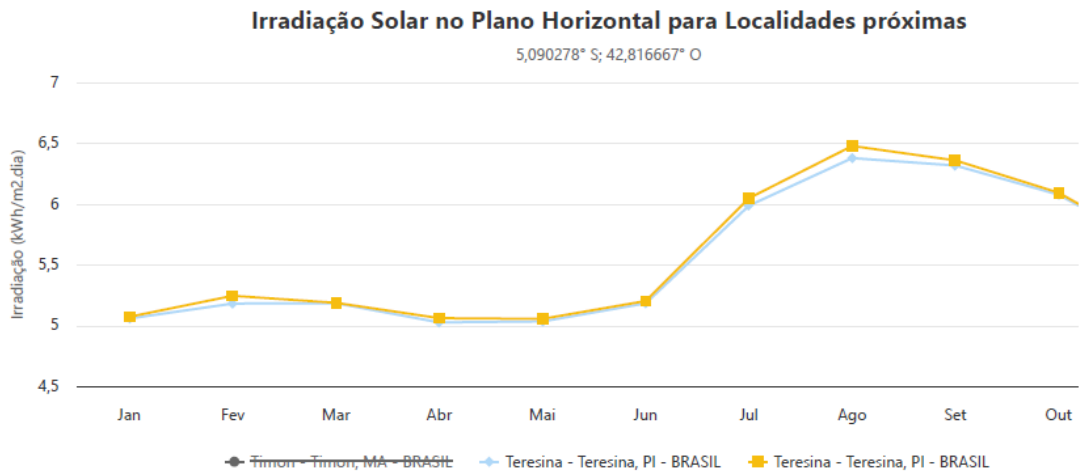
A irradiação solar expressa a quantidade de energia radiante que atravessa uma superfície durante um certo intervalo de tempo por unidade de área, comumente expressa na unidade Wh/m². (CEBALLOS, 2009)

A irradiação solar é o dado meteorológico mais fundamental e o principal insumo para o dimensionamento de qualquer sistema fotovoltaico, pois define diretamente a capacidade de geração de energia do local. Nesta fase do projeto busca-se quantificar a radiação solar global incidente sobre o painel fotovoltaico de forma que seja possível calcular a energia gerada. (CRESESB, 1999)

O desempenho elétrico de um arranjo fotovoltaico é dependente de duas principais variáveis, a irradiância e a temperatura, que atuam sobre os módulos. A irradiância solar possui um peso consideravelmente maior na determinação das grandezas de saída do que os efeitos da temperatura. (PINHO & GALDINO, 2014)

O programa SunData destina-se ao cálculo da irradiação solar diária média mensal em qualquer ponto do território nacional e constitui-se em uma tentativa do CRESESB (Centro De Referência Para As Energias Solar E Eólicas Sérgio De S. Brito) de oferecer uma ferramenta de apoio ao dimensionamento de sistemas fotovoltaicos. (CRESESB, 2024)

Figura 3 - Gráfico da irradiação solar.



Fonte: (CRESESB, 2025).

Figura 4 - Valores em tabela da irradiação solar mensal para a cidade Teresina através do ângulo e inclinação.

Estação: Teresina
Município: Teresina , PI - BRASIL
Latitude: 5,101° S
Longitude: 42,749° O
Distância do ponto de ref. (5,090278° S; 42,816667° O) : 7,6 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal (kWh/m².dia)											
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
✓	Plano Horizontal	0° N	5,06	5,18	5,19	5,03	5,04	5,19	5,44	5,99	6,38	6,32	6,08	5,61
✓	Ângulo igual a latitude	5° N	4,91	5,10	5,18	5,11	5,21	5,42	5,67	6,15	6,42	6,23	5,90	5,42
✓	Maior média anual	6° N	4,88	5,08	5,17	5,13	5,24	5,46	5,71	6,18	6,43	6,21	5,87	5,38
✓	Maior mínimo mensal	1° N	5,03	5,17	5,19	5,05	5,07	5,24	5,49	6,03	6,39	6,31	6,05	5,57

Fonte: (CRESESB, 2025).

Figura 5 - Valores em tabela da irradiação solar mensal para a cidade Teresina através do ângulo e inclinação

Estação: Teresina
 Município: Teresina, PI - BRASIL
 Latitude: 5,001° S
 Longitude: 42,849° O
 Distância do ponto de ref. (5,090278° S; 42,816667° O): 10,6 km

#	Ângulo	Inclinação	Irradiação solar diária média mensal [kWh/m ² .dia]											
			Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez
✓	Plano Horizontal	0° N	5,07	5,25	5,19	5,06	5,06	5,20	5,51	6,05	6,48	6,36	6,10	5,62
✓	Ângulo igual a latitude	5° N	4,93	5,16	5,18	5,15	5,23	5,44	5,74	6,22	6,52	6,28	5,92	5,42
✓	Maior média anual	6° N	4,90	5,14	5,18	5,16	5,27	5,49	5,79	6,25	6,53	6,25	5,88	5,38
✓	Maior mínimo mensal	0° N	5,07	5,25	5,19	5,06	5,06	5,20	5,51	6,05	6,48	6,36	6,10	5,62

Fonte: (CRESESB, 2025).

As tabelas apresentam valores mensais de irradiação nas localidades de Teresina Piauí, o programa SunData v 3.0 verifica a irradiação média mensal para diferentes ângulos de inclinação dos painéis. Será utilizado a primeira tabela, o ângulo de inclinação com maior média anual é de 6° N e a média anual de irradiação é de 5,56 kWh/m².d.

2.5.3 Módulo fotovoltaico

O dimensionamento do Arranjo Fotovoltaico (AFV) constitui uma das etapas mais relevantes e sensíveis no desenvolvimento de um sistema de geração. Seu principal objetivo é determinar a potência de pico e a configuração adequada de ligação dos módulos em série e/ou paralelo de modo a assegurar que o sistema produza a energia necessária para atender à demanda da carga. Esse processo deve considerar as condições climáticas locais, a disponibilidade de radiação solar e as limitações elétricas impostas pelos demais componentes do sistema, especialmente o inversor (VILLALVA, 2012).

O ponto de partida para determinar a capacidade de um sistema fotovoltaico é a análise detalhada da fatura de energia da Unidade Consumidora (UC). Serve como a principal fonte de dados, pois parâmetros incluem o tipo e a tensão de fornecimento, o enquadramento no grupo tarifário e, principalmente, o histórico de consumo de energia (kWh), que servirá como base para a definição da potência a ser instalada. (RAMPINELLI & MACHADO, 2021)

A partir do levantamento dos dados da unidade consumidora, é necessário correlacionar a localização, a orientação e a inclinação do arranjo para calcular o valor da irradiação solar média diária no plano dos painéis (G_{poa}), parâmetro que atesta a

disponibilidade energética na superfície de captação e viabiliza o cálculo da potência de pico. (RAMPINELLI & MACHADO, 2021)

Com esses dados obtidos, é preciso dimensionar a potência de pico do sistema fotovoltaico P_{pico} . A determinação será realizada por meio da equação seguinte equação: (RAMPINELLI & MACHADO, 2021)

$$P_{pico} = \frac{E \cdot P_{sol}}{G_{poa} \cdot PR} \quad (5)$$

P_{pico} = potência de pico do módulo fotovoltaico (kWp)

E = Energia consumida diariamente pelas cargas (kWh/dia)

P_{sol} = Irradiância de referência (1 kW/m²)

G_{poa} = Irradiação diária do plano dos módulos (kWh/m². dia)

PR = Performance Ratio – Coeficiente de desempenho (adimensional)

A Performance Ratio é um indicador importante que quantifica a eficiência operacional de um sistema fotovoltaico, estabelecendo a relação entre a produção energética real e a produção teórica esperada. Embora o valor ideal de PR seja 1 (ou 100%) caso não houvesse nenhuma perda no sistema, porém devido há diversas influências variantes que impactam o desempenho do sistema, dentre eles o sombreamento e sujeira que são os mais comuns, é comum considerar que o PR varia entre 75 a 80% para sistemas bem dimensionados. (RAMPINELLI & MACHADO, 2021)

Para determinar o número total de módulos fotovoltaicos necessários para o projeto, utiliza-se a relação entre a potência de pico total calculada para o sistema e a potência nominal de pico individual do módulo.

2.5.4 Inversor

O dimensionamento adequado do inversor é importante para otimizar a conversão de energia e prolongar a vida útil do equipamento, exigindo que a relação entre a potência do arranjo e a potência nominal do inversor, é fundamental que o dimensionamento do inversor não seja muito abaixo a fim de garantir vida útil e segurança ao sistema, de mesmo modo, não seja muito acima para garantir máxima

eficiência na geração do sistema. Como a potência dos módulos diminui conforme o aumento da temperatura, é prática comum que a potência de pico do arranjo seja dimensionada superior à potência nominal do inversor. (RAMPINELLI & MACHADO, 2021)

Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI) é a relação entre a potência nominal CA do inversor e a potência de pico do gerador fotovoltaico

$$FDI = \frac{P_{nom}}{P_{FV}} \quad (6)$$

Em que:

FDI = fator de dimensionamento do inversor (adimensional)

P_{nom} = Potência nominal em corrente alternada do inversor (W)

P_{FV} = Potência de pico do módulo fotovoltaico (Wp)

As literaturas mostram que os valores recomendados para o valor do FDI ficam na faixa de 0,75 e 0,85, enquanto o limite superior é de 1,05. (RAMPINELLI & MACHADO, 2021)

Na fase de escolha do inversor é necessário atenção, além do FDI, para a compatibilidade entre as ligações de inversor e módulo, inversor e controlador de carga. Realizar uma verificação dos parâmetros elétricos de compatibilidade, incluindo tensão CA, número de fases, faixa de tensão CC de operação, corrente máxima CC e fabricantes (MELLO, 2024)

O inversor deve apresentar a tensão de entrada igual à tensão c.c. do sistema (tensão do banco de baterias) e tensão c.a. de saída conforme a necessidade, normalmente 127 ou 220 V, 60 Hz. (PINHO & GALDINO, 2014)

2.5.5 Bateria

O ponto de partida para o dimensionamento é o levantamento da quantidade mínima de energia a ser armazenada no banco de baterias. (DIAS, 2022)

$$EA = \frac{ECD \cdot N_{autonomia}}{P_d} \quad (7)$$

EA = Energia armazenada no banco de baterias (Ah);

ECD = Energia diária consumida pelas cargas (Wh/dia);

Nautonomia = Autonomia desejada para o sistema (dia);

Pd = Profundidade de descarga da bateria escolhida.

O cálculo da Capacidade do Banco de Baterias define a capacidade total de armazenamento requerida para assegurar a autonomia do sistema.

$$CBB = \frac{EA}{V_{banco}} \quad (8)$$

CBB = Capacidade do banco de baterias (Ah)

Vbanco = Tensão do banco de baterias. (V)

Para calcular o número de baterias em série (NBS) é determinado pela divisão da tensão nominal do banco de baterias (Vbanco) pela tensão nominal de uma única bateria (Vbateria). (DIAS, 2022)

$$NBS = \frac{V_{banco}}{V_{bateria}} \quad (9)$$

Para determinar o número de baterias em paralelo (NBP). (DIAS, 2022)

$$NBP = \frac{EA}{C_{bateria}} \quad (10)$$

EA = Energia armazenada no banco de baterias (Ah);

Cbateria = Capacidade da bateria em horas (Ah);

2.6 Indicadores de viabilidade econômica

Para analisar se algum projeto é economicamente viável são necessárias algumas ferramentas conceituais criadas especificamente para esse fim:

1. Taxa Mínima de Atratividade (TMA)
2. Valor Presente Líquido (VPL)
3. Taxa Interna de Retorno (TIR)
4. Payback.

É necessário introduzir o conceito de fluxo de caixa, como entradas ou saídas de uma empresa. O fluxo de caixa pode ser de quantia única, anual ou uma série mista. A quantia única tem o nome intuitivo, é uma quantia que será recebida em uma data futura. Os outros se diferenciam pelo valor recebido, se na anualidade o fluxo de

caixa periódicos tem frequência anual com o mesmo valor, a série mista de fluxo de caixa pode ter frequência anual, mas o valor recebido é diferente em cada um dos períodos dos fluxos, sem padrões específicos. (GITMAN 2010)

O conceito de fluxo de caixa foi importante, pois será usado em muitos dos indicadores de viabilidade financeira. O fluxo de caixa de um investimento em energia fotovoltaica é o custo das tarifas pagas pelo consumidor sem usinas subtraídas do custo da tarifa paga pelo consumidor com usina, ou seja, o desconto gerado pela usina nas contas de energia elétrica.

2.6.1 Taxa mínima de Atratividade (TMA)

A taxa mínima de atratividade representa a taxa de juros mínima exigida para que o investimento seja viável financeiramente, também é conhecida como taxa de desconto no cálculo do VPL. (LELAND BLANK 2008)

Esse indicador, tem como função avaliar o custo de oportunidade do capital investido, dessa forma, se o projeto não render ao menos o TMA, esse capital seria mais bem alocado em outra oportunidade de investimento, com risco comparável (BLANK; TARQUIN,2008).

O TMA é composto por três principais componentes: 1º Taxa de juros livre de risco; 2º Taxa esperada de inflação; 3º Taxa de risco associada ao projeto específico e ao investidor. (BLANK; TARQUIN,2008).

A taxa de juros livre de risco, no Brasil, é frequentemente atrelada a títulos do tesouro nacional, principalmente títulos atrelados à Taxa SELIC, que será a Taxa Mínima de Atratividade.

Para fins de projeção da taxa SELIC projetada até 2035, foi adotada como referência a taxa SELIC média, de 2014 a 2025, conforme o detalhamento e valores apresentados na tabela 5 do Banco Central do Brasil:

Tabela 5 - Taxa SELIC histórica.

Ano	2025	2024	2023	2022	2021	2020	2019	2018	2017	2016	2015	2014	MÉDIA	MEDIANA
taxa (%) a.a	14,54	10,97	13,13	12,94	5,13	2,66	5,88	6,53	9,84	14,16	13,63	11,03	10,03	11

Fonte: (Banco Central, 2025)

Como forma de evitar o período da pandemia, em que a taxa de juros foi extremamente afetada, ficando muito abaixo da taxa de juros habituais, a mediana da taxa de juros média anual de 11% ao ano como TMA, por ser a taxa de remuneração do tesouro SELIC.

Já a taxa de inflação mais adotada na economia brasileira é o índice de preços ao consumidor amplo IPCA, calculada pelo IBGE, teve os seguintes valores nos últimos anos:

Tabela 6 - Resumo IPCA

IPCA acumulado - anual	
dezembro 2014	6,41%
dezembro 2015	10,67%
dezembro 2016	6,29%
dezembro 2017	2,95%
dezembro 2018	3,75%
dezembro 2019	4,31%
dezembro 2020	4,52%
dezembro 2021	10,06%
dezembro 2022	5,79%
dezembro 2023	4,62%
dezembro 2024	4,83%
dezembro 2025* (projetado)	4,70%
MEDIANA	4,77%
MÉDIA	5,74%

Fonte: (IBGE, 2025)

Após analisar a tabela verifica-se que a pandemia não foi um período isolado de inflação fora da média histórica, então para o IPCA foi usado a média histórica.

Assim a taxa real de juros, 4,97% que será a TMA para todos os cenários.

2.6.2 Valor Presente Líquido (VPL)

O Valor Presente Líquido (VPL) é definido como a soma dos valores presentes dos fluxos de caixa estimados de uma aplicação, dos valores a receber e dos a pagar pelo negócio, em determinado período e taxa de juros. (DE LIMA, 2019)

O valor presente líquido é o inverso da composição de juros, ao invés de determinar o valor futuro de um valor atual investidos a uma taxa, os descontos do fluxo de caixa determinam o valor presente de uma quantia futura, projetando obter determinado retorno sobre o dinheiro em determinados períodos, sendo essa taxa anual de retorno podendo ser mencionada de taxa de desconto, retorno exigido, custo do capital e custo de oportunidade. (GITMAN, 2010)

Sua função é analisar a viabilidade de projetos e “quando o valor do VPL for positivo o investimento é viável, caso contrário será inviável e, quando o VPL for nulo indica que não haverá ganhos ou perdas para a empresa.” (GITMAN, 2010)

Essa métrica é ideal para a análise de viabilidade financeira para projetos fotovoltaicos, pois compara o valor do investimento ao fluxo de caixa gerado pela diferença entre o que se pagaria de contas de energia sem o sistema e com o sistema, dentro do prazo de garantia dos componentes do sistema.

Conforme Gitman (2010) para encontrar o valor presente líquido para qualquer número de períodos é expressa:

$$VP = \frac{VF_n}{(1 + i)^n}$$

VF_n = valor futuro no final do período n;

VP = principal original, ou valor presente;

i = taxa de juros anual;

n = número de períodos (normalmente anos) pelo qual o dinheiro é mantido aplicado.

Por último é importante frisar a lição de Blank e Tarquin (2008), que o valor presente deve ser calculado tendo em mente o período anterior ao primeiro ano.

2.6.3 Taxa Interna de Retorno (TIR)

A Taxa Interna de Retorno (TIR), que é a taxa de juros que leva o VLP a zero, o adjetivo “interna” descreve bem, pois depende somente dos fluxos de caixa do projeto e não de taxas oferecidas pelo mercado. Sendo necessário para que o projeto seja viável, que o TIR seja superior a TMA.

A fórmula matemática para encontrar o TIR é apresentada a seguir: De Lima (2019).

$$C_0 = \sum_{n=1} \frac{C_n}{(1 + TIR)^n} \quad (15)$$

C_0 é o investimento inicial do projeto;

C_n é o valor presente das entradas de caixa;

TIR é a taxa Interna de Retorno;

n é o período de duração do projeto.

2.6.4 Payback (Tempo de Retorno do Investimento)

O Payback (período de recuperação de investimento), definido como o número de períodos necessários para recuperar o investimento inicial do projeto. (DE LIMA, 2019)

Não existe uma fórmula matemática para encontrar o valor do payback. Para encontrá-lo, primeiro se deve traçar os fluxos de caixas no decorrer dos anos e com o valor inicial com um valor negativo. A cada ano deve-se somar os fluxos dos anos anteriores com o valor do investimento inicial, até que esse valor final fique positivo. (DE LIMA, 2019)

No ano que o valor dos fluxos de caixa ultrapassarem o valor inicial, e o valor final ficar positivo, deve-se aplicar a seguinte fórmula:

Payback = Valor do Investimento remanescente no ano anterior / Valor do Fluxo Periódico Esperado no ano “positivo”

Existem dois tipos de Payback, o simples e o descontado. O simples não considera o valor do dinheiro no tempo, o custo do capital investido ou TMA. (DE LIMA, 2019)

A fórmula do payback descontado difere da do payback simples por considerar o valor do dinheiro no tempo, de forma que deve ser trazido ao valor presente:

Payback descontado = Valor do Investimento remanescente no ano anterior / Valor Presente Líquido (VPL) do Fluxo Periódico Esperado no ano “positivo”

Para Lapponi (2007), o Payback deve ser comparado ao Tempo Máximo Tolerado (TMT), que neste estudo será o menor prazo de garantia dentre todos os equipamentos usados no projeto. O prazo de garantia dos painéis solares é de 25 anos e dos inversores e baterias são de apenas 10 anos, dessa forma o ano de 2035 será o TMT.

