

**UNIVERSIDADE FEDERAL DO PAMPA**

**ÁLVARO DA SILVA COLPO**

**ALTERNATIVAS PARA GESTÃO ENERGÉTICA EM UNIDADES CONSUMIDORAS  
CONECTADAS EM MÉDIA TENSÃO**

**Bagé  
2023**

**ÁLVARO DA SILVA COLPO**

**ALTERNATIVAS PARA GESTÃO ENERGÉTICA EM UNIDADES CONSUMIDORAS  
CONECTADAS EM MÉDIA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado ao Curso de Engenharia de Energia da Universidade Federal do Pampa, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Prof. Dr. Enoque Dutra Garcia

**Bagé  
2023**

Ficha catalográfica elaborada automaticamente com os dados fornecidos  
pelo(a) autor(a) através do Módulo de Biblioteca do  
Sistema GURI (Gestão Unificada de Recursos Institucionais) .

C721a Colpo, Álvaro da Silva  
ALTERNATIVAS PARA GESTÃO ENERGÉTICA EM UNIDADES  
CONSUMIDORAS CONECTADAS EM MÉDIA TENSÃO / Álvaro da Silva  
Colpo.  
64 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação) -- Universidade  
Federal do Pampa, ENGENHARIA DE ENERGIA, 2023.

"Orientação: Enoque Dutra Garcia".

1. Gestão energética. 2. Armazenamento em baterias. 3.  
Geração fotovoltaica. 4. Tarifa de energia. I. Título.



SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL  
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO  
Universidade Federal do Pampa

**ÁLVARO DA SILVA COLPO**

**ALTERNATIVAS PARA GESTÃO ENERGÉTICA EM UNIDADES CONSUMIDORAS  
CONECTADAS EM MÉDIA TENSÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso  
apresentado ao curso de Engenharia de  
Energia da Universidade Federal do Pampa,  
como requisito parcial para o Título de  
Bacharel em Engenharia de Energia.

Trabalho de Conclusão de Curso defendido e aprovado em 30 de janeiro de 2023.

Banca examinadora:

---

Prof. Dr. Enoque Dutra Garcia

Orientador

UNIPAMPA

---

Prof. Dr. Carlos Sonier Cardoso do Nascimento

UNIPAMPA

---



Assinado eletronicamente por **ENOQUE DUTRA GARCIA, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 30/01/2023, às 10:05, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **Luiz Fernando de Freitas Gutierres, Usuário Externo**, em 30/01/2023, às 10:10, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



Assinado eletronicamente por **CARLOS SONIER CARDOSO DO NASCIMENTO, PROFESSOR DO MAGISTERIO SUPERIOR**, em 30/01/2023, às 10:13, conforme horário oficial de Brasília, de acordo com as normativas legais aplicáveis.



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site [https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador\\_externo.php?acao=documento\\_conferir&id\\_orgao\\_acesso\\_externo=0](https://sei.unipampa.edu.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0), informando o código verificador **1039838** e o código CRC **2A173B23**.

---

## **AGRADECIMENTO**

À minha família, principalmente minha mãe e irmãs por sempre terem acreditado, me apoiado e estarem ao meu lado em todo esse processo.

À Sabrina Marinho, pelo companheirismo e apoio necessários para a conclusão deste trabalho.

Aos meus amigos de faculdade e trabalho por toda companhia, amor e alegria oferecidos e todos os momentos vividos juntos nos quais sempre me ajudaram a prosseguir no caminho.

À todos professores, com os quais sempre pude contar e de alguma forma contribuíram no meu processo de aprendizado e de evolução.

E especialmente ao Prof. Dr. Enoque Dutra Garcia, meu orientador, o qual sempre se disponibilizou e esteve presente em todo o processo deste trabalho, agregando muito em meu conhecimento.