Para Blank e Tarquin (2008) o Payback antes de ser critério para classificação de proposta de projeto de investimento como atrativo ou não, é critério somente para aceitação ou rejeição. Isso ocorre pois o Payback desconsidera todos os fluxos de caixa que ocorrem após o período em que o valor dos retornos atinge o investimento inicial do projeto.

2.7 Perfil de consumo e Faturamento

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) pública todo ano o anuário estatístico de energia elétrica, que apresenta os dados coletados no ano de 2024. Os dados apresentados no anuário, em sua tabela 3.11 - intitulada Consumo médio por consumidor por UF (kwh/mês), fornecem além de valores médios de consumo por classe de consumidor, o aumento anual do consumo, desde 2015, que será usado para projetar o aumento do consumo até 2035. Conforme informações do estudo, em 2024, no estado do Piauí a média de consumo para consumidores comerciais foi de 893 kwh/mês.

O resumo dos dados apresentados médias de consumo 2015 a 2024:

Tabela 7 - Consumo médio por consumidor comercial PI (KWh/mês)

Consumo médio por consumidor comercial PI (KWh/mês)											
Ano	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Média
Consumo	702	711	701	723	720	676	788	815	842	893	757
Variação (%)	x	1,28	-1,41	3,14	-0,41	- 6,11	16,57	3,34	3,31	6,06	2,87

Fonte: (EPE, 2025)

Além do consumo, para tratar do lucro cessante, é necessário obter o perfil de lucro do comércio. A Associação Brasileira de Supermercados (ABRAS), que anualmente pública o faturamento de seus associados em sua revista, o SuperHiper. No ano de 2025, os estudos apresentam o faturamento de 1.017 supermercados, do

Piauí participam do ranking 7 estabelecimentos, conforme página 172 do mesmo documento. O lucro médio no setor de mercados em 2024 foi de 2,9% do faturamento. (ABRAS 2025)

Os números apresentados pelo ranking da ABRAS são fornecidos pelos próprios associados, conforme a metodologia presente na página 191 do SuperHiper 2025:

O ranking oficial do setor supermercadista é realizado pela ABRAS, em parceria com a NielsenIQ. Desde 2023, o estudo passou a ter o apoio do Sebrae Nacional no mapeamento das empresas optantes pelo Simples Nacional.

A participação das empresas é voluntária, e são publicados apenas os dados autorizados referentes ao faturamento, número de lojas, funcionários e check-outs. Essas informações são de inteira responsabilidade das empresas participantes.

As demais respostas, fornecidas por meio de formulários autopreenchíveis na plataforma da ABRAS ou no estudo Estrutura do Varejo, da NielsenIQ, são mantidas sob sigilo. Não é permitida a divulgação individualizada desses dados, sendo autorizado apenas seu uso em análises gerais e na obtenção de médias setoriais.

Cabe à ABRAS e à NielsenIQ verificar a consistência das informações recebidas, não é de responsabilidade de ambas a realização de auditoria. Em 2025, o estudo teve a participação de 1.017 empresas, que, juntas, faturaram R\$ 662,2 bilhões.

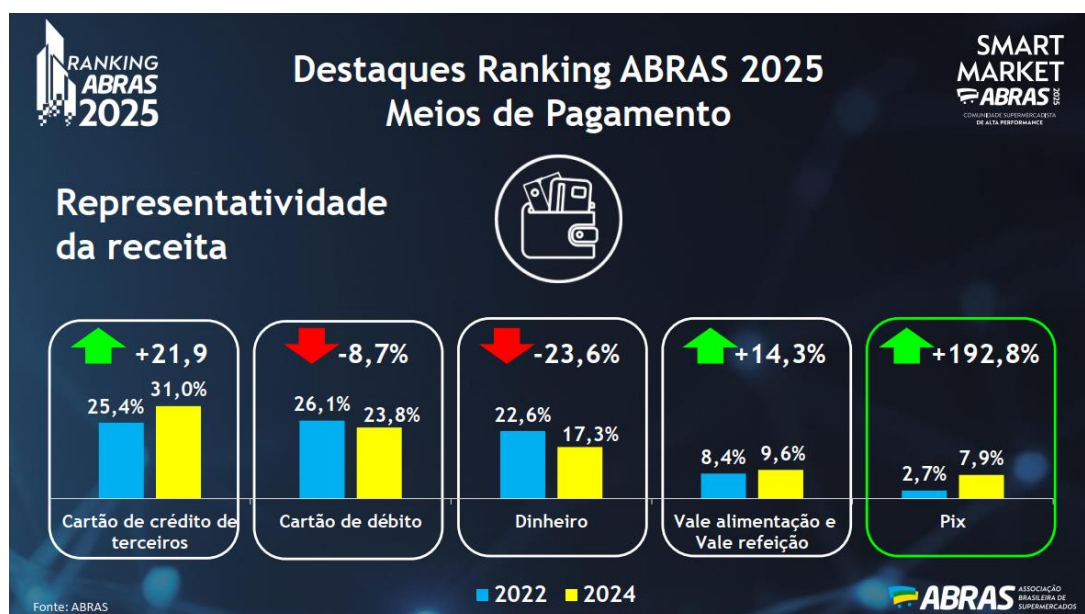
Além disso, o periódico da ABRAS, página 110, destaca que dos investimentos no ano de 2025, 58,4% dos aportes têm interesse em investir em energia solar.

No ranking apresentado pela ABRAS, de 1.017 empresas, somente 107 possuem faturamento igual ou inferior a 4.800.000. Das empresas piauienses do ranking, somente uma tem faturamento inferior a esse número.

2.8 Meios de pagamento

A ABRAS na página 10 da cartilha chamada “Grandes números e destaques” foram os meios de pagamento usados pelos clientes de seus associados nos anos de 2022 e 2024, conforme a figura a seguir:

Figura 6 - Destaques do ranking ABRAS 2025



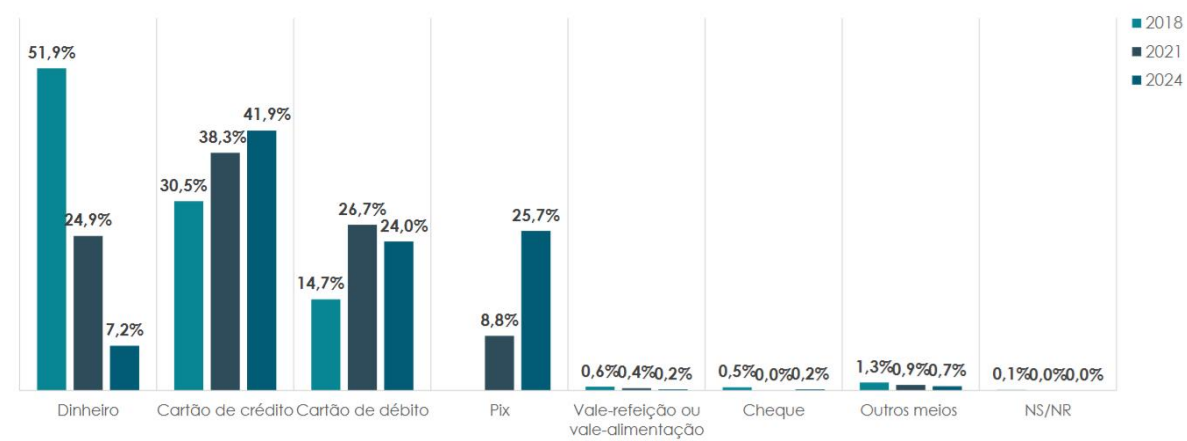
Fonte: (ABRAS, 2025)

Conforme a figura 10 o dinheiro vem perdendo espaço como meio de pagamento, principalmente para o cartão de crédito e Pix, se essa tendência se mantiver o uso de dinheiro físico será cada vez mais raro, em 2030 menos de 10% dos pagamentos deverão ser realizados em dinheiro. Essa tendência também aparece em uma pesquisa do Banco Central do Brasil chamada “O brasileiro e sua relação com o dinheiro” realizada em 2024 p.17 fez a seguinte pergunta aos entrevistados: “Acha que vai continuar pagando em dinheiro daqui 5 anos?” Todos os resultados das respostas feitas levam a crer na diminuição rápida do uso do dinheiro físico.

Além disso, o mesmo estudo na página 19 mostra os meios de pagamento mais frequentes usados nos estabelecimentos, atualmente, nota-se que o uso do dinheiro e cheque, outro meio de pagamento físico, estão sendo usados cada vez menos.

Figura 7 - Meio de pagamento mais frequente

88- Por qual dessas formas o estabelecimento em que você trabalha recebe com maior frequência?



Fonte: (BANCO CENTRAL, 2024)

Capítulo 3

METODOLOGIA

3.1 Sistemas de backup e injeção de energia em horário de Pico

A conceituação dos componentes, posto e modalidades de tarifas de energia elétrica apontados nas leis e regulamentos da ANEEL são importantes, para poder explorar meios de reduzir a conta de energia elétrica do consumidor.

Existem diversas formas de buscar a menor fatura possível, principalmente através da escolha da modalidade tarifária, da gestão do consumo e do aproveitamento dos incentivos fiscais como os destinados à energia solar.

No primeiro momento, a forma mais viável de redução de tarifas é a escolha e gestão da modalidade tarifária, ao modular o consumo para horários de menor custo, Fora de Ponta, e a injeção do excedente de energia elétrica em horário de tarifas mais caras. A modalidade tarifária horária branca é uma opção para quem tem flexibilidade para alterar seus hábitos de consumo em baixa tensão.

Como já mencionado a Geração Distribuída (GD) sua compensação através do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) é um dos principais meios para reduzir a conta de energia elétrica. A energia injetada na rede pode ser compensada com o consumo ou convertendo o excedente de energia elétrica em créditos de energia elétrica, reduzindo a compra da distribuidora.

Esses tipos de sistema permitem armazenar energia quando a tarifa é mais baixa (comprando da rede no período Fora de Ponta) e utilizá-la nos períodos de maior custo (Ponta), evitando a tarifa mais cara. Isso mitiga o impacto de ser "excessivamente penalizados pelas tarifas de ponta", problema que já levou diversos consumidores a instalarem "geradores a diesel para substituir o suprimento de energia neste horário".

O sistema de backup pode ter um papel especial na diminuição da conta de energia. Principalmente o armazenamento de energia (como baterias), pois pode

permitir uma gestão mais eficiente do consumo e injeção da geração, aproveitando a flexibilidade oferecida pela estrutura tarifária brasileira.

Para também aproveitar esse tipo de estratégia, consumidores do Grupo A podem optar por serem faturados com as tarifas do Grupo B, caso preencham certos critérios. Para isso, a soma das potências nominais dos transformadores da unidade consumidora deverá ser menor ou igual a 112,5 kVA. Caso o estabelecimento seja uma pousada, hotel em área de veraneio ou turística oficialmente reconhecida, é possível essa opção independentemente da potência dos transformadores.

Outra solução seria a integração de microgeração distribuída ou minigeração distribuída, a um sistema de armazenamento para aumentar o autoconsumo da energia gerada localmente, reduzindo a quantidade de energia injetada na rede para compensação. Desta forma, o consumidor maximizaria o uso próprio da energia, reduziria sua dependência do SCEE e, conseqüentemente, a incidência dos encargos sobre a energia compensada, especialmente para as unidades enquadradas nas regras de transição menos favoráveis (GD II e GD III), essa solução ainda poderia ser integrada à solução anterior.

3.2 Perfil de consumo

O consumidor objeto deste trabalho são comércios de pequeno porte. Entretanto, devido à ausência de um histórico de medição do consumo de um consumidor, sem uma referência geral foi realizada uma pesquisa sobre consumo da instituição referência no setor, a EPE. Conforme o próprio site da empresa, ela tem por missão realizar estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético.

Observou-se na tabela 7 que em alguns períodos houve alterações negativas e que a pandemia afetou muito a média histórica. A variação de 2019 para 2020, queda de 6,11% no consumo pós pandemia 2020 para 2021 sofreu aumento expressivo de 16,57%. Nos nove anos de estudo a variação do consumo foi uma média de 2,87%.

3.3 Faturamento e lucro

Como não foi possível encontrar o lucro real das empresas analisadas, considera-se a média do setor apresentada pela ABRAS, sendo o lucro de 2,9% do

faturamento. Calculado os lucros de todas as empresas com perspectiva anual, depois de forma mensal, dividindo o lucro por 12 e depois diário, dividindo o anual por 365, por fim horário dividindo o diário por 24. Foi encontrada a média, mediana e quartis presentes na tabela a seguir:

Tabela 8 - média, mediana e quartis para o faturamento

	Faturamento anual	Lucro anual	Lucro hora
Média	R\$ 1.981.778,70	R\$ 57.471,58	R\$ 6,56
Mediana	R\$ 1.636.245,50	R\$ 47.451,12	R\$ 6,47
DP	R\$ 1.345.100,59	R\$ 39.007,92	R\$ 4,45
3° Quartil	R\$ 3.000.000,00	R\$ 87.000,00	R\$ 9,93
2° Quartil	R\$ 1.672.491,00	R\$ 48.502,24	R\$ 5,54
1° Quartil	R\$ 936.750,00	R\$ 27.165,75	R\$ 2,98

Fonte: Elaborada pelo autor

Amostra é o universo dos mercadinhos daquele presente estudo, o faturamento anual das lojas associadas ao ABRAS. Visando uma amostra mais fidedigna do setor, serão usados os três quartis para traçar os perfis de lucro, visando representar melhor diversos estabelecimentos comerciais, o 3° quartil representarão os comércios de maior faturamento, o 2° os de faturamento intermediário e o 1° os de menor faturamento.

Conforme o estudo do Banco Central e da ABRAS, apresentado no tópico 2.8, a maior parte das formas de pagamento necessitam de energia elétrica para serem processadas, mesmo que as máquinas de pagamentos possuam baterias, elas podem não estar carregadas no momento de falta de energia ou pode estar com a bateria com ruim, sem carregar adequadamente. Além disso, com a falta de energia, a internet via fibra também não funciona, e é sabido que internets móveis são muito instáveis e não confiáveis.

Desta forma, foi adotado que os pagamentos em dinheiro e cheque serão 8% do total, dos pagamentos por meios eletrônicos que dependem da eletricidade, foi estipulado que 60% das vendas não ocorrerão por falta de energia elétrica. Esse número é uma aproximação arbitrária sem critério em razão da falta de dados encontrados nas pesquisas. Com isso foram encontrados os seguintes números:

Tabela 9 - Lucros por meios pagamentos eletrônicos

Quartil	Lucro por hora	92% pagamento	60% dos pagamentos
3°	R\$ 9,93	R\$ 9,14	R\$ 5,48
2°	R\$ 5,54	R\$ 5,09	R\$ 3,06
1°	R\$ 2,98	R\$ 2,74	R\$ 1,64

Fonte: Elaborada pelo autor

3.4 Projeção das tarifas de energia no tempo

Como foi feito com o consumo, foi projetado o aumento das tarifas no tempo. Para isso, foi calculada a evolução do preço das tarifas, com base na evolução do preço das tarifas nas Resolução de Homologação da ANEEL de 2014, quando a companhia energética ainda era a CEPISA, até a última expedida no ano de 2024 para vigorar durante o ano de 2025. Sendo apresentada no referencial na tabela 3.

Dessa forma, foi aplicado a média do crescimento da tarifa, uma vez que a tarifa tem uma grande variância no decorrer dos anos e não justificaria retirar dos dados qualquer valor.

Dessa vez, as tarifas foram analisadas de forma mais profunda, com destaque aos impactos do subsídio nas tarifas de energia elétrica para o grupo de consumidores que possuem geração distribuída, caracterizando como GD II.

Faz-se necessário a apresentar valores históricos do Fio B, componente que irá diferenciar o valor da energia elétrica consumida da injetada na rede elétrica, conforme a tabela a seguir:

Tabela 10 - Componente Tarifária TUSD Fio B

REH	Ano	Modalidade	Posto	Valor (R\$/MWh)
REH Nº 3.414, DE 26 DE NOVEMBRO DE 2024	2025	Branca	Fora ponta	R\$ 226,97
			Intermediário	R\$ 680,92

			Ponta	R\$ 1.134,87
		Convencional	Não se aplica	R\$ 354,65
REH Nº 3.292, DE 28 DE NOVEMBRO DE 2023	2024	Branca	Fora ponta	R\$ 216,83
			Intermediário	R\$ 650,50
			Ponta	R\$ 1.084,16
		Convencional	Não se aplica	R\$ 338,80
REH Nº 3.146, DE 29 DE NOVEMBRO DE 2022	2023	Branca	Fora ponta	R\$ 186,07
			Intermediário	R\$ 558,20
			Ponta	R\$ 930,33
		Convencional	Não se aplica	R\$ 281,92
REH Nº 2.980, DE 30 DE NOVEMBRO DE 2021	2022	Branca	Fora ponta	R\$ 181,29
			Intermediário	R\$ 543,87
			Ponta	R\$ 906,46
		Convencional	Não se aplica	R\$ 274,68

FONTE: (BRASIL, 2025)

Com esses valores, realizado os devidos cálculos, é fácil inferir os valores dos créditos gerados pela energia excedente, injetada na rede da concessionária, já com parte do Fio B descontado na tarifa, de 45% conforme a legislação:

Tabela 11 - Valor recebido energia injetada GD II (2025)

Modalidade	Posto	Tarifas De Aplicação				%
		TUSD-Fio B / Fio B (R\$/MWh)		TE (R\$/MWh)	TOTAL	
Branca	P	R\$ 401,94	R\$ 624,18	R\$ 392,57	R\$ 1.418,69	73,53%

	INT	R\$ 300,63	R\$ 374,51	R\$ 233,25	R\$ 908,39	74,78%
	FP	R\$ 199,33	R\$ 124,83	R\$ 233,25	R\$ 557,41	84,51%
Convencional	NA	R\$ 227,82	R\$ 195,06	R\$ 246,53	R\$ 669,41	80,75%

FONTE: (BRASIL, 2025)

Na tabela, a primeira coluna numérica o valor da TUSD está sem o componente Fio B, na segunda com esse elemento, mas somente no valor de 55% de seu valor, em razão da regra de transição esse é o subsídio no ano de 2025. Na terceira coluna o valor da TE, na quarta o valor total do crédito de energia injetada na rede elétrica pelo consumidor. Por fim, na última coluna a porcentagem que representa o valor do crédito de energia injetada na rede dividida pelo valor da tarifa de energia elétrica.

Outro importante fator envolvendo o Fio B, foi sua evolução dentro da tarifa de energia elétrica. Essa evolução foi traçada desde o ano de 2022:

Tabela 12 - Evolução % Fio B na tarifa

ano/ tarifa	Ponta	Intermediário	Fora de Ponta	Convencional
2022	61,58%	58,34%	33,49%	41,97%
2023	56,38%	52,70%	30,17%	29,18%
2024	56,54%	53,14%	31,41%	39,68%
2025	58,82%	56,05%	34,41%	42,78%
Média	61,58%	58,34%	33,49%	41,97%

Fonte: Adaptado de (BRASIL, 2025)

Pela análise da tabela se depreende que a proporção do Fio B sobre poucas mudanças, mas que varia muito entre os horários componentes das modalidades de tarifa, sendo maior nos horários de ponta e intermediário da tarifa Branca. Como não houve grandes alterações, as proporções presentes na tarifa de 2025 foram usadas para calcular os valores das tarifas e Fio B das tarifas de 2026 a 2035.

Foram destacadas as tarifas de 2026 à 2028, em razão da presença do subsídio do Fio B ainda nesses anos. A tarifa e o Fio B projetados para os anos de 2026 a 2035, aplicando a taxa de correção de 8,85%:

Tabela 13 - Projeção 2026 - 2035 tarifas

Projeção 2026 - 2035 tarifas - consumo injeção				
Tarifa	CONSUMO BRANCA			Convencional
Ano	P	INT	FP	NA
2026	R\$ 2.100,17	R\$ 1.322,34	R\$ 717,94	R\$ 902,39
2027	R\$ 2.286,09	R\$ 1.439,40	R\$ 781,49	R\$ 982,27
2028	R\$ 2.488,46	R\$ 1.566,81	R\$ 850,67	R\$ 1.069,22
2029	R\$ 2.708,52	R\$ 1.705,37	R\$ 925,89	R\$ 1.163,77
2030	R\$ 2.948,22	R\$ 1.856,29	R\$ 1.007,84	R\$ 1.266,77
2031	R\$ 3.209,14	R\$ 2.020,58	R\$ 1.097,03	R\$ 1.378,88
2032	R\$ 3.493,15	R\$ 2.199,40	R\$ 1.194,12	R\$ 1.500,91
2033	R\$ 3.802,29	R\$ 2.394,04	R\$ 1.299,80	R\$ 1.633,74
2034	R\$ 4.138,79	R\$ 2.605,92	R\$ 1.414,83	R\$ 1.778,32
2035	R\$ 4.505,08	R\$ 2.836,54	R\$ 1.540,04	R\$ 1.935,70

Fonte: Elaborada pelo autor

Com base nesses valores, os valores dos créditos com a energia injetada na rede, usando o valor de somente 40% do Fio B, usando o mesmo padrão da tabela de 2025. Todos esses procedimentos foram reproduzidos para o ano de 2027, com subsídio do Fio B de 25% para compor o valor total do crédito de excedente e usando a taxa de atualização de 8,85%. Procedimento semelhante foi realizado no ano de 2028, o último ano com o subsídio no Fio B, mas somente de 10% do valor. O valor das tarifas encontradas com a correção:

Tabela 14 - Projeção 2026 - 2035 tarifas - Crédito injeção

Projeção 2026 - 2035 tarifas - consumo injeção				
Tarifa	INJEÇÃO BRANCA			Convencional
Ano	P	INT	FP	NA
2026	R\$ 1.358,98	R\$ 877,62	R\$ 569,70	R\$ 670,76
2027	R\$ 1.277,57	R\$ 834,29	R\$ 579,79	R\$ 667,10
2028	R\$ 1.171,11	R\$ 776,41	R\$ 587,20	R\$ 657,55
2029	R\$ 1.115,35	R\$ 749,48	R\$ 607,27	R\$ 665,91
2030	R\$ 1.214,06	R\$ 815,80	R\$ 661,01	R\$ 724,84
2031	R\$ 1.321,51	R\$ 888,00	R\$ 719,51	R\$ 788,99
2032	R\$ 1.438,46	R\$ 966,59	R\$ 783,19	R\$ 858,81

2033	R\$ 1.565,77	R\$ 1.052,13	R\$ 852,50	R\$ 934,82
2034	R\$ 1.704,34	R\$ 1.145,25	R\$ 927,95	R\$ 1.017,55
2035	R\$ 1.855,17	R\$ 1.246,60	R\$ 1.010,07	R\$ 1.107,60

Fonte: Elaborada pelo autor

Por fim, foi calculada a taxa de disponibilidade por estar ligado a rede da concessionária:

Tabela 15 - Projeção da taxa de disponibilidade da rede elétrica

ANO	TAXA DE DISPONIBILIDADE (30 kWh)
2026	R\$ 27,07
2027	R\$ 29,47
2028	R\$ 32,08
2029	R\$ 34,91
2030	R\$ 38,00
2031	R\$ 41,37
2032	R\$ 45,03
2033	R\$ 49,01
2034	R\$ 53,35
2035	R\$ 58,07

Fonte: Elaborada pelo autor

Com a apresentação das tarifas projetadas, mais um elemento essencial para realizar nossa análise de viabilidade financeira foi encontrado.

3.5 Análise De Interrupção De Fornecimento De Energia Elétrica Teresina - PI.

3.5.1 Origem e tratamento de dados

Como já apontado no item passado, esse é um dos diferenciais do estudo, tendo em visto que a pesquisa vislumbra incluir lucros cessantes em virtude da interrupção do fornecimento de energia elétrica nas contas de payback no investimento em usinas fotovoltaicas.

Para fundamentar a análise da qualidade do fornecimento de energia elétrica e sua interferência no projeto, foram coletados dados sobre a frequência e a duração das interrupções de energia na cidade de Teresina-PI. A divulgação desses indicadores é uma obrigação regulatória estabelecida no Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da ANEEL. Desta forma, os dados foram obtidos diretamente do portal de Dados Abertos da ANEEL, por meio da planilha denominada “Interrupções de Energia Elétrica nas Redes de Distribuição - Dados Abertos” (ANEEL, 2024).

Nesta tabela pode-se observar todas as interrupções no fornecimento de energia elétrica, com várias características, dentre elas as concessionárias e permissionárias responsáveis e as subestações em que as interrupções ocorreram.

A tabela é bastante extensa, com 18 colunas e 1.048.576 linhas, as colunas designando as características das interrupções e as linhas, cada caso ocorrido. As colunas são descritas no texto da ANEEL denominado Dicionário De Metadados Do Conjunto De Dados, - Conjunto De Dados Interrupções de Energia Elétrica nas Redes de Distribuição.

Nesse documento, a agência reguladora passa a explicar cada um dos dados apresentados para cada interrupção de energia, essa tabela contém muitos dados irrelevantes e foi depurada para retirar somente informações relevantes.

3.5.2 Interpretação dos dados de interrupções de energia elétrica

Usando o programa Calc do LibreOffice, poderia ter sido qualquer editor de planilhas, para analisar os dados e extrair informações.

Das colunas apresentadas foram descartadas algumas por não serem relevantes. Em primeiro lugar foram isolados os dados referentes à empresa Equatorial PI, em razão da extensão territorial do estudo. Desta forma, qualquer coluna referente a agentes regulados ou fiscalizados foi retirada, permanecendo somente dados que remetem à Equatorial Energia PI.

De forma similar, a coluna “NumAno” foi excluída, pois só foram usados dados do ano de 2024. Também foram excluídas a primeira coluna, que tratava da data da geração dos dados, pois todos foram gerados no dia 17/03/2025. As colunas: “IdeConjuntoUnidadeConsumidora”, “DscAlimentadorSubestacao”,

“DscSubestacaoDistribuicao”, foram excluídas por não trazerem dados relevantes de identificação da localidade das unidades consumidoras, sendo que a coluna “DscConjuntoUnidadeConsumidora”, o suficiente para designar isso.

As colunas “NumOrdemInterrupcao” “IdeMotivoInterrupcao” e “NumNivelTensao” foram excluídas por não terem relevância no estudo.

As colunas “DatInicioInterrupcao” e “DatFimInterrupcao” foram desmembradas em duas cada, uma com o dia e outra com horário das interrupções em colunas distintas, para possibilitar a criação da coluna tempo de interrupção.

Foi possível perceber que a coluna “DscConjuntoUnidadeConsumidora” remete a subestação que alimenta aquele conjunto de unidades consumidoras, mesmo não estando no dicionário da tabela da ANEEL de interrupção de energia. Essa coluna foi adotada para identificar as subestações que estão situadas na cidade de Teresina - PI. Além disso, por meio dessa coluna, foram isolados os conjuntos de unidades consumidoras para comparação após tratamento de dados.

Foram conservadas a coluna de “DscFatoGeradorInterrupcao” e dividida em duas visando encontrar dados relevantes sobre o motivo das quantidades de unidades consumidoras afetadas por problemas, mas não houve sucesso.

Por fim, as outras colunas mantidas foram “NumUnidadeConsumidora”, que diz respeito a quantidade de unidades consumidoras afetadas pela interrupção e a coluna “NumConsumidorConjunto” que aponta a quantidade de consumidores daquele conjunto.

A fim de extrair informações relevantes da tabela foi criada a coluna de percentagem de unidades consumidoras atingidas pela interrupção, dividindo a coluna de “NumUnidadeConsumidora” de unidades consumidoras afetadas pela coluna “NumConsumidorConjunto” com o número total de unidades consumidoras daquele conjunto.

Para construir os gráficos de resumo de dados, os dados referentes a cada subestação foram isolados em planilhas próprias.

O número de ocorrências foi encontrado pela contagem das linhas de cada uma daquelas planilhas. Foi traçada a média de tempo de interrupção, simplesmente aplicando a média ao conjunto de dados obtidos subtraindo as colunas da hora do fim da interrupção pela da hora de início.

Além deste, foi possível elaborar o gráfico 3, que apresenta a quantidade média do tempo de interrupções. Esse gráfico, porém, levou a questionamento sobre a

qualidade dos dados, uma vez que em muitas interrupções somente uma unidade consumidora havia sido afetada.

Em razão disso, foram elaboradas diversas planilhas em que as linhas com interrupções com somente uma unidade consumidora tivessem sido afetadas foram excluídas. Para isso foi acionada a função autofiltro do Calc na coluna “NumUnidadeConsumidora”, foram desmarcadas na caixa de resultados com uma unidade consumidora, sendo o resultado colado em outra planilha.

Com os dados do tempo de interrupções não foi diferente, nem com a questão dos conjuntos de destaque, nem com o problema dos dados com uma única unidade consumidora com energia interrompida no conjunto de dados. Falando dos conjuntos em destaque, novamente o “Centro” é o conjunto de unidades em que o tempo médio de interrupções é menor, ao passo que no conjunto “Satélite” ele é maior.

Porém, desconsiderar a interrupções com somente umas unidades consumidoras não foi a solução adotada, pareceu ser mais razoável, traçar uma média ponderada. Primeiro calculando a média de unidades consumidoras em que houve interrupções no fornecimento de energia elétrica (MedInt), após traçar a média esta foi dividida pelo número de unidades consumidoras atingidas naquela ocorrência (coluna de uni), para chegar ao coeficiente de relevância da interrupção. Esse novo indicador, que mede a quantidade de vezes que a média de unidades consumidoras foi atingida, foi multiplicado pelo tempo de interrupção em cada ocorrência, criando o tempo ponderado da interrupção naquela ocorrência.

Em razão dessa representação ser mais próxima do que pode ocorrer com uma unidade consumidora aleatória de qualquer dos conjuntos ela será adotada para fins dos cálculos de payback.

Considerando que a probabilidade de uma unidade consumidora sofrer interrupção de energia é igual para todos, sendo equiprováveis, dividiu-se o número de unidades consumidoras atingidas pela interrupção pelo número de unidades consumidoras do conjunto.

Por fim, para traçar a quantidade média de interrupções no fornecimento de energia elétrica, a média da probabilidade de falta de energia em todas as interrupções é multiplicada pela quantidade de interrupções. A escolha da média foi feita para dar mais representatividade aos casos extremos em que muitas unidades consumidoras ficam sem energia elétrica.

Com a quantidade de interrupções não houve problemas similares, mas foi usado método similar, partindo da média de probabilidade calculada para cada interrupção foi encontrada a probabilidade da falta de energia elétrica em uma das unidades consumidoras do conjunto.

Não foram usados os indicadores presentes no PRODIST módulo 8, como DIC e FIC por várias restrições, como não considerar as seguintes situações, como interrupções em emergências, dia crítico, relacionado a programas de racionamento, por origem externa ao sistema de distribuição e oriundas do Esquema Regional de Alívio de Carga – ERAC estabelecido pelo ONS.

Em razão da maior parte das situações expurgadas pela ANEEL não serem por culpa dos consumidores, eles não foram adotados, em razão do banco de baterias suprir a grande maioria dessas interrupções.

3.5.3 Consumo instantâneo

Para deixar o estudo mais fidedigno, por não contar com um caso concreto, foi realizada uma pesquisa nos sites das instituições que monitoram o sistema elétrico para encontrar curvas de cargas de consumidores comerciais no PI. Porém, os dados encontrados no site da ONS se referem a todo o sistema elétrico ou aos subsistemas: Norte, Nordeste, Sul e Sudeste/Centro-Oeste, sem diferenciar o tipo de consumidor, entre residencial, comercial e industrial.

Os dados em forma de planilha eletrônica apresentam o consumo diário por dia, mês, ano e de meia em meia hora os dados de cargas do subsetor nordeste, ideais para traçar perfis de consumo e calcular o consumo “instantâneo” de meia em meia hora. Para melhorar ainda mais a qualidade dos dados foi elaborada média, mediana e 3º quartil para cada meia hora, baseado nos dados de consumo do ano de 2024. Após esse procedimento, as células foram somadas para calcular o consumo total médio.

Com esses dados, foi realizada uma regra de 3 simples entre o consumo mensal da unidade consumidora hipotética com o consumo médio do subsistema Nordeste, encontrando o consumo nos horários da unidade consumidora hipotética, mesmo tendo ciência que o traçado o perfil de consumo traçado seja um pouco diferente do perfil de um consumidor comercial real.

Usando o mesmo método visando projetar o perfil de geração de energia pela usina projetada, com o perfil de geração das usinas solares monitoradas pelo ONS, esse monitoramento, porém, é de hora em hora. Com esses dois parâmetros, é possível calcular o consumo instantâneo, bastando para isso somar as medidas de posição de cargas para criar médias horárias, não mais de meia em meia hora.

Com o perfil de consumo e de produção do consumidor obtido, o consumo foi considerado positivo, enquanto a geração negativa, os dados foram somados para descobrir o instantâneo e o saldo disponível para injeção na rede ou carregamento das baterias. O consumo instantâneo encontrado foi de 25,88%, bem abaixo do apontado pelo estudo de Diniz, mas será usado por falta de dados reais.

Outro ponto importante foi obter um paralelo entre a quantidade e tempo das interrupções de energia elétrica e os períodos de produção de energia elétrica das usinas fotovoltaicas, caso essas usinas sejam híbridas poderiam suprir a rede sem a necessidade de atuação do sistema de backup, mesmo que de forma parcial.

Foi criada uma coluna para classificação de horários de interrupção turnos e assim permitir calcular a quantidade de interrupções durante eles, sendo o turno da manhã das 05:00 às 12:00, o turno da tarde das 12:00 às 18:00 e a noite das 18:00 às 05:00 do dia seguinte.

Usando uma fórmula no aplicativo LibreOffice Calc foi possível comparar os horários de interrupção com esses horários pré-estabelecidos, os encaixado em rótulos: “manhã”, “tarde” ou “noite”. Uma segunda fórmula conta as interrupções em cada turno, contando a quantidade de linhas da tabela em que aparecem aqueles rótulos.

Para isso, usando a planilha de interrupção de energia elétrica foi criada uma coluna com índices “Alta”, “Baixa” ou “Zero” remetendo aos horários de produção de energia em usinas solares para classificar em que período aconteceu a interrupção.

Quanto a segunda tabela, mais importante, apresenta a quantidade de interrupções em diferentes status de produção solar, que foram classificados em Alto, Baixo e Zero. O turno Alto vai das 09:00 às 16:00 (7 horas ininterruptas), o turno Baixo das 05:00 às 09:00 e das 16:00 às 18:00 (4 horas na manhã e 2 horas à tarde, 6 horas total), o turno Zero seria das 18:00 às 05:00 do dia seguinte (11 horas ininterruptas).

3.6 Dimensionamento do sistema

No dimensionamento do sistema fotovoltaico foram analisados diversos fatores que influenciam diretamente seu desempenho e viabilidade técnica. Esse tipo de sistema combina a geração de energia solar por meio de painéis fotovoltaicos com o armazenamento em baterias, garantindo o suprimento de energia mesmo em períodos sem irradiação solar ou em situações de falha na rede elétrica. Assim, o correto dimensionamento é fundamental para assegurar a eficiência energética, a confiabilidade do fornecimento e a otimização dos custos de implantação.

O memorial de cálculo tem como objetivo apresentar o processo de dimensionamento do sistema híbrido proposto, abordando desde a estimativa do consumo energético até a definição dos principais componentes do sistema, como os módulos fotovoltaicos, inversores e banco de baterias. A metodologia utilizada considera parâmetros como a radiação solar local, as perdas do sistema, a taxa de descarga das baterias e o tempo de autonomia desejado.

O dimensionamento do Sistema Fotovoltaico (SFV) foi realizado em duas etapas principais. A primeira consiste na determinação da potência de pico do arranjo fotovoltaico (P_{pico}), responsável por atender à demanda energética média do consumidor, considerando as condições climáticas e o desempenho dos módulos solares. A segunda etapa refere-se ao dimensionamento da capacidade do banco de baterias (CBB), essencial para o armazenamento da energia gerada e para garantir o fornecimento contínuo durante o período de autonomia estabelecido.

Essas etapas permitem calcular, com precisão, a capacidade de geração e armazenamento necessária para que o sistema opere de forma eficiente e sustentável, assegurando que a energia produzida seja suficiente para suprir o consumo diário e manter as baterias devidamente carregadas, mesmo em situações de baixa incidência solar. O dimensionamento foi realizado com o objetivo de analisar cenários de máxima economia para o consumidor, permitindo avaliar o desempenho do sistema em diferentes configurações de operação. Essa abordagem possibilita identificar a alternativa mais eficiente e economicamente vantajosa entre as opções de autonomia consideradas.

3.6.1 Placas fotovoltaicas

O cálculo da potência de pico (P_{pico}), do arranjo fotovoltaico baseia-se na energia consumida pela carga (E), no índice solar global em plano de arranjo (G_{poa}), na radiação solar de pico (P_{sol}), e no Coeficiente de Rendimento (PR), conforme a equação:

A aplicação da fórmula 5 aos dados específicos do projeto resultou no seguinte:

$$P_{pico} = \frac{1059 \cdot 1}{5,5 \cdot 30 \cdot 0,8}$$

Dessa forma, a potência de pico necessária para o gerador fotovoltaico é:

$$P_{pico} = 8,02 \text{ kWp}$$

Para determinar o número de módulos fotovoltaicos necessários, divide-se a potência de pico do sistema pela potência nominal de cada placa solar. Sendo utilizadas as placas com potência de 585w.