## RESUMO

O Brasil é um país com matriz energética singular, em que mais de 70% é composta por fontes renováveis, com predominância de geração hídrica. Embora esse tipo de geração seja vantajoso do ponto de vista econômico e ambiental, o sistema elétrico fica à mercê das forças da natureza, em tempo de escassez hídrica é necessária a ativação de usinas termelétricas, o que eleva as tarifas de energia aplicadas ao consumidor. Sistemas alternativos ao fornecimento de energia centralizado têm se mostrado atrativos no aspecto técnico e econômico, tais como bancos de baterias, sistemas de geração fotovoltaica e geradores de energia à diesel. Sistemas fotovoltaicos que aproveitam a energia abundante do sol tem grande sinergia com armazenamento em bancos de baterias que vem gradativamente se tornando viáveis economicamente. Neste contexto, diversos estabelecimentos dispõem de conjuntos geradores de emergência movidos à óleo diesel para suprir faltas do sistema de distribuição convencional, além de serem aproveitados para diminuir os custos com energia elétrica em horário de ponta. Visto isso, esse trabalho tem o objetivo de desenvolver uma ferramenta baseada em uma metodologia de análise de cenários para gestão dos custos com energia elétrica de unidades consumidoras conectadas em média tensão. Portanto, são combinadas informações de tarifas vigentes, informações de custos de aquisição de equipamentos e combustível, bem como dados para o estudo das possíveis alterações contratuais.

Palavras-Chave: Gestão energética. Tarifa de energia. Geração de emergência. Armazenamento em baterias. Geração fotovoltaica. Viabilidade econômica.

## **ABSTRACT**

Brazil is a country with a very particular energetic matrix, where more than 70% is composed of renewable sources, with predominance of hydric generation. Although this kind of generation is advantageous from the economic and ambiental point of view, the electric system stays at the mercy of the forces of nature, during the dry periods the activation of the thermoelectric plants is needed, increasing the energy tariffs applied to the consumers. Alternative systems to centralized energy supply have proven attractive from a technical and economic point of view, such as battery banks, photovoltaic generation systems and diesel power generators. Photovoltaic systems that take advantage of the abundant energy of the Sun have great synergy with storage in battery banks that are gradually becoming economically viable. In this context, several establishments have emergency generator sets powered by diesel oil to supply faults in the conventional distribution system, in addition to being used to reduce electricity costs at peak hours. Given this, this work aims to develop a tool based on a scenario analysis methodology for managing the costs of electricity in consumer units connected in Medium Voltage. Therefore, information on current tariffs, information on equipment and fuel acquisition costs, as well as data for the study of possible contractual changes are combined.

Keywords: Energy. Energy tariff. Emergency generation. Storage in batteries. Photovoltaic generation. Economic viability.



## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Implantação de usinas de GD em 2022 por fonte.	14
Figura 2- Comparativo da evolução dos preços da tarifa de energia, óleo diesel e IPCA.	15
Figura 3 - Croqui do corte transversal de uma máquina síncrona.	18
Figura 4 - Ilustração da diferença entre geração centralizada e distribuída.	20
Figura 5 - Variação de custos do kWh de armazenamento em baterias de íon-lítio.	24
Figura 6 - Mapa do Brasil com potencial de geração fotovoltaica	25
Figura 7 - Mapa do Rio Grande do Sul com Isolinhas de Irradiação Solar	26
Figura 8 - Gráfico da evolução dos preços dos sistemas fotovoltaicos comerciais	27
Figura 9 - Informações Necessárias para esta Metodologia.	35
Figura 10 - Fluxograma do consumo anual de energia na ponta	37
Figura 11 - Fluxograma do consumo anual de energia fora ponta	37
Figura 12 - Fluxograma do Processo de Decisão da Metodologia	40
Figura 13 - Payback Gerador à Diesel para Consumidor 112,5 kVA	47
Figura 14 - Payback Gerador FV para Consumidor 112,5 kVA	48
Figura 15 - Payback Gerador FV com Armazenamento para Consumidor 112,5 kVA	49
Figura 16 - Payback Gerador FV e à Diesel para Consumidor 112,5 kVA	50
Figura 17 - Payback Readequação contratual e gerador FV para Consumidor 112,5 kVA	51
Figura 18 - Payback Gerador à Diesel para Consumidor 500 kVA	53
Figura 19 - Payback Gerador FV para Consumidor 500 kVA	54
Figura 20 - Payback Gerador FV com Armazenamento para Consumidor 500 kVA	55
Figura 21 - Payback Gerador FV e à Diesel para Consumidor 500 kVA	56
Figura 22 - Informações de consumo do Consumidor 112,5 kVA	64
Figura 23 - Informações do gerador à diesel Consumidor 112,5 kVA	64
Figura 24 - Informações do gerador fotovoltaico Consumidor 112,5 kVA	64
Figura 25 - Informações sobre o consumo Consumidor 112,5 kVA	64
Figura 26 - Dados de tarifação Consumidor 112,5 kVA	65
Figura 27 - Detalhamento das tarifas azul e verde Consumidor 112,5 kVA	65