Portanto, são necessárias 14 placas para atingir a potência necessária. Sendo a nova potência de pico (P_{pico}):

$$P_{pico} = 8,19 \text{ kWp}$$

3.6.2 Inversor

O dimensionamento do inversor foi realizado utilizando a fórmula 6. Para este projeto, o (FDI) adotado foi de 0,8.

$$FDI = \frac{P_{nom}}{P_{FV}}$$

$$P_{FV} = 10,23 \text{ kW}$$

O inversor escolhido para o sistema foi um modelo de 7,5 kW (potência nominal). Esta seleção foi estratégica, considerando a capacidade de overload do equipamento.

Em sistemas que operam tanto na modalidade híbrida quanto conectada à rede (on-grid), a escolha de um inversor com capacidade de overload de 100%. Isso permite que a potência do arranjo de 10,23kW seja acomodada, mesmo que a potência nominal do inversor seja de 7,5kW, garantindo que a energia máxima gerada pelos painéis possa ser processada eficientemente sem sobrecarregar o dispositivo.

3.6.3 Banco de baterias:

Para garantir a confiabilidade e a autonomia energética do sistema, o dimensionamento do banco de baterias foi conduzido através da análise de consumo, o qual representa o cenário.

- Horário de pico: dimensionamento com autonomia de 4 horas, baseado no consumo de 7350Wh.

Autonomia de 4 Horas:

$$\text{Consumo diário} = 35.280 \text{ Wh}$$

$$\text{Consumo de 4 horas} = 5.880 \text{ Wh}$$

O cálculo pela fórmula 7 da Energia Armazenada (EA) considerou o consumo diário, mas apenas uma autonomia de 4 horas para a bateria.

$$EA = \frac{ECD \cdot N_{\text{autonomia}}}{P_d}$$

$$EA = 7,35 \text{ kWh}$$

A Capacidade do Banco de Baterias (CBB) foi então calculada pela fórmula 8 utilizando a tensão nominal do banco de 48V

$$CBB = \frac{EA}{V_{\text{banco}}}$$

$$CBB = 153,12 \text{ Wh}$$

Por fim, o Número de Baterias em Paralelo (NBP) foi calculado pela fórmula 10 assumindo uma capacidade individual de bateria de 100ah:

$$NBP = \frac{EA}{C_{\text{bateria}}}$$

$$NBP \cong 2 \text{ Baterias}$$

O dimensionamento do disjuntor nominal (In) é regido pelas duas condições da NBR 5410, conforme o documento fornecido:

A primeira condição, deve ser satisfeita.

$I_b = I_p$: 36,68 A

I_z : 41 A.

A condição se torna:

$$36,68A \leq I_z \leq 41A$$

O valor comercial padronizado para disjuntores que se encaixa neste intervalo é: 40A

A segunda condição, deve ser satisfeita.

$$40A \leq 59,45$$

Portanto, a proteção, utilizando a corrente corrigida na seleção do disjuntor, exige um disjuntor de 40A e um condutor de 4 mm².

3.7 Projeção da economia com Tarifa Branca e sistema híbridos

Conforme mencionado anteriormente, se busca a menor tarifa de energia e maior segurança ao consumidor. Dessa forma, foram exploradas usinas solares, on grid e híbridas.

Para isso, baseado no consumo instantâneo e na energia disponível para injeção na rede da concessionária ou carregamento das baterias. Foram construídas algumas alternativas.

A tabela 16 apresenta a média mensal: do consumo total, do consumo instantâneo e do disponível, a energia produzida pela usina e que pode carregar o banco de baterias ou ser injetada na rede da concessionária, encontrados por meio do cálculo do consumo total, energia produzida e consumo instantâneo:

Tabela 16 - Média mensal: do consumo total, do consumo instantâneo e do disponível

ANO (kWh)	CONSUMO	INSTANTÂNEO	DISPONÍVEL
2026	945,05	231,11	713,94
2027	972,19	244,58	727,61
2028	1000,11	251,60	748,51
2029	1028,85	258,82	770,03
2030	1058,39	266,26	792,13
2031	1088,79	273,91	814,88

2032	1120,06	281,77	838,29
2033	1152,25	289,87	862,38
2034	1185,33	298,19	887,14
2035	1219,40	306,76	912,64

Fonte: Elaborada pelo autor

Após realizar os cálculos gerais, é possível apresentar os cálculos por tipo de investimento realizado. O solar On Grid convencional não foi necessário a criação de tabela, pois chega-se ao valor basicamente multiplicando a quantidade da energia consumida pelo valor do saldo (valor tarifa - valor do crédito de energia injetada na rede).

Dessa forma será preciso apresentar os cálculos dos sistemas híbridos. Nesses sistemas a energia injetada na rede é menor, em virtude de parte da energia ser usada para alimentar as baterias, gerando um aumento do “instantâneo”, pois a energia armazenada nas baterias não tem o desconto do Fio B. Destaca-se que foi considerado somente um ciclo de carga e descarga por dia para preservar a vida útil do banco de baterias.

Para encontrar esse valor é necessário encontrar a corrente demanda, a fim de descobrir a quantidade de potência necessária que pode ser suprida pelas baterias:

Tabela 17 - Projeção de demanda de corrente por dia anual

ANO	DEMANDA DE CORRENTE TOTAL (A/dia)
2026	143,19
2027	147,30
2028	151,53
2029	155,89
2030	160,36
2031	164,97
2032	169,71
2033	174,58
2034	179,60

ANO	DEMANDA DE CORRENTE TOTAL (A/dia)
2026	143,19
2035	184,76

Fonte: Elaborada pelo autor

A corrente total suprida pela bateria foi a mesma em todos os anos, 160 A, e com a tensão da bateria é de 48 volts a potência total fornecida é de 230,4 kW o restante sendo compensado por injeção de energia da rede.

Tabela 18 - Projeção valores de pagamentos das tarifas com sistema híbrido

SOLAR HÍBRIDO (CONVENCIONAL)		
ANO	INJEÇÃO	VALOR
2026	483,54	R\$ 112,00
2027	497,21	R\$ 156,70
2028	518,11	R\$ 213,29
2029	539,63	R\$ 268,66
2030	561,73	R\$ 304,42
2031	584,48	R\$ 344,78
2032	607,89	R\$ 390,32
2033	631,98	R\$ 441,70
2034	656,74	R\$ 499,63
2035	682,24	R\$ 564,96

Fonte: Elaborada pelo autor

Em razão disso, os sistemas híbridos geram uma economia maior na conta de energia.

Após apresentar as opções na tarifa convencional, a tabela 19 apresenta as opções de investimento com a Tarifa Branca. Para isso, é de suma importância calcular o consumo por turno: Fora de Ponta, Intermediária e de Ponta, também calculados com auxílio da tabela usada para calcular o consumo instantâneo:

Tabela 19 - Projeção das opções de investimento com a Tarifa Branca

ANO (kWh)	CONSUMO PONTA	CONSUMO INTERMEDIÁRIO	CONSUMO FORA DE PONTA	CONSUMO TARIFA BRANCA
				PONTA+INTER
2026	222,56	164,47	558,02	387,03
2027	228,95	169,20	574,04	398,15
2028	235,53	174,06	590,53	409,58
2029	242,29	179,06	607,50	421,35
2030	249,25	184,20	624,94	433,45
2031	256,41	189,49	642,89	445,90
2032	263,78	194,93	661,35	458,71
2033	271,35	200,53	680,36	471,89
2034	279,15	206,29	699,89	485,44
2035	287,17	212,22	720,01	499,39

Fonte: Elaborada pelo autor

O valor do injetado também varia com os horários de forma que o valor do injetado no horário intermediário, mesmo sendo pouco, tem relevância no cálculo do valor final da conta, sendo de suma importância o cálculo do valor injetado em cada período:

Tabela 20 - Projeção da injeção em horários

ANO		2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035
HORÁRIO INJEÇÃO NA REDE (W/mês)	INTERME DIÁRIO	38,1	36,6	35,4	33,9	32,7	31,2	29,7	28,2	26,7	24,9
	FORA DE PONTA	355,84	371,01	393,11	416,13	439,43	383,68	408,59	434,18	460,44	487,74

Fonte: Elaborada pelo autor

Em virtude do preço das tarifas foi priorizado o consumo das cargas banco de baterias no horário de ponta e caso tenha restado saldo no intermediário e depois o fora de ponta. Os bancos de baterias menores foram projetados para atender os

horários de ponta e intermediário, já os bancos maiores para atender toda a demanda. A tabela 21 demonstra a quantidade de corrente demandada em cada um dos turnos de tarifa:

Tabela 21 - Projeção quantidade de corrente demandada nos turnos de tarifa

DEMANDA DE CORRENTE (A/dia)		
TOTAL	PONTA	INTERMEDIÁRIO
143,19	33,72	24,92
147,30	34,69	25,64
151,53	35,69	26,37
155,89	36,71	27,13
160,36	37,77	27,91
164,97	38,85	28,71
169,71	39,97	29,54
174,58	41,11	30,38
179,60	42,30	31,26
184,76	43,51	32,15

Fonte: Elaborada pelo autor

A próxima tabela 22 revela a corrente fornecida pelas baterias em cada um dos horários tarifários:

Tabela 22 - Projeção corrente fornecida pelas baterias em horários tarifários

ANO (A/dia)	BATERIA		
	PONT A	INTERMEDIÁRIO	TOTAL
	TOTAL DE BATERIAS		2
2026	126,28	101,36	-3,19
2027	125,31	99,67	-7,30
2028	124,31	97,94	-11,53
2029	123,29	96,16	-15,89

2030	122,23	94,33	-20,36
2031	121,15	92,44	-24,97
2032	120,03	90,50	-29,71
2033	118,89	88,50	-34,58
2034	117,70	86,45	-39,60
2035	116,49	84,34	-44,76

Fonte: Elaborada pelo autor

Por último, para calcular o excedente de energia usado para compensar o consumo, deve ser calculado o crédito obtido em cada horário de injeção de energia da bateria, iniciando pelo horário de ponta, passando pelo horário intermediário e caso ainda tenha saldo pelo fora de ponta. Caso o saldo esteja negativo denota que no horário houve injeção de energia na rede:

Tabela 23 - Projeção do excedente de energia

BATERIA (W) SALDO			
ANO	PONTA	INTERMEDIÁRIO	FORA DE PONTA
2026	-181,84	-145,96	4,59
2027	-180,45	-143,53	10,51
2028	-179,01	-141,04	16,61
2029	-177,54	-138,47	22,88
2030	-176,02	-135,83	29,32
2031	-174,46	-133,11	35,95
2032	-172,85	-130,32	42,78
2033	-171,20	-127,44	49,80
2034	-169,49	-124,49	57,02
2035	-167,75	-121,44	64,45

Fonte: Elaborada pelo autor

Para calcular o valor final do consumo pago realiza-se uma soma algébrica básica:

CONSUMO PAGO = CONSUMO TOTAL - INSTANTÂNEO - BATERIAS - CRÉDITO DE EXCEDENTE

Em virtude disso, é interessante apresentar os valores das contas médias no ano de 2026 quando, ocorre um fenômeno interessante, a energia injetada no horário de ponta, só será compensada no horário fora de ponta, o que faz com o saldo dessa transação seja negativo para concessionária, (- R\$641,04 por MWh). No horário intermediário o crédito é menor (- R\$116,35 por MWh).

Já no caso do sistema Híbrido b, que conta com somente uma bateria, toda a energia é injetada na rede nos horários de ponta, um pequeno saldo no intermediário e a energia é consumida no horário fora de ponta. Ainda assim, o sistema conseguirá pagar somente a taxa de disponibilidade:

Tabela 24 - Projeção corrente fornecida pelas baterias em cada um dos horários tarifários pelo sistema híbrido b

ANO (A)	HÍBRIDO b		
	PONT A	INTERMEDIÁRIO	TOTAL
	TOTAL DE BATERIAS		1
2026	46,28	11,36	34,98
2027	45,31	9,67	-77,30
2028	44,31	7,94	-81,53
2029	43,29	6,16	-85,89
2030	42,23	4,33	-90,36
2031	41,15	2,44	-94,97
2032	40,03	0,50	-99,71
2033	38,89	-1,50	-104,58
2034	37,70	-3,55	-109,60
2035	36,49	-5,66	-114,76

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 25 - Projeção do excedente de energia para sistema híbrido b

HÍBRIDO b (W)			
ANO	PONTA	INTERMEDIÁRIO	FORA DE PONTA
2026	-66,64	-16,36	-50,38
2027	-65,25	-13,93	111,31
2028	-63,81	-11,44	117,41
2029	-62,34	-8,87	123,68
2030	-60,82	-6,23	130,12
2031	-59,26	-3,51	136,75
2032	-57,65	-0,72	143,58
2033	-56,00	2,16	150,60
2034	-54,29	5,11	157,82
2035	-52,55	8,16	165,25

Fonte: Elaborada pelo autor

O resultado do preço pago nas tarifas será semelhante ao sistema híbrido com duas baterias, com a diferença que este trará mais segurança energética ao sistema.

3.8 Cálculo dos indicadores de viabilidade

Para se falar de economia deve-se ter um ponto de partida, de onde se mede se haverá ou não economia. O ponto de partida será o valor presente líquido, os fluxos de caixas serão a soma da economia das contas de energia da unidade consumidora até o final do período de análise, calculadas anualmente, com auxílio de planilhas eletrônicas, apresenta-se a metodologia de cálculo da economia acumulada.

O cálculo da viabilidade econômica foi realizado através do método do Valor Presente (VP), comparando-se o cenário atual ("Sem Usina") com o cenário proposto ("Usina Híbrida em Tarifa Branca").

1. Inicialmente, agregou-se o custo mensal das tarifas projetadas por ano, multiplicando-se o resultado por 12 para obter o custo anualizado projetado em cada ano.

2. O custo anualizado foi subtraído do custo de referência (unidade consumidora sem usina), resultando no Fluxo de Caixa Livre Anual.
3. Sobre o Fluxo de Caixa Livre Anual, aplicou-se a taxa de desconto (Juros real) pelas diferenças do ano do estudo (tempo presente) e do ano do custo projetado para trazer os valores futuros a Valor Presente,
4. O somatório dos Valores Presentes da economia nos anos de 2026 a 2035 representa a economia total gerada pelo projeto em valores atuais.

Como ponto de partida foi preciso calcular o valor presente líquido de todas as contas de energia elétrica do período 2026-2035 do consumidor sem nenhum equipamento para auxiliar na diminuição desse valor, num total de R\$151.219,82.

Após isso aplica-se esse valor aos cenários analisados com base no perfil horário de consumo e produção de energia solar. Recordar-se que as usinas “Híbrida b” tem somente uma bateria, visando a análise um cenário com sistema com menor capacidade, que será usado somente para modicidade de tarifas.

Além dos equipamentos, também foram consideradas diferentes tipos de tarifas diferentes, visando o melhor cenário para o consumidor comercial do grupo B, dessa forma, foram apontadas tanto a tarifa convencional quanto a Tarifa Branca. Entretanto, todos os cálculos de economia se baseiam na tarifa convencional, pois é o tipo de tarifa mais vantajoso a quem não tem nenhum desses equipamentos usados para economizar na conta de energia elétrica.

3.9 Custos de implementação do sistema

A etapa de pesquisa de mercado foi executada com o objetivo de levantar os custos atualizados dos principais componentes do sistema fotovoltaico. Os valores para a análise de viabilidade econômica foram obtidos mediante consulta a lojas e fornecedores online especializados no setor. A comprovação dos valores está nos anexos deste trabalho.

Tabela 26 - Orçamento do Sistema On Grid

SISTEMA ON GRID				
Descrição Serviço	Qtd.	Und	Valor unit.	Valor Total
INSTALAÇÃO POR PLACA	14	Und	R\$ 80,00	R\$ 1.120,00

FRETE	0	Und	R\$ 350,00	R\$ -
ENGENHEIRO ELETRICISTA ART	1	Und	R\$ 1.100,00	R\$ 1.100,00
PROJETISTA	1	Und	R\$ 1.500,00	R\$ 1.500,00
CUSTOS PROCESSUAIS	1	Und	R\$ 2.500,00	R\$ 2.500,00
Descrição Materiais	Qtd.	Und	Valor unit.	Valor Total
MATERIAIS ELÉTRICOS PARA INSTALAÇÃO	1	Und	R\$ 3.200,00	R\$ 3.200,00
INVERSOR SOLAR DE 7,5KW	1	Und	R\$ 2.300,00	R\$ 2.300,00
PAINEL SOLAR 585W TSUN	14	Und	R\$ 408,91	R\$ 5.724,74
ESTRUTURA SOLAR PARA FIXAÇÃO	4	Und	R\$ 149,90	R\$ 599,60
PERFIL DE ENCAIXE DOS MÓDULOS	14	Und	R\$ 70,00	R\$ 980,00
STRING BOX	1	Und	R\$ 599,00	R\$ 599,00
CABO SOLAR PRETO 4MM	1	Und	R\$ 99,90	R\$ 99,90
CABO SOLAR VERMELHO 4MM	1	Und	R\$ 99,90	R\$ 99,90
CONECTOR MC4	8	Und	R\$ 5,00	R\$ 40,00
			TOTAL	R\$ 19.863,14
			VALOR BASE	R\$ 19.863,14

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 27 - Orçamento do Sistema Híbrido

SISTEMA HÍBRIDO				
Descrição Serviço	Qtd.	Und	Valor unit.	Valor Total
INSTALAÇÃO POR PLACA	14	Und	R\$ 80,00	R\$ 1.120,00
FRETE	0	Und	R\$ 350,00	R\$ -
ENGENHEIRO ELETRICISTA ART	1	Und	R\$ 1.100,00	R\$ 1.100,00
PROJETISTA	1	Und	R\$ 1.500,00	R\$ 1.500,00
CUSTOS PROCESSUAIS	1	Und	R\$ 2.500,00	R\$ 2.500,00
Descrição Materiais	Qtd.	Und	Valor unit.	Valor Total
MATERIAIS ELÉTRICOS PARA INSTALAÇÃO	1	Und	R\$ 3.200,00	R\$ 3.200,00

INVERSOR SOLAR HÍBRIDO DE 7,5KW	1	Und	R\$ 7.799,90	R\$ 7.799,90
PAINEL SOLAR 585W TSUN	14	Und	R\$ 408,91	R\$ 5.724,74
ESTRUTURA SOLAR PARA FIXAÇÃO	4	Und	R\$ 149,90	R\$ 599,60
PERFIL DE ENCAIXE DOS MÓDULOS	14	Und	R\$ 70,00	R\$ 980,00
STRING BOX	1	Und	R\$ 599,00	R\$ 599,00
CABO SOLAR PRETO 4MM	1	Und	R\$ 99,90	R\$ 99,90
CABO SOLAR VERMELHO 4MM	1	Und	R\$ 99,90	R\$ 99,90
CONECTOR MC4	8	Und	R\$ 5,00	R\$ 40,00
BATERIA	2	Und	R\$ 5.499,90	R\$ 10.999,80
			TOTAL	R\$ 36.362,84
			VALOR BASE	R\$ 36.362,84

Fonte: Elaborada pelo autor

Destaca-se que para o sistema híbrido b tarifa branca a única diferença dos demais sistemas híbridos foi a adoção de uma bateria a menos

Capítulo 4

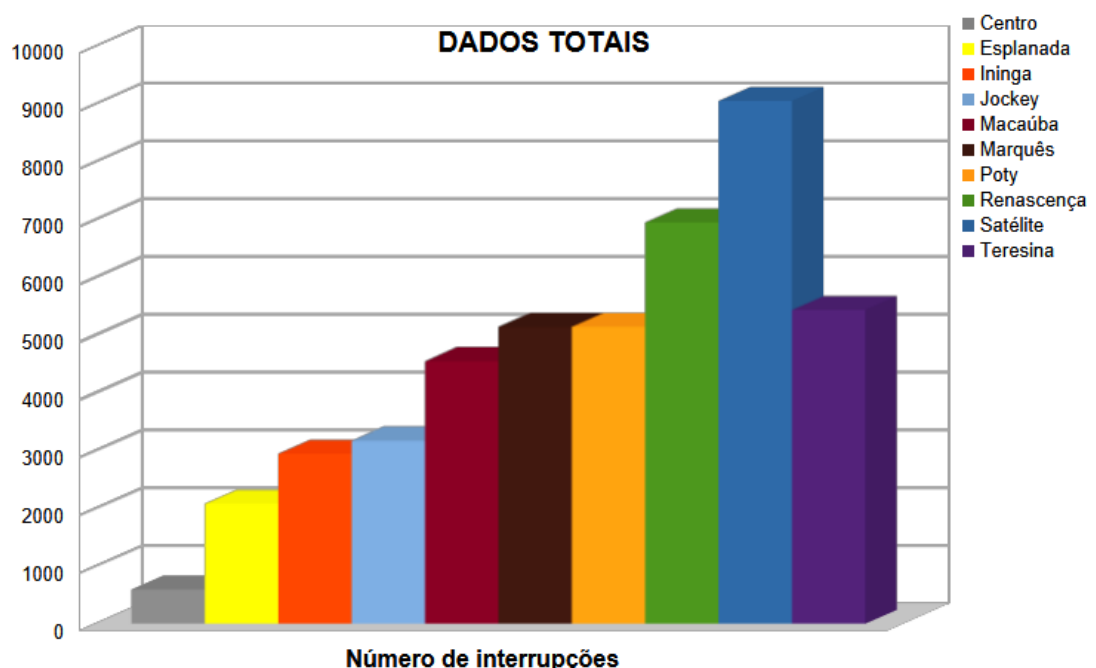
RESULTADO E DISCUSSÃO

4.1 Das interrupções de Energia Elétrica

Do tratamento das informações da tabela da ANEEL foi possível elaborar os gráficos abaixo, que apresentam os números de interrupções por conjunto de unidades consumidoras.

O primeiro gráfico é o de análise mais simples, somente dos dados das subestações de forma isolada. Destacam-se o conjunto do “Centro” por ser o que tem menor número de ocorrências, bem abaixo do segundo, com menos de mil interrupções e o conjunto do “Satélite” com quase 9 mil ocorrências, bem acima do segundo maior número (Renascença) que teve menos de 7 mil.

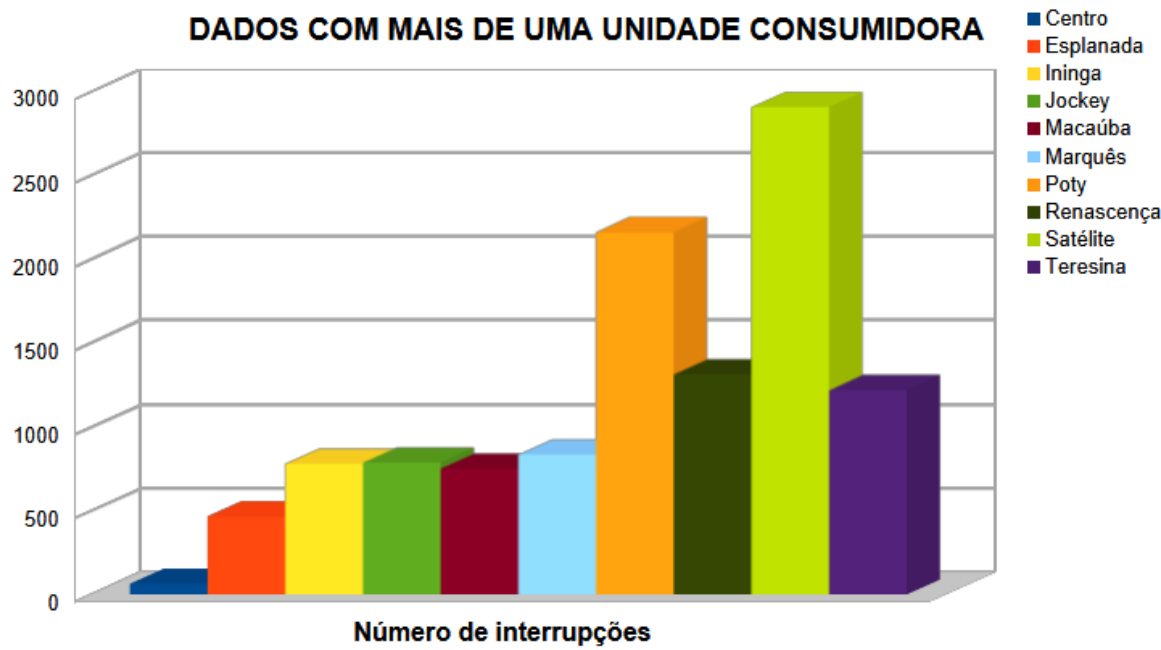
Gráfico 1 - Interrupções totais nas subestações de Teresina-PI



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2024).

Já no segundo gráfico consta as ocorrências de interrupções com uma unidade consumidoras. A diferença dos resultados é nítida, porém se mantém o centro e a subestação satélite como destaques.

Gráfico 2 - Interrupções com mais de uma unidade consumidora afetadas nas subestações de Teresina-PI



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2024).

Após realizar as operações proposta na metodologia chegamos a seguintes interrupções por unidade consumidora hipotética de cada subestações:

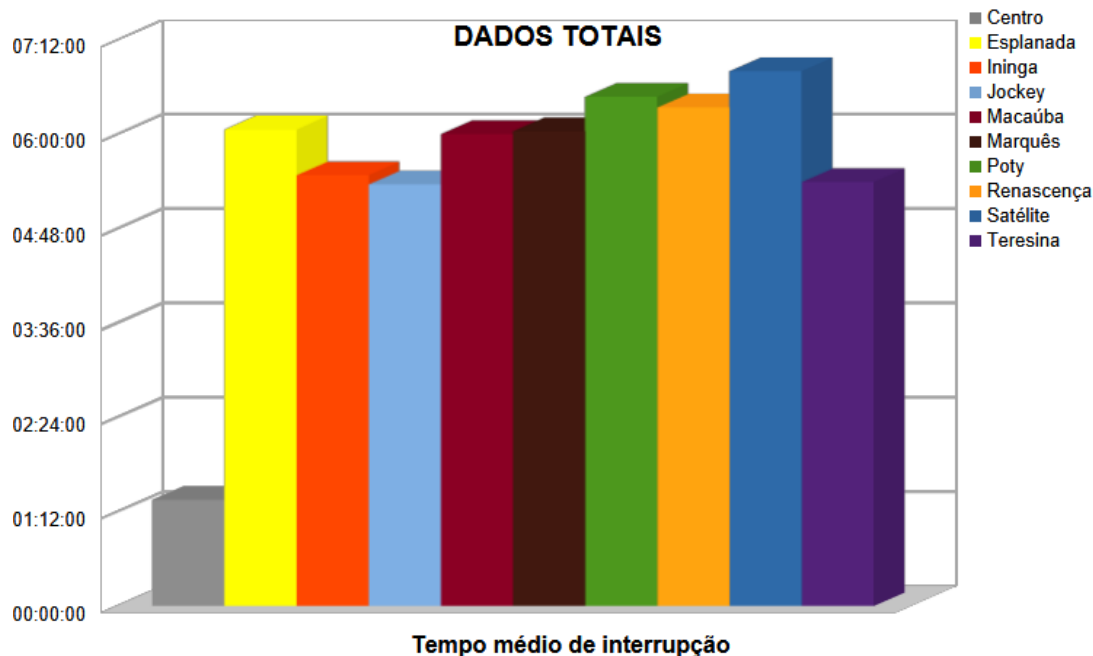
Tabela 28 - interrupções por unidade consumidora de cada subestações

Subestação	Número de interrupções
Centro	4
Esplanada	5
Ininga	5
Jockey	6
Macaúba	4
Marquês	5
Poty	11
Renascença	6

Satélite	13
Teresina	10
MÉDIA	7

Após apresentar os resultados dos números de interrupções, apresenta-se o cálculo do tempo de interrupção criado com base na média de interrupção por subestação, que também teve como destaque a subestação Centro e a subestação Satélite:

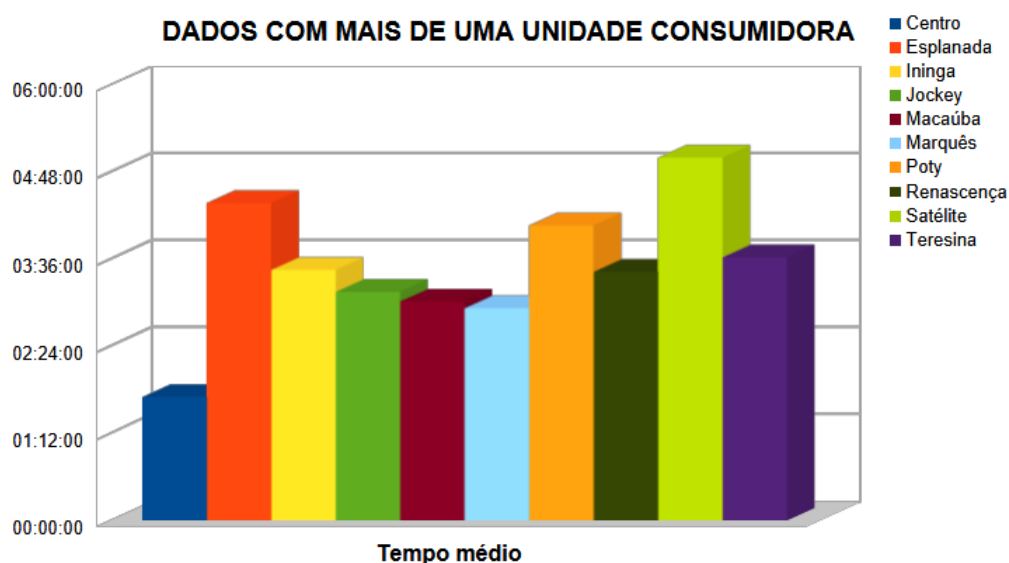
Gráfico 3 - Tempo médio do total interrupções nas subestações de Teresina-PI



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2024).

O tempo médio de interrupções também foi muito alterado, quando comparados os dois conjuntos de dados, com ou sem as ocorrências com somente uma unidade consumidora, conforme se observa na comparação do gráfico 3 e 4:

Gráfico 4 - Tempo médio das interrupções com mais de uma unidade consumidora afetadas nas subestações de Teresina-PI

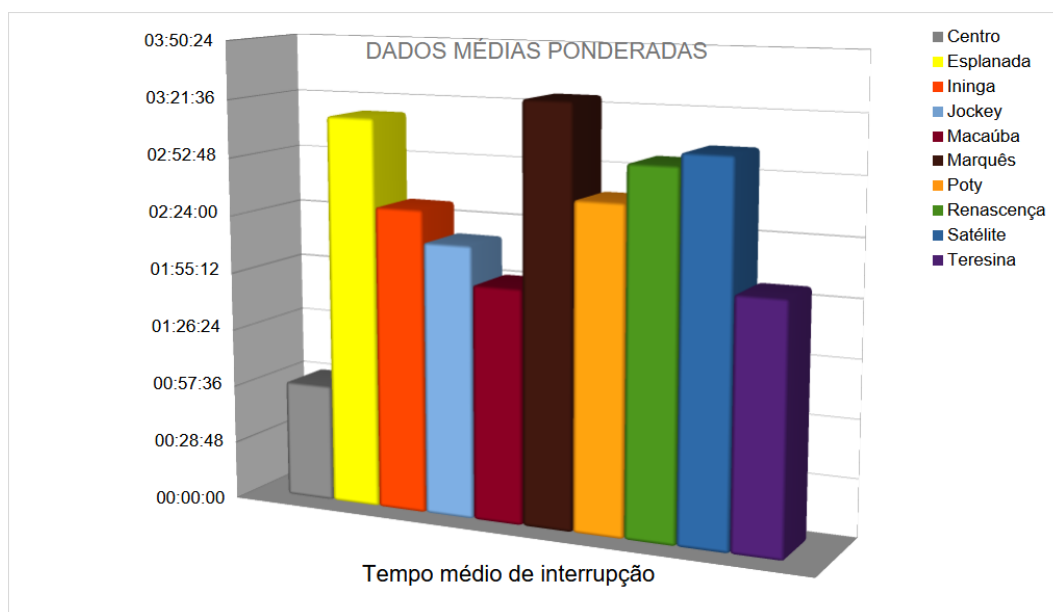


Fonte: (Elaborada pelo autor, 2024).

Mais uma vez a Centro e Satélite são destaques, e como sempre o primeiro positivo e o segundo negativo.

Por fim, apresenta-se o gráfico do tempo médio ponderado por subestações:

Gráfico 5 – Tempo médio ponderado de interrupções por subestações em Teresina-PI



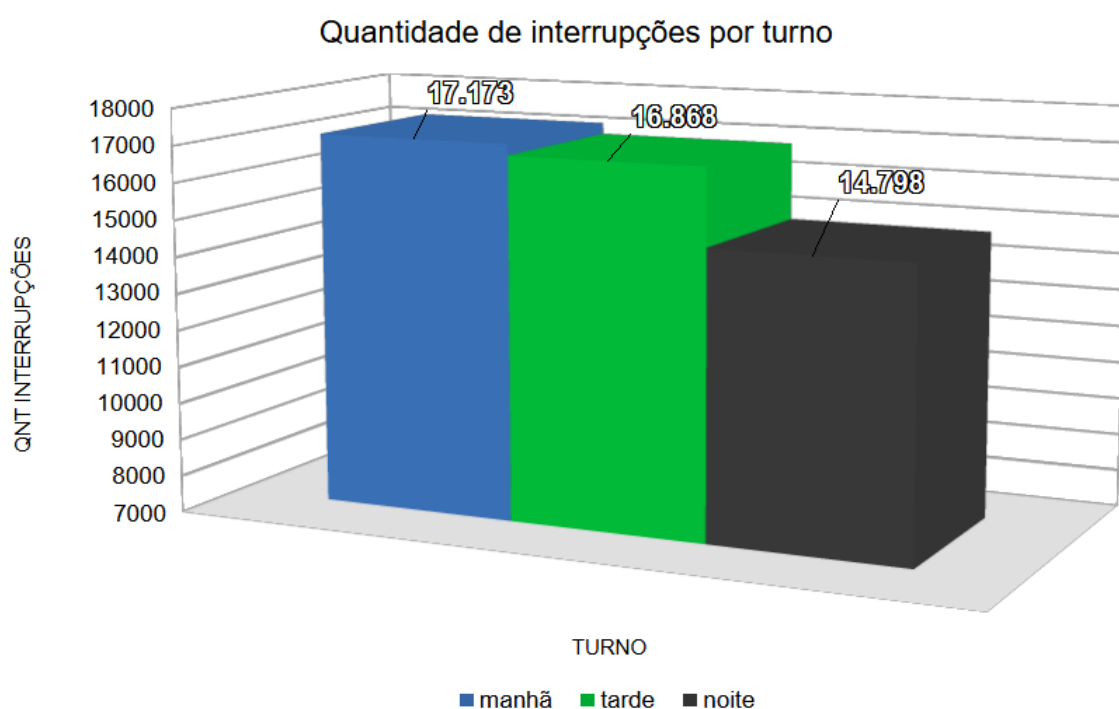
Fonte: (Elaborada pelo autor, 2024).

Nesse gráfico temos uma surpresa, muito embora a Centro ainda seja a subestação com menos tempo de interrupção a Satélite não é a subestação com o

maior tempo de interrupção ficando na frente das subestações Esplanada e Marquês, a campeã no quesito.

Como o trabalho trata de usina solares como investimento e sistema de backup, foi realizado o estudo da quantidade de interrupções por período do dia, compilando os dados foi possível criar gráfico resumo:

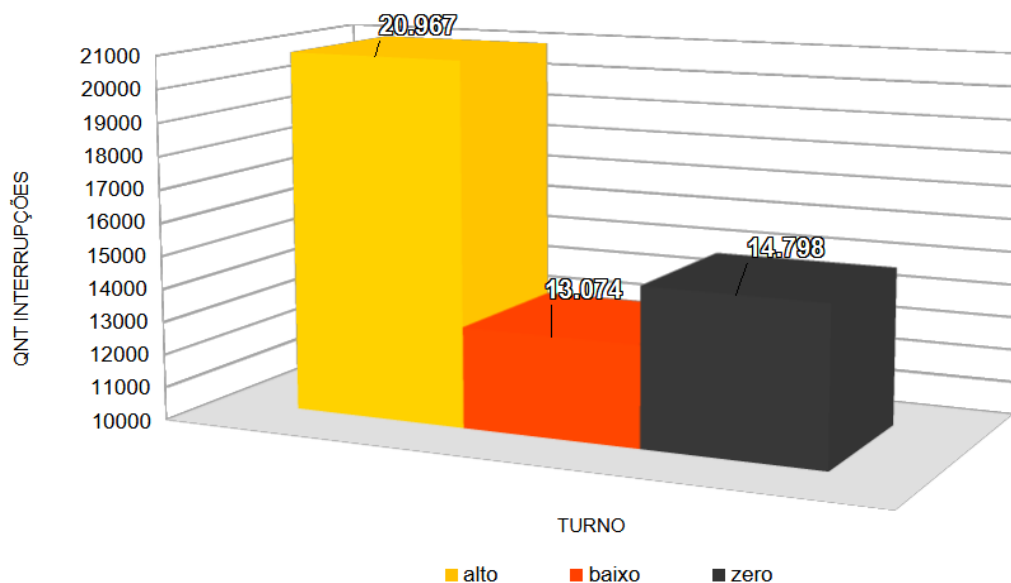
Gráfico 6 - Quantidade de interrupções totais por turno na cidade de Teresina-PI



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2024).