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Comparativo entre bateria de Ion-lítio e chumbo-ácido	23
Tabela 2 - Resumo dos cenários e consumidores	44
Tabela 3 - Custos totais para Consumidor 112,5 kVA no Cenário 0	46
Tabela 4 - Custos totais para Consumidor 112,5 kVA no Cenário 1	46
Tabela 5 - Custos totais para Consumidor 112,5 kVA no Cenário 2	47
Tabela 6 - Custos totais para Consumidor 112,5 kVA no Cenário 3	48
Tabela 7 - Custos totais para Consumidor 112,5 kVA no Cenário 4	49
Tabela 8 - Custos totais para Consumidor 112,5 kVA no Cenário 5	50
Tabela 9 - Custos totais para Consumidor 500 kVA no Cenário 0	52
Tabela 10 - Custos totais para Consumidor 500 kVA no Cenário 1	53
Tabela 11 - Custos totais para Consumidor 500 kVA no Cenário 2	54
Tabela 12 - Custos totais para Consumidor 500 kVA no Cenário 3	55
Tabela 13 - Custos totais para Consumidor 500 kVA no Cenário 4	56
Tabela 14 - Cenários com consumidores 150 kVA, 225 kVA e 300 kVA na tarifa verde	57
Tabela 15 - Cenários com consumidores 150 kVA, 225 kVA e 300 kVA na tarifa azul	57
Tabela 16 - Pontos positivos e negativos do Cenário 1	58
Tabela 17 - Pontos positivos e negativos do Cenário 2	58
Tabela 18 - Pontos positivos e negativos do Cenário 3	59

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL - Associação Nacional de Energia Elétrica  
CC. – Corrente Contínua  
CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica  
CIP - Taxa de Contribuição para Iluminação Pública  
COFINS – Contribuição para Financiamento da Seguridade Social  
EIA - Energy Information Administration  
EPE - Empresa de Pesquisa Energética  
FV. – Fotovoltaico  
GD – Geração Distribuída  
GLD - Gerenciamento pelo Lado da Demanda  
GTES – Grupo de Trabalho de Energia Solar  
GW. – Gigawatt  
ICMS – Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços  
ISO - International Organization for Standardization  
MW. – Megawatt  
NBR – Norma Brasileira  
ONS - Operador Nacional do Setor Elétrico  
PIS - Programas de Integração Social  
PRODIST - Procedimento de Distribuição  
PRORET - Procedimentos de Regulação Tarifária  
RED – Recursos Energéticos Distribuídos  
SEB - Setor Elétrico Brasileiro  
SEBRAE - Serviço Brasileiro de Apoio às Micro e Pequenas Empresas  
SIN - Sistema interligado nacional  
TE – Tarifa de Energia  
TUSD – Tarifa Referente ao Uso do Sistema de Distribuição