Como se observa analisando a tabela, a maior parte das interrupções ocorre na manhã, seguido do turno da tarde e a menor incidência está no turno da noite. Com esse dado contraintuitivo nas mãos os autores buscaram correlação entre o horário da produção solar e das interrupções, como resultado os dados compilados são apresentados no gráfico:

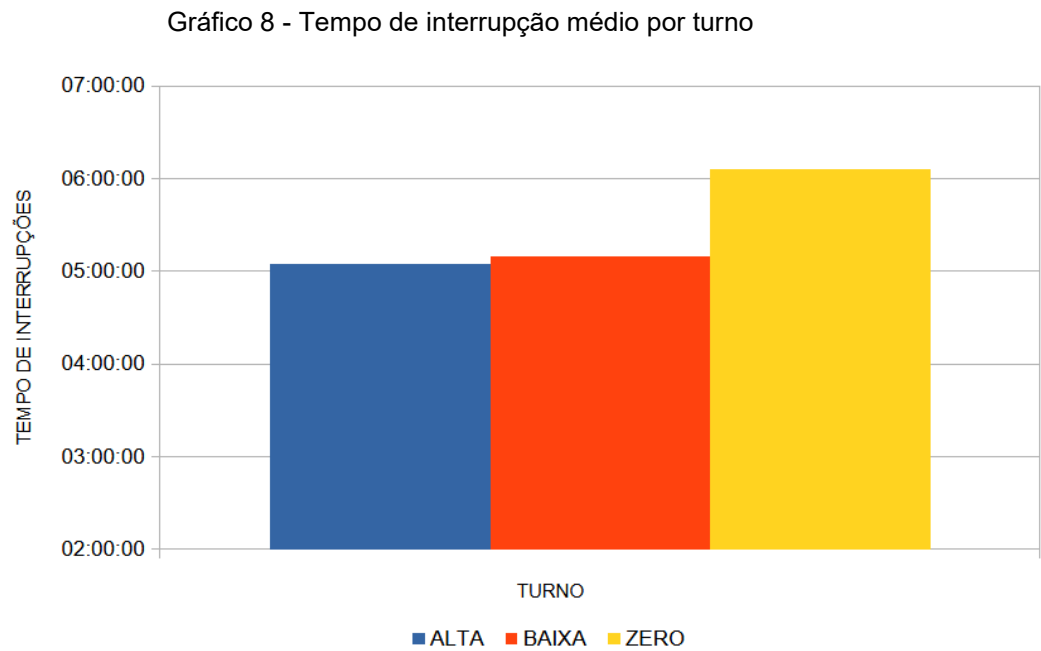
Gráfico 7 - Quantidade de interrupções horário de produção de energia solar



Fonte: (Elaborada pelo autor, 2024).

Se observa que quase metade das interrupções de energia ocorrem no momento do pico de produção solar, fazendo comparativo os dados extraídos do site do ONS, a potência produzida no início do horário estabelecido como “Alto”, normalmente, vai de 50% da potência do sistema, subindo exponencialmente até o limite do sistema. O período com interrupção de energia sem nenhuma produção corresponde somente a 30,3%.

O último gráfico relacionando períodos do dia e as interrupções é o gráfico que relaciona turno da ocorrência e duração da interrupção:



Fonte: (ANEEL, 2024).

Se depreende do último gráfico, que o tempo médio de interrupção durante os turnos são bastante semelhantes na Alta e Baixa são de aproximadamente 5 horas e os períodos de sem produção (ZERO) tem duração de pouco mais de 6 horas (06:06:08).

4.1.1 Lucro cessante em dez anos

Quanto aos lucros cessantes, partindo dos dados resultantes do número médio de interrupções anual obtidos e de sua duração média, foi possível chegar ao tempo total de interrupções anuais de acordo com a subestação:

Tabela 29 - Tempo total de interrupções anuais de acordo com subestação

Subestação	Número de interrupções anual	Tempo médio	Tempo total anual
Centro	4	00:58:41	03:40:34
Esplanada	5	03:14:09	15:03:44
Ininga	5	02:30:58	13:47:39
Jockey	6	02:15:12	13:01:27
Macaúba	4	01:56:20	08:03:20
Marquês	5	03:26:25	07:20:20
Poty	11	02:40:30	06:25:33

Renascença	6	02:58:57	16:49:12
Satélite	13	03:05:07	15:36:43
Teresina	10	02:02:04	19:24:22
MÉDIA	7	02:23:19	17:03:07

Fonte: (ANEEL, 2024).

Após encontrar o tempo total de interrupção, a taxa de juros real e o valor do lucro cessante basta aplicar a fórmula de juros compostos para chegar ao valor total em dez anos do lucro cessante.

Conforme estabelecido na seção 3.3, o valor do lucro cessante dependerá do quartil do faturamento, de forma que foram criados três perfis:

Tabela 30 - Lucro cessante em 10 anos do 3° quartil

3° QUARTIL			
Subestação	Tempo total anual	tempo total 10 anos	lucro cessante
Centro	3:40:34	36:45:40	R\$ 327,42
Esplanada	15:03:44	150:37:20	R\$ 1.341,56
Ininga	13:47:39	137:56:30	R\$ 1.228,62
Jockey	13:01:27	130:14:30	R\$ 1.160,04
Macaúba	8:03:20	80:33:20	R\$ 717,49
Marquês	10:38:41	106:26:50	R\$ 948,11
Poty	30:25:33	304:15:30	R\$ 2.709,97
Renascença	16:49:12	168:12:00	R\$ 1.498,13
Satélite	39:36:43	396:07:10	R\$ 3.528,16
Teresina	19:24:22	194:03:40	R\$ 1.728,47
MÉDIA	17:03:08	170:31:15	R\$ 1.518,80

Fonte: Elaborada pelo autor

A média do 3° quartil, R\$1.518,80, o maior deles, é muito inferior ao valor de uma bateria de lítio atualmente, R\$5.499,90, conforme será abordado na pesquisa de

mercado. Mesmo na subestação Satélite, onde se tem a maior falta de energia, o valor da bateria ainda é bem superior ao valor do lucro cessante R\$3.528,16.

Os resultados são ainda menores nos 2° e 1° quartil conforme os resultados apresentados:

Tabela 31 - Lucro cessante em 10 anos do 2° quartil

2° QUARTIL			
Subestação	Tempo total anual	tempo total 10 anos	lucro cessante
Centro	3:40:34	36:45:40	R\$ 182,54
Esplanada	15:03:44	150:37:20	R\$ 747,92
Ininga	13:47:39	137:56:30	R\$ 684,95
Jockey	13:01:27	130:14:30	R\$ 646,72
Macaúba	8:03:20	80:33:20	R\$ 400,00
Marquês	10:38:41	106:26:50	R\$ 528,57
Poty	30:25:33	304:15:30	R\$ 1.510,80
Renascença	16:49:12	168:12:00	R\$ 835,20
Satélite	39:36:43	396:07:10	R\$ 1.966,94
Teresina	19:24:22	194:03:40	R\$ 963,61
MÉDIA	17:03:08	170:31:15	R\$ 846,73

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 32 - Lucro cessante em 10 anos do 1° quartil

1° QUARTIL			
Subestação	Tempo total anual	tempo total 10 anos	lucro cessante
Centro	3:40:34	36:45:40	R\$ 98,23
Esplanada	15:03:44	150:37:20	R\$ 402,47
Ininga	13:47:39	137:56:30	R\$ 368,59
Jockey	13:01:27	130:14:30	R\$ 348,01
Macaúba	8:03:20	80:33:20	R\$ 215,25
Marquês	10:38:41	106:26:50	R\$ 284,43
Poty	30:25:33	304:15:30	R\$ 812,99

Renascença	16:49:12	168:12:00	R\$ 449,44
Satélite	39:36:43	396:07:10	R\$ 1.058,45
Teresina	19:24:22	194:03:40	R\$ 518,54
MÉDIA	17:03:08	170:31:15	R\$ 455,64

Fonte: Elaborada pelo autor

Entretanto, como essa margem de lucro pareceu ser bem subdimensionada foram feitas projeções de margens de lucro superiores de 10% e 15%, alterando drasticamente a justificativa econômica da segurança operacional:

Tabela 33 - Lucro cessante de 10% do lucro em 10 anos para os 3 quartil

3° QUARTIL			
Subestação	Tempo total anual	tempo total 10 anos	lucro cessante
Centro	3:40:34	36:45:40	R\$ 1.129,05
Esplanada	15:03:44	150:37:20	R\$ 4.626,08
Ininga	13:47:39	137:56:30	R\$ 4.236,62
Jockey	13:01:27	130:14:30	R\$ 4.000,13
Macaúba	8:03:20	80:33:20	R\$ 2.474,12
Marquês	10:38:41	106:26:50	R\$ 3.269,33
Poty	30:25:33	304:15:30	R\$ 9.344,73
Renascença	16:49:12	168:12:00	R\$ 5.165,95
Satélite	39:36:43	396:07:10	R\$ 12.166,08
Teresina	19:24:22	194:03:40	R\$ 5.960,23
MÉDIA	17:03:08	170:31:15	R\$ 5.237,23
2° QUARTIL			
Subestação	Tempo total anual	tempo total 10 anos	lucro cessante
Centro	3:40:34	36:45:40	R\$ 629,44
Esplanada	15:03:44	150:37:20	R\$ 2.579,03
Ininga	13:47:39	137:56:30	R\$ 2.361,91
Jockey	13:01:27	130:14:30	R\$ 2.230,06
Macaúba	8:03:20	80:33:20	R\$ 1.379,31

Marquês	10:38:41	106:26:50	R\$ 1.822,64
Poty	30:25:33	304:15:30	R\$ 5.209,66
Renascença	16:49:12	168:12:00	R\$ 2.880,00
Satélite	39:36:43	396:07:10	R\$ 6.782,55
Teresina	19:24:22	194:03:40	R\$ 3.322,81
MÉDIA	17:03:08	170:31:15	R\$ 2.919,74
1° QUARTIL			
Subestação	Tempo total anual	tempo total 10 anos	lucro cessante
Centro	3:40:34	36:45:40	R\$ 338,71
Esplanada	15:03:44	150:37:20	R\$ 1.387,83
Ininga	13:47:39	137:56:30	R\$ 1.270,99
Jockey	13:01:27	130:14:30	R\$ 1.200,04
Macaúba	8:03:20	80:33:20	R\$ 742,23
Marquês	10:38:41	106:26:50	R\$ 980,80
Poty	30:25:33	304:15:30	R\$ 2.803,42
Renascença	16:49:12	168:12:00	R\$ 1.549,79
Satélite	39:36:43	396:07:10	R\$ 3.649,82
Teresina	19:24:22	194:03:40	R\$ 1.788,07
MÉDIA	17:03:08	170:31:15	R\$ 1.571,17

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 34 - Lucro cessante de 15% do lucro em 10 anos para os 3 quartil

3° QUARTIL			
Subestação	Tempo total anual	tempo total 10 anos	lucro cessante
Centro	3:40:34	36:45:40	R\$ 1.693,57
Esplanada	15:03:44	150:37:20	R\$ 6.939,13
Ininga	13:47:39	137:56:30	R\$ 6.354,94
Jockey	13:01:27	130:14:30	R\$ 6.000,20
Macaúba	8:03:20	80:33:20	R\$ 3.711,17
Marquês	10:38:41	106:26:50	R\$ 4.904,00
Poty	30:25:33	304:15:30	R\$ 14.017,10

Renascença	16:49:12	168:12:00	R\$ 7.748,93
Satélite	39:36:43	396:07:10	R\$ 18.249,12
Teresina	19:24:22	194:03:40	R\$ 8.940,34
MÉDIA	17:03:08	170:31:15	R\$ 7.855,85
2° QUARTIL			
Subestação	Tempo total anual	tempo total 10 anos	lucro cessante
Centro	3:40:34	36:45:40	R\$ 944,16
Esplanada	15:03:44	150:37:20	R\$ 3.868,54
Ininga	13:47:39	137:56:30	R\$ 3.542,86
Jockey	13:01:27	130:14:30	R\$ 3.345,09
Macaúba	8:03:20	80:33:20	R\$ 2.068,97
Marquês	10:38:41	106:26:50	R\$ 2.733,96
Poty	30:25:33	304:15:30	R\$ 7.814,49
Renascença	16:49:12	168:12:00	R\$ 4.320,01
Satélite	39:36:43	396:07:10	R\$ 10.173,83
Teresina	19:24:22	194:03:40	R\$ 4.984,22
MÉDIA	17:03:08	170:31:15	R\$ 4.379,61
1° QUARTIL			
Subestação	Tempo total anual	tempo total 10 anos	lucro cessante
Centro	3:40:34	36:45:40	R\$ 508,07
Esplanada	15:03:44	150:37:20	R\$ 2.081,74
Ininga	13:47:39	137:56:30	R\$ 1.906,48
Jockey	13:01:27	130:14:30	R\$ 1.800,06
Macaúba	8:03:20	80:33:20	R\$ 1.113,35
Marquês	10:38:41	106:26:50	R\$ 1.471,20
Poty	30:25:33	304:15:30	R\$ 4.205,13
Renascença	16:49:12	168:12:00	R\$ 2.324,68
Satélite	39:36:43	396:07:10	R\$ 5.474,74
Teresina	19:24:22	194:03:40	R\$ 2.682,10
MÉDIA	17:03:08	170:31:15	R\$ 2.356,76

Fonte: Elaborada pelo autor

Com o lucro cessante médio em 10 anos para todas as subestações, considerando o 3º quartil de faturamento, também se torna significativo: Média (10% de lucro): R\$ 5.237,23 e Média (15% de lucro): R\$ 7.855,85, tendo valor superior a uma bateria do sistema.

4.1.2 Preço mensal das tarifas por ano

Com todos esses cálculos levados em conta é possível apresentar o valor das tarifas mensais para os sistemas híbridos na Tarifa Branca, primeiro o Híbrido com duas baterias:

Tabela 35 - Projeção do valor das tarifas mensais para os sistemas híbridos na tarifa branca

SOLAR HÍBRIDO (TARIFA BRANCA)				
ANO (kW)	PONTA	INTERMEDIÁRIO	FORA DE PONTA	VALOR
2026	-R\$ 247,12	-R\$ 128,10	-R\$ 102,71	R\$ 27,07
2027	-R\$ 230,53	-R\$ 119,75	R\$ 9,72	R\$ 29,47
2028	-R\$ 209,64	-R\$ 109,50	R\$ 20,05	R\$ 32,08
2029	-R\$ 198,02	R\$ 0,00	R\$ 33,41	R\$ 34,91
2030	-R\$ 213,70	R\$ 0,00	R\$ 46,61	R\$ 38,00
2031	-R\$ 230,54	R\$ 0,00	R\$ 62,21	R\$ 41,37
2032	-R\$ 248,64	R\$ 0,00	R\$ 80,57	R\$ 45,03
2033	-R\$ 268,05	R\$ 0,00	R\$ 102,10	R\$ 49,01
2034	-R\$ 288,88	R\$ 0,00	R\$ 127,24	R\$ 53,35
2035	-R\$ 311,20	R\$ 0,00	R\$ 156,55	R\$ 58,07

Fonte: Elaborada pelo autor

Como se depreende o valor pago será a taxa de disponibilidade da rede, sendo a energia gerada menos o instantâneo somado a carga das baterias.

Tabela 36 - Projeção do valor das tarifas mensais para o sistema híbrido b na tarifa branca

SOLAR HÍBRIDO b (TARIFA BRANCA)				
ANO (kW)	PONTA	INTERMEDIÁRIO	FORA DE PONTA	VALOR
2026	-R\$ 90,57	-R\$ 14,36	-R\$ 7,47	R\$ 27,07
2027	-R\$ 83,36	-R\$ 12,23	R\$ 16,50	R\$ 29,47
2028	-R\$ 74,73	-R\$ 10,04	R\$ 17,40	R\$ 32,08
2029	-R\$ 69,53	-R\$ 7,78	R\$ 18,33	R\$ 34,91
2030	-R\$ 73,84	-R\$ 5,47	R\$ 19,29	R\$ 38,00
2031	-R\$ 78,31	-R\$ 3,08	R\$ 20,27	R\$ 41,37
2032	-R\$ 82,93	-R\$ 0,63	R\$ 21,28	R\$ 45,03
2033	-R\$ 87,68	R\$ 1,89	R\$ 22,32	R\$ 49,01
2034	-R\$ 92,54	R\$ 4,49	R\$ 23,39	R\$ 53,35
2035	-R\$ 97,48	R\$ 7,16	R\$ 24,50	R\$ 58,07

Fonte: Elaborada pelo autor

O Híbrido com somente uma bateria também paga somente a taxa de disponibilidade, porém dos créditos são inferiores ao da Híbrida bem dimensionada, demonstrando que com somente uma bateria é possível ter uma imensa vantagem tarifária, porém sacrificando a segurança energética.

4.2 Análise de viabilidade econômica dos cenários apresentados

Com base em todos os outros dados apresentados, serão apresentados os dados de viabilidade econômica de todos os cenários, começando com o mais tradicional, o sistema On grid e finalizando com a surpresa deste estudo o sistema Híbrido b, Tarifa Branca.

4.2.1 Usina solar On Grid convencional

Tabela 37 - TMA do investimento da usina On Grid

ON GRID				
RENDIMENTO TÍTULO PÚBLICO - TESOUREO SELIC (TMA)				
VALOR PRESENTE	R\$ 19.863,14	VALOR FINAL bruto/líquido	taxa de custódia da B3	0,20%
TEMPO	10	R\$ 32.271,28	imposto taxa	15%
TMA	4,97%	R\$ 30.410,06	imposto montante	R\$ 1.861,22

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 38 - VPL do sistema On grid

VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL) - economia com o sistema	
ON GRID	R\$ 95.934,13

Fonte: Elaborada pelo autor

Vislumbra-se que aplicando a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) ao valor do investimento inicial, descontado impostos e taxas, o consumidor teria o valor de R\$ 30.410,06 no final do período, abaixo do Valor Presente Líquido (VPL), de R\$ 95.934,13, então o investimento nesse tipo de usina se justifica, a análise por outros indicadores de viabilidade econômica confirmará essa tendência.

Com a Taxa Interna de Retorno (TIR), calculada com base no fluxo de caixa, gerado pela economia na conta de energia elétrica todos os anos:

Tabela 39 - Fluxo de caixa do investimento On Grid

FLUXO DE CAIXA	
-R\$ 19.873,14	investimento
R\$ 8.431,48	2026
R\$ 8.938,13	2027
R\$ 9.443,96	2028
R\$ 10.151,10	2029

R\$ 11.368,60	2030
R\$ 12.730,26	2031
R\$ 14.253,33	2032
R\$ 15.956,73	2033
R\$ 17.869,84	2034
R\$ 20.010,38	2035

Fonte: Elaborada pelo autor

Dessa forma, a TIR, calculada com auxílio de planilha eletrônica com a seguinte fórmula, =TIR (células em que se encontram o fluxo de caixa), em que o primeiro valor é o investimento inicial negativo e os seguintes são os fluxos de caixa anuais.

Tabela 40 - TIR do investimento da usina On Grid

TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	
INVESTIMENTO	-R\$ 19.863,14
VALOR PRESENTE LÍQUIDO	R\$ 95.934,13
TIR	49%

Fonte: Elaborada pelo autor

Como se depreende que o TIR (49%) é superior a TMA (4,97%), então o investimento é válido. Por fim, o Payback do investimento, tanto sem desconto, quanto o descontado, confirmam um bom investimento:

Tabela 41 - Payback do investimento do sistema On Grid

Payback sem desconto		
ANO	fluxo ON GRID	INST - FLUXO
0	R\$ 0,00	-R\$ 19.863,14
1	R\$ 8.431,48	-R\$ 11.431,66
2	R\$ 8.938,13	-R\$ 2.493,54
3	R\$ 9.443,96	R\$ 6.950,42
4	R\$ 10.151,10	R\$ 17.101,52
5	R\$ 11.368,60	R\$ 28.470,12

6	R\$ 12.730,26	R\$ 41.200,39
7	R\$ 14.253,33	R\$ 55.453,72
8	R\$ 15.956,73	R\$ 71.410,44
9	R\$ 17.869,84	R\$ 89.280,28
10	R\$ 20.010,38	R\$ 109.290,66
2,26	anos	
Payback descontado		
ANO	ON GRID	INST - FLUXO
0	R\$ 0,00	-R\$ 19.863,14
1	R\$ 8.850,76	-R\$ 11.012,38
2	R\$ 9.382,60	-R\$ 1.629,78
3	R\$ 9.913,59	R\$ 8.283,81
4	R\$ 10.655,89	R\$ 18.939,70
5	R\$ 11.933,94	R\$ 30.873,64
6	R\$ 13.363,32	R\$ 44.236,96
7	R\$ 14.962,12	R\$ 59.199,08
8	R\$ 16.750,23	R\$ 75.949,31
9	R\$ 18.758,47	R\$ 94.707,78
10	R\$ 21.005,46	R\$ 115.713,24
2,16	anos	

Fonte: Elaborada pelo autor

Nota-se que o investimento tem retorno bastante rápido, pouco mais de dois anos.

4.2.2 Usina solar Híbrida convencional

A aplicação da Taxa Mínima de Atratividade (TMA) ao valor do investimento inicial, já descontados os encargos, resulta em R\$55.670,76. Como este valor é inferior ao Valor Presente Líquido (VPL) de R\$103.833,45, o investimento na usina

fotovoltaica é financeiramente justificado. Com a análise de outros indicadores de viabilidade econômica, como já dito Taxa Interna de Retorno (TIR).

Tabela 42 - TMA do investimento do sistema híbrido

HÍBRIDO CONVENCIONAL				
RENDIMENTO TÍTULO PÚBLICO - TESOURO SELIC (TMA)				
VALOR PRESENTE	R\$ 36.362,84	VALOR FINAL bruto/líquido	taxa de custódia da B3	0,20%
TEMPO	10	R\$ 59.078,04	imposto taxa	15%
TMA	4,97%	R\$ 55.670,76	imposto montante	R\$ 3.407,28

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 43 - VPL do sistema híbrido

VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL) - economia com o sistema	
HÍBRIDO	R\$ 103.833,45

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 44 - TIR do investimento do sistema híbrido

TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	
INVESTIMENTO	-R\$ 36.362,84
VPL	R\$ 103.833,45
TIR	29,07%

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 45 - Fluxo de caixa do investimento híbrido

FLUXO DE CAIXA	
-R\$ 36.362,84	investimento
R\$ 8.889,53	2026
R\$ 9.579,00	2027
R\$ 10.272,53	2028
R\$ 11.144,06	2029

R\$ 12.435,79	2030
R\$ 13.878,33	2031
R\$ 15.489,57	2032
R\$ 17.289,04	2033
R\$ 19.299,42	2034
R\$ 21.544,95	2035

Fonte: Elaborada pelo autor

Como se depreende, o TIR (29,07%) é superior ao TMA (4,97%), então o investimento é válido.

Para finalizar a análise, o Payback do investimento, nas modalidades simples e descontado. É importante notar que o retorno do capital é rápido, ocorrendo em um período um pouco superior a três anos e meio.

Tabela 46 - Payback do investimento do sistema híbrido

Payback sem desconto		
ANO	HÍBRIDO	INST - FLUXO
0	R\$ 0,00	-R\$ 36.362,84
1	R\$ 8.889,53	-R\$ 27.473,31
2	R\$ 9.579,00	-R\$ 17.894,31
3	R\$ 10.272,53	-R\$ 7.621,78
4	R\$ 11.144,06	R\$ 3.522,29
5	R\$ 12.435,79	R\$ 15.958,07
6	R\$ 13.878,33	R\$ 29.836,41
7	R\$ 15.489,57	R\$ 45.325,97
8	R\$ 17.289,04	R\$ 62.615,01
9	R\$ 19.299,42	R\$ 81.914,43
10	R\$ 21.544,95	R\$ 103.459,39
3,68	anos	
payback descontado		

ANO	HÍBRIDO	INST - FLUXO
0	R\$ 0,00	-R\$ 36.362,84
1	R\$ 9.331,59	-R\$ 27.031,25
2	R\$ 10.055,35	-R\$ 16.975,90
3	R\$ 10.783,36	-R\$ 6.192,54
4	R\$ 11.698,24	R\$ 5.505,70
5	R\$ 13.054,20	R\$ 18.559,90
6	R\$ 14.568,47	R\$ 33.128,37
7	R\$ 16.259,83	R\$ 49.388,20
8	R\$ 18.148,79	R\$ 67.536,99
9	R\$ 20.259,15	R\$ 87.796,14
10	R\$ 22.616,34	R\$ 110.412,48
3,53	anos	

Fonte: Elaborada pelo autor

4.2.3 Usina solar Híbrida Tarifa Branca

Mais um investimento justificado, pois o valor do capital inicial ajustado pela TMA (R\$55.670,76) é inferior ao VPL (R\$128.959,56). O projeto, portanto, é rentável e supera o custo de oportunidade. Para uma visão mais detalhada da rentabilidade, se discorrer sobre a Taxa Interna de Retorno (TIR), que considera o fluxo de caixa anual gerado pela economia na conta de luz.

Tabela 47 - TMA do investimento do sistema híbrido com tarifa branca

HÍBRIDA TARIFA BRANCA				
RENDIMENTO TÍTULO PÚBLICO - TESOUREO SELIC (TMA)				
VALOR PRESENTE	R\$ 36.362,84	VALOR FINAL bruto/líquido	taxa de custódia da B3	0,20%
TEMPO	10	R\$ 59.078,04	imposto taxa	15,0%

TMA	4,97%	R\$ 55.670,76	imposto montante	R\$ 3.407,28
-----	-------	----------------------	------------------	-----------------

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 48 - VPL do sistema híbrido com tarifa branca

VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL) - economia com o sistema	
HÍBRIDO	R\$ 128.959,56

Fonte: Elaborada pelo autor

O valor da TIR é obtido por meio de uma planilha eletrônica, usando a função de cálculo apropriada. Essa função requer uma série de dados financeiros, começando pelo investimento inicial (uma saída de caixa, portanto, negativo) e prosseguindo com todas as entradas de caixa anuais que o projeto consegue gerar.

Tabela 49 - TIR do investimento do sistema híbrido com tarifa branca

TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	
INVESTIMENTO	-R\$ 36.362,84
TIR	35,12%

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 50 - Fluxo de caixa do investimento sistema híbrido com tarifa branca

FLUXO DE CAIXA	
-R\$ 36.362,84	investimento
R\$ 9.908,68	2026
R\$ 11.105,82	2027
R\$ 12.447,13	2028
R\$ 13.949,08	2029
R\$ 15.632,76	2030
R\$ 17.519,28	2031
R\$ 19.633,11	2032
R\$ 22.001,33	2033
R\$ 24.654,80	2034

R\$ 27.627,68	2035
---------------	------

Fonte: Elaborada pelo autor

Como o TIR (30,63%) é superior a TMA (4,97%), então o investimento é válido.

Tabela 51 - Payback do investimento do sistema híbrido com tarifa branca

Payback sem desconto		
ANO	HÍBRIDO TB	INST - FLUXO
0	R\$ 0,00	-R\$ 36.362,84
1	R\$ 9.908,68	-R\$ 26.454,16
2	R\$ 11.105,82	-R\$ 15.348,34
3	R\$ 12.447,13	-R\$ 2.901,21
4	R\$ 13.949,08	R\$ 11.047,86
5	R\$ 15.632,76	R\$ 26.680,63
6	R\$ 17.519,28	R\$ 44.199,91
7	R\$ 19.633,11	R\$ 63.833,02
8	R\$ 22.001,33	R\$ 85.834,35
9	R\$ 24.654,80	R\$ 110.489,15
10	R\$ 27.627,68	R\$ 138.116,83
3,21	anos	
payback descontado		
ANO	HÍBRIDO TB	INST - FLUXO
0	R\$ 0,00	-R\$ 36.362,84
1	R\$ 10.401,42	-R\$ 25.961,42
2	R\$ 11.658,09	-R\$ 14.303,33
3	R\$ 13.066,10	-R\$ 1.237,23
4	R\$ 14.642,74	R\$ 13.405,51
5	R\$ 16.410,15	R\$ 29.815,66
6	R\$ 18.390,48	R\$ 48.206,14
7	R\$ 20.609,43	R\$ 68.815,57

8	R\$ 23.095,42	R\$ 91.910,99
9	R\$ 25.880,84	R\$ 117.791,83
10	R\$ 29.001,55	R\$ 146.793,38
3,08	anos	

Fonte: Elaborada pelo autor

Por fim, os prazos de Payback (tanto o simples quanto o descontado). Estes indicadores atestam a garantia de um retorno significativo, sendo o investimento recuperado em um período um pouco maior que três anos.

4.2.4 Usina solar híbrida b tarifa branca

O investimento se justifica, pois o valor do capital inicial ajustado pela TMA (R\$30.410,06) é inferior ao VPL (R\$128.959,56). O projeto, portanto, é rentável e supera o custo de oportunidade. Para uma visão mais detalhada da rentabilidade, é feita uma análise com a Taxa Interna de Retorno (TIR), que considera o fluxo de caixa anual gerado pela economia na conta de luz.

Tabela 52 - TMA do investimento do sistema híbrido b com tarifa branca

HÍBRIDA b TARIFA BRANCA				
RENDIMENTO TÍTULO PÚBLICO - TESOURO SELIC (TMA)				
VALOR PRESENTE	R\$ 30.862,94	VALOR FINAL bruto/líquido	taxa de custódia da B3	0,20%
TEMPO	10	R\$ 50.142,45	imposto taxa	15,0%
TMA	4,97%	R\$ 47.250,53	imposto montante	R\$ 2.891,93

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 53 - VPL do sistema híbrido b com tarifa branca

VALOR PRESENTE LÍQUIDO (VPL) - economia com o sistema	
HÍBRIDO b	R\$ 128.959,56

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 54 - TIR do investimento do sistema híbrido b com tarifa branca

TAXA INTERNA DE RETORNO (TIR)	
INVESTIMENTO	-R\$ 30.862,94
TIR	40,93%

Fonte: Elaborada pelo autor

Tabela 55 - Fluxo de caixa do investimento sistema híbrido b com tarifa branca

FLUXO DE CAIXA	
-R\$ 30.862,94	investimento
R\$ 9.908,68	2026
R\$ 11.105,82	2027
R\$ 12.447,13	2028
R\$ 13.949,08	2029
R\$ 15.632,76	2030
R\$ 17.519,28	2031
R\$ 19.633,11	2032
R\$ 22.001,33	2033
R\$ 24.654,80	2034
R\$ 27.627,68	2035

Fonte: Elaborada pelo autor

O TIR (40,93%) é superior a TMA (4,97%), então o investimento é válido. Os dados do Payback (simples e descontado) estão agora disponíveis. A observação mais significativa é que o investimento alcança o retorno completo em cerca de 1 ano e meio.

Tabela 56 - Payback do investimento do sistema híbrido b com tarifa branca

Payback sem desconto		
ANO	HÍBRIDO b	INST - FLUXO
0	R\$ 0,00	-R\$ 30.862,94
1	R\$ 9.908,68	-R\$ 20.954,26
2	R\$ 11.105,82	-R\$ 9.848,44

3	R\$ 12.447,13	R\$ 2.598,69
4	R\$ 13.949,08	R\$ 16.547,76
5	R\$ 15.632,76	R\$ 32.180,53
6	R\$ 17.519,28	R\$ 49.699,81
7	R\$ 19.633,11	R\$ 69.332,92
8	R\$ 22.001,33	R\$ 91.334,25
9	R\$ 24.654,80	R\$ 115.989,05
10	R\$ 27.627,68	R\$ 143.616,73
1,81 anos		
payback descontado		
ANO	HÍBRIDO b	INST - FLUXO
0	R\$ 0,00	-R\$ 30.862,94
1	R\$ 10.401,42	-R\$ 20.461,52
2	R\$ 11.658,09	-R\$ 8.803,43
3	R\$ 13.066,10	R\$ 4.262,67
4	R\$ 14.642,74	R\$ 18.905,41
5	R\$ 16.410,15	R\$ 35.315,56
6	R\$ 18.390,48	R\$ 53.706,04
7	R\$ 20.609,43	R\$ 74.315,47
8	R\$ 23.095,42	R\$ 97.410,89
9	R\$ 25.880,84	R\$ 123.291,73
10	R\$ 29.001,55	R\$ 152.293,28
1,71 anos		

Fonte: Elaborada pelo autor

Para consolidar o conhecimento e facilitar a comparação dos resultados foi criado o seguinte quadro sinótico:

Tabela 57 - Comparação de resultados dos sistemas

Tipo de Usina	Investimento Inicial (R\$)	TMA com Investimento Inicial (R\$)	VPL (Valor Presente Líquido) (R\$)	TIR (%)	Payback Descontado (anos)
ON GRID	R\$ 19.863,14	R\$ 30.410,06	R\$ 95.934,13	49,00%	2,16
HÍBRIDO CONVENCIONAL	R\$ 36.362,84	R\$ 55.670,76	R\$ 103.833,45	29,07%	3,53
HÍBRIDA TARIFA BRANCA	R\$ 36.362,84	R\$ 55.670,76	R\$ 128.959,56	35,12%	3,08
HÍBRIDA b TARIFA BRANCA	R\$ 30.862,94	R\$ 47.250,53	R\$ 128.959,56	40,93%	1,71

Fonte: Elaborada pelo autor

Desta forma, todos os investimentos superiores a TMA de 4,97% a.a., sendo financeiramente viáveis e altamente atrativos.

O projeto Híbrida b Tarifa Branca se destaca como o mais atraente financeiramente, por possuir o maior Valor Presente Líquido (R\$128.959,56), indicando que é o projeto que gera o maior valor real (descontado) para o investidor. Apresenta o tempo de retorno do investimento mais rápido, com apenas 1,71 anos, além disso, sua Taxa Interna de Retorno de 40,93% é a segunda maior, superando significativamente a TMA e as outras usinas híbridas. Consegue o melhor VPL com o segundo menor Investimento Inicial (R\$30.862,94).

A usina ON GRID apresenta a maior Taxa Interna de Retorno (TIR) de 49,00%. Isso significa que, percentualmente, ela é a mais rentável. Seu Payback Descontado de 2,16 anos é o segundo mais rápido, e ela exige o menor Investimento Inicial (R\$19.863,14). No entanto, seu VPL (R\$95.934,13) é o menor do grupo, o que sugere que, embora o retorno percentual seja alto, o valor absoluto gerado é inferior ao das usinas híbridas, entretanto segue sendo o melhor investimento em razão do baixo investimento inicial.

Ademais, com as recentes alterações legislativas espera-se que os subsídios reduzam os preços das baterias e façam com que seu mercado se expanda de forma

vertiginosa no Brasil, tal como ocorreu com o mercado de usinas solares teve crescimento exponencial após a adoção de incentivos fiscais.

Seria razoável prever que ao final do prazo dos incentivos fiscais, 2030, a expansão do armazenamento tenha um efeito tão disseminado quanto o de geração de energia elétrica renovável por mini e micro usinas solares, depois do governo implementar incentivos fiscais.

Capítulo 5

CONCLUSÃO

A premissa inicial deste estudo é que a segurança energética é crucial devido à alta incidência de interrupções na Equatorial-PI (277.754 interrupções em 2024). O foco central é determinar se o investimento em um sistema de backup (baterias) se justificava financeiramente, tanto pela economia tarifária quanto pela mitigação dos lucros cessantes.

O cálculo do lucro cessante foi baseado em uma margem de lucro conservadora de 2,9% do faturamento, com base nos dados da ABRAS. Sob esta ótica, mesmo no cenário mais crítico de interrupção em 10 anos, que ocorreu na subestação Satélite, o lucro cessante projetado seria de R\$ 3.528,16, valor insuficiente para cobrir o custo de uma única bateria de Íon-Lítio R\$ 5.499,90 e outros custos maiores do sistema híbrido. Isso levou à conclusão inicial de que a viabilidade não se sustentava apenas na evitando perdas, mas sim na otimização tarifária.

O valor médio no cenário de 15% de lucro (R\$ 7.855,85) já é superior ao custo de uma bateria, provando que, para empresas com maior rentabilidade sobre o faturamento, a proteção contra a interrupção se torna um fator de viabilidade econômica relevante, não sendo mais um mero custo adicional, visando proteção energética.

Apesar de o risco de lucros cessantes justificar o investimento em backup mesmo para empresas com a margem de lucro apontada pela ABRAS, a combinação da segurança operacional com a otimização tarifária se consolida como a estratégia de investimento mais atraente.

A análise dos indicadores financeiros (VPL, TIR e Payback) confirmou que o investimento em energia solar é altamente atrativo em todos os cenários, superando a Taxa Mínima de Atratividade (TMA) real de 4,97% a.a.

O projeto que se destacou como o mais vantajoso é o Híbrido b Tarifa Branca, em razão do Maior Valor Presente Líquido de R\$128.959,56; payback mais rápido, somente 1,71 anos. Este projeto recupera o investimento inicial em menos de dois

anos, porém seu investimento inicial é um pouco maior que o da usina solar On Grid, R\$30.862,94 (o segundo menor investimento).

A superioridade dos sistemas híbridos se deve à sua capacidade de operar na estratégia de gestão do horário de injeção da rede nos horários de maior custo e crédito tarifário (Ponta e intermediário) utilizando a bateria para consumir a energia gerada localmente e injetar na rede naqueles horários, maximizando o Fator de Simultaneidade e evita a incidência progressiva do componente Fio B da TUSD sobre a energia compensada, no mesmo horário.