<b>1</b>	<b>INTRODUÇÃO.....</b>	<b>13</b>
1.1	OBJETIVO.....	16
1.2	JUSTIFICATIVA E RELEVÂNCIA.....	16
1.3	RELAÇÃO DO TEMA COM A ESTRUTURA CURRICULAR DO CURSO.....	17
1.4	ESTRUTURA DO TRABALHO.....	17
<b>2</b>	<b>REFERENCIAL TEÓRICO.....</b>	<b>18</b>
2.1	PRINCÍPIOS FUNDAMENTAIS DE MÁQUINAS SÍNCRONAS.....	18
2.2	RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS.....	19
2.2.1	Geração distribuída.....	19
2.2.2	Armazenamento de energia.....	22
2.2.3	Baterias.....	22
2.2.4	Redução de Custos.....	23
2.3	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA.....	25
2.3.1	Evolução dos Custos.....	27
2.4	ATUALIZAÇÃO REGULATÓRIA.....	28
2.5	TARIFAS DE ELETRICIDADE.....	28
2.5.1	TUSD e TE.....	29
2.5.2	Tarifas horo-sazonais.....	30
2.5.3	Outros Componentes da Tarifa.....	31
<b>3</b>	<b>PROCEDIMENTO METODOLOGICO.....</b>	<b>34</b>
3.1	ETAPA DE COLETA DE INFORMAÇÕES.....	34
3.2	CÁLCULO DO CONSUMO ANUAL.....	36
3.2.1	Consumo Anual de Energia em Horário de Ponta.....	36
3.2.2	Consumo Anual de Energia em Horário Fora Ponta.....	37
3.3	CÁLCULO DO CONSUMO DE ÓLEO DIESEL.....	38
3.4	CENÁRIOS ELABORADOS.....	39
3.4.1	CENÁRIO 1 - Gerador a diesel em horário de ponta.....	40
3.4.2	CENÁRIO 2 - Gerador fotovoltaico.....	41
3.4.3	CENÁRIO 3 - Gerador fotovoltaico + armazenamento.....	41
3.4.4	CENÁRIO 4 - Gerador fotovoltaico + gerador à diesel.....	42
3.4.5	CENÁRIO 5 - Gerador fotovoltaico + reavaliação de grupo tarifário.....	43

<b>4 APLICAÇÕES DA METODOLOGIA EM ESTUDOS DE CASO.....</b>	<b>44</b>
<b>4.1 CENÁRIO DE 112,5 kVA.....</b>	<b>45</b>
<b>4.2 Cenário de 500 kVA.....</b>	<b>51</b>
<b>4.3 ANÁLISE DOS RESULTADOS.....</b>	<b>57</b>
<b>5 CONSIDERAÇÕES FINAIS.....</b>	<b>60</b>
<b>5.1 TRABALHOS FUTUROS.....</b>	<b>60</b>
<b>6 PUBLICAÇÕES.....</b>	<b>60</b>
<b>7 REFERÊNCIAS.....</b>	<b>61</b>
<b>8 ANEXOS.....</b>	<b>64</b>

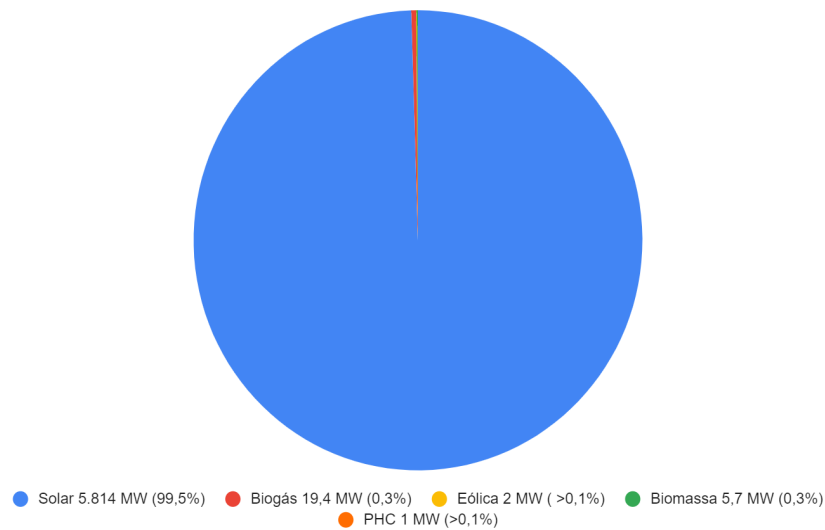
## 1. INTRODUÇÃO

A disponibilidade de energia está diretamente relacionada com o crescimento do país, neste sentido agentes do Setor Elétrico Brasileiro (SEB), como o Operador Nacional do Setor Elétrico (ONS), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) divulgam os dados de geração e carga. Em 2023, a carga tem previsão de aumento 3,1% no Sistema Interligado Nacional (SIN). Para o período 2022-2026, a previsão é de um crescimento médio anual da carga de 3,4%, atingindo 81.032 MW médios ao final do período (EPE, 2022). No entanto a geração de energia no Brasil está diretamente atrelada às condições climáticas devido a nossa matriz energética predominantemente hídrica, em períodos de escassez hídrica prolongada onde os reservatórios não são abastecidos, por conseguinte, o ONS ativa as usinas termelétricas que tem um custo de operação mais elevado. Neste contexto, para repassar os custos aos consumidores, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) implantou em 2015, mecanismo regulatório baseado em bandeiras tarifárias de energia, no caso verde, amarela e vermelha, correspondentes às diferentes condições de geração de eletricidade. (EPE, 2022; ANEEL 2022)