Acreditamos que daqui alguns anos o governo pode criar um sistema de tarifas visando a acumulação de energia por meio de baterias em horário de pouca carga (contrário ao horário de ponta) para que essa energia seja liberada em horário com alta demanda, inclusive em unidades consumidoras em apartamentos, diminuindo ou eliminando o fenômeno do Curtailment.

Mas a principal razão para investir em um sistema híbrido, seria a mesma para investir em um seguro de carros: segurança. Porém no caso do sistema solar com baterias, a segurança tripla.

Primeiro segurança econômica, tendo em vista Proporcionada pela maximização da economia tarifária através da Tarifa Branca (maior VPL e Payback de 1,71 anos).

Segundo segurança jurídica protegendo o consumidor da morosidade e da incerteza do Poder Judiciário em obter indenização por lucros cessantes, sendo esta proteção crucial para empresas com margens de lucro elevadas, onde o risco de perda financeira por interrupção é imediato e substancial. Além disso, ainda protege contra qualquer eventual mudança legislativa que possa ocorrer, o investimento está convergindo com as últimas regras editadas pelo Estado.

Por fim, a segurança energética garante a continuidade operacional, protegendo equipamentos e mercadorias.

5.1 SUGESTÕES TRABALHOS FUTUROS

Para trabalhos futuros recomenda-se a realização de pesquisa de campo para obtenção de dados concretos, tanto da margem de lucro, quanto do perfil de consumo dos consumidores comerciais da região da pesquisa, no caso deste estudo a cidade de Teresina-PI.

Além disso, as tabelas elaboradas ofereceram outras informações não exploradas neste estudo, como a análise da duração média das interrupções e a duração dos períodos, foi observado que algumas interrupções se iniciam em um turno e terminam em outros. Para saber a quantidade foi realizada contagem, comparando as colunas dos turnos de início e fim da interrupção e o resultado foi o seguinte:

Início fim mesmo turno (k)	
SIM	NÃO
20729	28110
42,44%	57,56%

Como a questão do turno da interrupção foi mais uma questão informativa que sendo calculada, mas que não foi usada como dado relevante para o estudo, essa limitação do método foi destacada para que caso seja relevante em trabalhos futuros possa ser aperfeiçoado, sendo equacionada para gerar informações mais precisas e relevantes.

Outro dado, um pouco mais relevante ao estudo, encontrado por meio de fórmulas foram a quantidade de interrupções que se iniciam e se encerram no entre às 06:00 e às 22:00 horas e os dias em que elas ocorreram, se eram dias da semana ou finais de semana, os seguintes resultados foram obtidos:

Fora do Horário comercial (j)		Dia da interrupção (j)	
Sim	Não	FDS	Semana
12114	36725	11001	37838
24,80%	75,20%	22,53%	77,47%

Essa análise é mais relevante ao estudo, mas como se trata de uma amostragem generalista e aproximada, esses aspectos foram considerados de pouca importância e não devem interferir de sobremaneira no resultado apresentado, pois existem perfis de regime com horários variados.

Realizar o estudo de viabilidade econômica e técnica analisando baterias que atuam de forma isolada, sem uso de usinas solares, apontando os impactos dos subsídios governamentais estabelecidos até 2030.

Por fim, poderia ser melhorado a modelagem de riscos e incertezas, incorporando análises mais complexas como a de Monte Carlo visando avaliar a

sensibilidade dos indicadores VPL e TIR frente à volatilidade da taxa de juros (SELIC) e do preço da tarifa de energia elétrica ao longo do tempo, além das relevâncias de determinada interrupção de falta de energia no contexto geral da análise.

REFERÊNCIAS

1. PINHO, J. T., GALDINO, M. A. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro, v. 1, p. 47-499, 2014.
2. SEGUEL, Julio Igor López. **Projeto de um sistema fotovoltaico autônomo de suprimento de energia usando técnica MPPT e controle digital**. 2009. 222 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2009.
3. GALDINO, Jean Carlos da Silva. Curso: **Manutenção de ferrovia – Eletrotécnica II** –2011.
4. FERREIRA, R. T. **Análise da Viabilidade Econômica da Substituição de Banco de Baterias: Chumbo-Ácido x Ni-Cd, Considerando Diferentes Temperaturas Ambiente**. Seminar on Power Electronics and Control - SEPOC.
5. ZOBAA, A. F. **Energy Storage-Technologies and Applications**. Published by InTech, 2013.
6. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica. **Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito**. Grupo de Trabalho de Energia Solar. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos / Rio de Janeiro, CRESESB, 1999.
7. SCROSATI, B.; GARCHE, J. **Lithium batteries: Status, prospects and future**. Elsevier B. V., Journal of Power Sources, 2010.
8. The Boston Consulting Group. **Batteries for Electric Cars: Challenges, Opportunities, and the Outlook to 2020**. Disponível em: <<https://gerpisa.org/en/system/files/file36615.pdf>>. Acesso em: 12 out. 2025.
9. AUTOMNI. **Baterias de Lítio x Baterias de Chumbo: qual a mais relevante para sua transpaleteira**. Disponível em: <https://automni.com.br/baterias-de-litio-xbaterias-de-chumbo-qual-a-mais-relevante-para-sua-transpaleteira/>. Acesso em: 15 out. 2025.
10. JUNGHEINRICH. **Baterias com tecnologia de lítio** (On-line). Disponível em: <https://www.jungheinrich.com.br/produtos/solu%C3%A7oes-de-energia/baterias/baterias-com-tecnologia-de-l%C3%ADtio-379318>. Acesso em: 12 out. 2025.
11. SILVA NETO, F. G. DA. **Sistema fotovoltaico conectado à rede com utilização de baterias de lítio ferro fosfato para backup: viabilidade econômica e perspectiva futura**. Trabalho de Conclusão de Curso—Palmas-TO: Universidade Federal de Tocantins, 2019.

- 12.A.; CEBALLOS, J. C., **Glossário de Termos Técnicos em Radiação Atmosférica** - versão 2.0. Disponível em: <http://satelite.cptec.inpe.br/radiacao/glossar/gloss_fo.htm> Acesso em: 20 ago. 2025.
13. CRESESB, Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. **Potencial Solar - SunData v 3.0**, 2014. Disponível em: <https://cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata&&>. Acesso em: 10 set. 2025.
14. VILLALVA, Marcelo Gradella. **Energia solar fotovoltaica: conceitos e aplicações I** Marcelo Gradella Villalva, Jonas Rafael Gazoli - 1. ed. - São Paulo: Érica, 2012.
15. RAMPINELLI & MACHADO. **Manual de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída: teoria e prática** [recurso eletrônico] / organização de Giuliano Arns Rampinelli, Solange Machado – 1.ed. - Curitiba: Brazil Publishing, 2021.
16. MELLO, Alisson de **ANÁLISE E DIMENSIONAMENTO DE DIFERENTES ARQUITETURAS DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS** /Alisson de Mello; orientador, Leonardo Elizeire Bermermann, 2024.
17. VITOR, J., et al. **Estudo de Viabilidade Técnica e Dimensionamento de Sistema Fotovoltaico On-Grid para Unidade Escolar da Rede Estadual**. 2022. 30 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Universidade São Judas Tadeu, São Paulo, 2022.
18. DIAS, B. G. C., et al. **Dimensionamento de Sistema Solar Off-Grid com Monitoramento de Energia para Área Rural**. 2022. 16 f. TCC (Graduação) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Anhembi Morumbi, São Paulo, 2022.
19. FERNANDES, Tatiane C. D. C. **Aplicação de técnicas de estimação modal para análise da estabilidade a pequenas perturbações de sistemas de distribuição com geração distribuída**. 2012. Dissertação - Escola de engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.
20. SOUZA, Leonardo Celestino Girardi de. **Projeto e estudo de proteção de uma usina fotovoltaica on-grid de 3,0 MW**. 2024. Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica – Sistemas de Energia) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2024.
21. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **NBR 5410/2004** – Instalações Elétricas de Baixa Tensão. Rio de Janeiro, 2004.
22. WA SOLAR. **Melhor direção e inclinação do painel solar fotovoltaico**. Disponível em: <http://www.wasolar.com.br/melhor-direcao-e-inclinacao-do-painel-solar>>. Acesso em: 10 set. 2025.
23. GÜNTZEL, Ionatan Laércio. **Análise de Viabilidade Técnica e Econômica de Sistemas Fotovoltaicos on-grid e off-grid, Instalados em Posto de Combustível**. 2018. Monografia. (Trabalho de Conclusão de Curso) – Curso de Engenharia Elétrica, Universidade Tecnológica Federal do Paraná. Pato Branco, 2018.

24. BANCO CENTRAL DO BRASIL. **O brasileiro e sua relação com o dinheiro**, 2024. Disponível em: https://www.bcb.gov.br/content/cedulasemoedas/pesquisabrasileirodinheiro/Apresentacao_brasileiro_relacao_dinheiro_2024.pdf. Acesso em: 20/10/2025.
25. BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Taxas de juros básicas** – Histórico, 2025. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/controleinflacao/historicotaxasjuros> Acesso em: 15/10/2025.
26. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL) **interrupcoes-energia-eletrica-2024**, 2025 Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/interrupcoes-de-energia-eletrica-nas-redes-de-distribuicao/resource/cc091bb8-b308-46b2-98ec-c2fd58e7194b>. Acesso em: 15/09/2025.
27. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS) **Geração Média Diária e Horária**, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/geracao-media-diaria-horaria.aspx>. Acesso em: 20/09/2025.
28. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO (ONS) **Custo Marginal de Operação - CMO em base semi-horária**, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/energia-amanha/cmo-semi-horario/cmo-semi-hor%C3%A1rio> . Acesso em: 20/09/2025.
29. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Anuário Estatístico de Energia Elétrica**, 2025. Disponível em: <https://dashboard.epe.gov.br/apps/anuario-livro/>. Acesso em: 29/09/2025.
30. BELLINASSO, L. V.; MICHELS, L. **INVERSORES FOTOVOLTAICOS HÍBRIDOS COM ARMAZENAMENTO DE ENERGIA EM BATERIAS: CLASSIFICAÇÃO, MODOS DE OPERAÇÃO E PRINCÍPIOS DE FUNCIONAMENTO**. Anais Congresso Brasileiro de Energia Solar - CBENS, [S. l.], p. 1–8, 2016. DOI: 10.59627/cbens.2016.1269. Disponível em: <https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1269>. Acesso em: 02 nov. 2025.
31. EQUATORIAL-PI. **Equatorial Piauí registra uma média de 120 ocorrências de trânsito por mês envolvendo postes de energia elétrica** Disponível em: <https://pi.equatorialenergia.com.br/2025/10/07/equatorial-piaui-registra-uma-media-de-120-ocorrencias-de-transito-por-mes-envolvendo-postes-de-energia-eletrica/> Acesso em 22 de maio 2025.
32. EQUATORIAL PIAUÍ. **Equatorial Piauí registra um aumento de 98% nos casos de abalroamentos de postes**. Disponível em: <https://pi.equatorialenergia.com.br/2025/01/13/equatorial-piaui-registra-um-aumento-de-98-nos-casos-de-abalroamentos-de-postes/>. Acesso em: 22 maio 2025.
33. EQUADORIAL PIAUÍ. **Equatorial Piauí registra uma ocorrência de falta de energia por conta de queimada a cada dois dias**. Disponível em:

<https://pi.equatorialenergia.com.br/2024/07/25/equatorial-piaui-registra-uma-ocorrencia-de-falta-de-energia-por-conta-de-queimada-a-cada-dois-dias/>. Acesso em: 22 maio 2025.

34. ANEEL. **Interrupções de energia elétrica nas redes de distribuição**. Disponível em: <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/interruptoes-de-energia-eletrica-nas-redes-de-distribuicao>. Acesso em: 22 maio 2025.
35. SEBRAE. **Lucro cessante: o que é, como funciona e como evitar**. Disponível em: <https://www.serasaexperian.com.br/blog-pme/lucro-cessante-o-que-e/>. Acesso em: 08 de junho 2025.
36. NOGUEIRA, G. B.; SALES, F. E.; BOSCHI, L. S.; AZEVEDO, C. G. de. **Economic technical feasibility of implementing an energy backup system on a small rural property**. *Research, Society and Development*, [S. l.], v. 11, n. 5, p. e35211528210, 2022. DOI: 10.33448/rsd-v11i5.28210. Disponível em: <https://rsdjournal.org/index.php/rsd/article/view/28210>. Acesso em: 22 maio 2025.
37. PERIN, Felipe; GABE Ivan Jorge. **Dimensionamento de minigeração fotovoltaica: estudo de caso**. 2022.
38. LAZZARIN, Rafaela. **Evolução tecnológica de sistemas Fotovoltaicos ao longo dos tempos: Estudo de caso de uma propriedade rural no município de Cascavel/PR**. 2023.
39. ALMEIDA, Erick Santos de et al. **Estudo de viabilidade técnica e econômica de sistema fotovoltaico híbrido com baterias na configuração Grid Zero**. 2024.
40. OLIVEIRA, Fernando dos Santos de et al. **Análise da viabilidade técnica e econômica de instalação de energia fotovoltaica industrial e comercial**. 2024.
41. CARLOS, Maria Teresa Targino Macedo Silveira et al. **Análise da viabilidade econômica da utilização de baterias LiFePO4 na microgeração distribuída sob vigência da Lei nº 14.300/2022**. In: Proceedings of the 16th Seminar on Power Electronics and Control (SEPOC 2024). Brasil, 2025.
42. A EXPANSÃO DA ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL E O DESENVOLVIMENTO LOCAL: UMA PROPOSIÇÃO DE ABORDAGEM. *Revista Gestão & Sustentabilidade Ambiental*, [S. l.], v. 9, p. 22–43, 2020. DOI: 10.19177/rgsa.v9e0202022-43. Disponível em: https://portaldeperiodicos.animaeducacao.com.br/index.php/gestao_ambiental/article/view/9151. Acesso em: 19 maio. 2025.
43. MAMEDE FILHO, J.; MAMEDE, D.R. **Proteção de sistemas elétricos de potência**. Grupo Gen-LTC, 2000.
44. NUNES, Fábio Bomfim; BARBOSA, Daniel; DA SILVA, Kleber Freire. **Análise da Qualidade de Energia Elétrica em Seguradoras**.
45. BARRETO, Simone Rodrigues Costa. Tarifa. In: CAMPILONGO, Celso Fernandes; GONZAGA, Alvaro de Azevedo; FREIRE, André Luiz (Coords.). **Enciclopédia jurídica da PUC-SP**. Tomo: Direito Tributário. 1. ed. São Paulo: Pontifícia

Universidade Católica de São Paulo, 2017. Disponível em: <https://enciclopediajuridica.pucsp.br/verbete/297/edicao-1/tarifa>. Acesso em: 30.09.2025

46. BRASIL. **Lei nº 9.427**, de 26 de dezembro de 1996. Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e disciplina o regime das concessões e permissões de serviços públicos de energia elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 27 dez. 1996.
47. BRASIL. **Lei nº 10.848**, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis n.os 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, e 10.433, de 24 de abril de 2002, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 16 mar. 2004.
48. BRASIL. **Lei nº 14.300**, de 6 de janeiro de 2022. Institui o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, altera as Leis nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.074, de 7 de julho de 1995, e 9.991, de 24 de julho de 2000. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 7 jan. 2022.
49. BRASIL. Superior Tribunal de Justiça. Agravo Interno no Agravo em Recurso Especial nº 1845641 - SP (2021/0054401-7). Relatora: Ministra Assusete Magalhães. 2ª Turma, julgado em 19 de abril de 2022.
50. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Homologatória nº 3.414**, de 26 de novembro de 2024. Estabelece as Tarifas de Aplicação, a Receita Anual de Transmissão e o Valor Mensal a ser repassado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE à Equatorial PI. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2024.
51. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.000**, de 7 de dezembro de 2021. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2021.
52. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.003**, de 1º de fevereiro de 2022. Aprova a estrutura e os Submódulos dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, e consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários, aplicáveis a concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica.... Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2022.
53. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.048**, de 2022. [Dispõe sobre o Orçamento da CDE, CCC e RGR]. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2022.
54. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.091**, de 14 de maio de 2024. Aprova as versões de diversos Submódulos dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2024.
55. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução nº 2, de 22 de abril de 2024**. [Dispõe sobre a valoração dos custos e benefícios das

componentes decorrentes das Diretrizes do CNPE para o SCEE]. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2024.

56. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)**. Versão 2.7. Brasília, DF, 2024.
57. ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS (ABNT). **ABNT NBR 16149**: Sistemas fotovoltaicos (FV): Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição. Rio de Janeiro: ABNT, 2013.
58. FIGUEIREDO, Edevaldo; CABRINI, Giseli. **Ranking ABRAS 2025 apresenta as maiores empresas do varejo alimentar**. SuperHiper, São Paulo, Ano 51, n. 580, p. 221-227, 2025.
59. REDAÇÃO SUPERHIPER. **Diversificação dos investimentos**. SuperHiper, São Paulo, Ano 51, n. 580, p. 307, 2025. (Contém o tópico "Lucro líquido médio (% sobre faturamento)")
60. BLANK, Leland; TARQUIN, Anthony. **Engenharia econômica**. 6. ed. Tradução de José Carlos Barbosa dos Santos. São Paulo: McGraw-Hill, 2008.
61. DEVORE, Jay L. **Probabilidade e estatística para engenharia e ciências**. [tradução Joaquim Pinheiro Nunes da Silva]. — São Paulo: Cengage Learning, 2006.
62. BAÚ, Daniel Fernando. **Estratégias de Modulação PWM e Controle Aplicadas ao Conversor Multinível Modular**. 2018. 129 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Pampa, Alegrete, 2018.
63. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Anexo 1 AIR - **Variáveis de faturamento das componentes tarifárias**. [S.l.: s.n.], 2018. (Trechos de Análise de Impacto Regulatório, referenciado no arquivo ANEXO-1-AIR-02_2018).
64. BRASIL. Medida Provisória nº 1.300, de 2025. **Dispõe sobre critérios de desconto e repactuação de outorgas**. Diário Oficial da União: Seção 1, Brasília, DF, 2025.
65. BRASIL. **Medida Provisória nº 1.304**, de 2025. Altera a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, e a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021. Diário Oficial da União: Seção 1, Brasília, DF, 2025.

ANEXOS

ANEXO A – Módulo fotovoltaico.



Módulo 585w n-type tsun bifacial 30mm

R\$ 408,91

ou 18x de R\$ 26,33

− 1 +

ADICIONAR

ANEXO B – Inversor Híbrido.



Inversor saj mono hibrido 7.5k-h2 220v
2mppt

R\$ 7.799,90

ou 18x de R\$ 502,15



ANEXO C – Inversor On grid.



Inversor saj afci mono 7.5k-r5 220v 2mppt

R\$ 2.300,00

ou 18x de R\$ 148,07



ANEXO D – Bateria.



Previsão de chegada 15 dias - bateria saj
baixa tensão b3-5.0kwh-lv

R\$ 5.499,90

ou **18x** de **R\$ 354,08**

—

1

+

ADICIONAR