No Brasil, desde 2012 os consumidores podem optar por gerar a própria energia conforme regulamentação da geração distribuída (GD). Nessa modalidade o consumidor permanece conectado ao sistema de distribuição injetando o excedente de sua produção em troca de créditos para serem utilizados quando sua produção for inferior ao consumo. O ano de 2022 teve uma potência instalada de aproximadamente 5,81 GW de energia em 601.986 usinas fotovoltaicas de GD na forma de micro e minigeração. (ANEEL 2022).

Figura 1 - Implantação de usinas de GD em 2022 por fonte.

Geração distribuída em 2022 (MW)



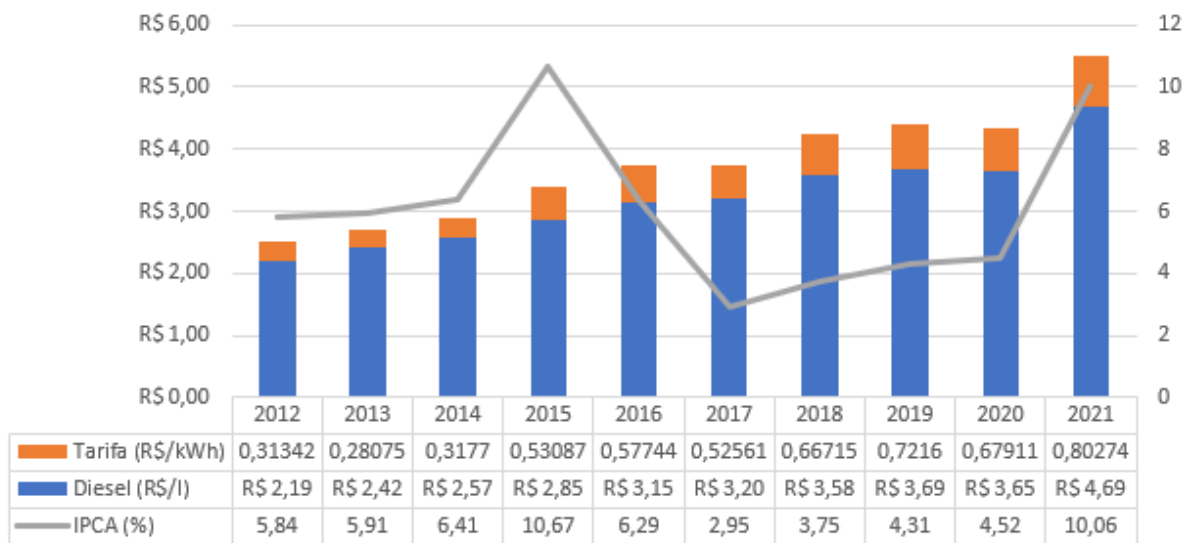
Fonte: autor, 2022.

Adaptado de ANEEL 2022.

Segundo a nota técnica disponibilizada pela EPE em 2015 (Nota Técnica DEA 01/15 – Geração Distribuída no SIN: Aplicações no Horário de Ponta) estima-se que no ano da pesquisa havia uma capacidade de geração de 8.330 MW por grupos geradores à diesel em estabelecimentos comerciais e públicos na forma de geração de emergência para suprir faltas de energia por parte da rede da distribuidora. Assim, parte desses equipamentos podem ser aproveitados como geradores de energia em horário de ponta, uma prática já difundida que merece ser reavaliada no quesito de viabilidade econômica em função dos custos de operação quando comparados com os custos de eletricidade, já que houveram mudanças significativas no SEB.

De acordo com dados disponibilizados pela ANEEL, a tarifa média (com impostos) de energia elétrica para consumidores comerciais do grupo A4 aumentou em 256% no período entre 2012 e 2021. Já o diesel teve um aumento de 214% para o mesmo período (com impostos). (ANEEL, 2022) (EPE, 2022).

Figura 2 - Comparativo da evolução dos preços da tarifa de energia, óleo diesel e IPCA.



Fonte: autor, 2022.

Adaptado de ANEEL, IBGE E EPE, 2022.

Um bom gerenciamento de custos pode ser o diferencial para garantir o êxito de um empreendimento, segundo a pesquisa “Causa Mortis: o sucesso e o fracasso das empresas nos primeiros cinco anos de vida”, desenvolvida pelo SEBRAE em 2014, das empresas que falham em sobreviver ao primeiro ano 19% consideram a maior dificuldade obter lucro e manter o capital. No geral, percebe-se a importância de buscar melhorar lucros com a redução de custos fixos.

Considerando o cenário atual de transição energética, modernização do setor elétrico e instabilidade política, o que poderia ser feito para otimizar gastos com energia elétrica em unidades consumidoras conectadas em média tensão?



## **1.1 Objetivo**

Conforme o problema de pesquisa supracitado, o objetivo geral é desenvolver uma metodologia de análise de cenários visando a gestão de custos com energia elétrica para consumidores do grupo A com demanda contratada até 500 kW. Dessa forma, a proposta estrutura-se nos seguintes objetivos específicos:

1. Estruturar o perfil do consumidor para indicar possíveis alterações contratuais;
2. Comparar tarifa em horário de ponta proveniente da distribuidora com o custo de geração de energia utilizando um conjunto gerador movido a diesel;
3. Analisar a viabilidade de sistemas fotovoltaicos dimensionados para injetar a energia excedente na rede da distribuidora em troca de créditos de energia;
4. Elaborar cenário considerando bancos de baterias para armazenar energia e utilizar em horário de ponta;
5. Gerar relatórios econômico-financeiros com cálculo de payback simples dos investimentos e custos de cada cenário proposto.

## **1.2 Justificativa e Relevância**

Atualmente existem alternativas para otimizar os gastos com energia elétrica, entre eles alterações contratuais, onde é avaliado se o consumidor se enquadra em um grupo tarifário mais vantajoso para seu perfil de carga, implementação de tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia, modulação da curva de consumo de modo a evitar horários onde o custo de energia é elevado devido a fatores contratuais.

Uma vez que na literatura técnica especializada se encontram poucas referências atualizadas sobre o uso de geração de emergência e armazenadores de energia em horário de ponta diante das mudanças significativas no mercado de energia, neste trabalho será apresentada uma metodologia que consolida tais caminhos de modo a avaliar a possibilidade da utilização desses recursos e apresente dados sólidos de retorno econômico-financeiro que auxiliem na tomada de decisões.

### **1.3 Relação do Tema com a Estrutura Curricular do Curso**

Sendo uma das principais atribuições do engenheiro de energia, de acordo com a resolução do CONFEA 1076/2016, atividade voltada a gestão em recursos energéticos e eficiência energética, este trabalho, com foco em sustentabilidade e eficiência energética, tem como objetivo compor os requisitos mínimos para aquisição do grau de engenheiro de energia.

Foram utilizados neste trabalho os conhecimentos adquiridos ao longo do curso, como nas disciplinas de Conversão Eletromecânica de Energia, Qualidade de Energia, Energia Solar e Planejamento Energético, dentre outras.

Além disso, a escolha do tema do trabalho de conclusão de curso foi realizada de acordo com o tema do estágio curricular, que por ser realizado em uma empresa de engenharia solar, forneceu conhecimentos relevantes e experiência prática para elaboração deste trabalho.

### **1.4 Estrutura do Trabalho**

O trabalho está estruturado em cinco capítulos, sendo eles: Introdução, Revisão bibliográfica, Procedimentos metodológicos, Aplicação metodológica em cenários e Considerações finais.

O primeiro capítulo é referente a introdução do trabalho. Nele é contextualizado o tema, apresentados os objetivos e justificada a relevância do assunto. Além disso, também é apresentada a relação do tema com a estrutura curricular do curso de e a estrutura do trabalho.

No segundo capítulo é apresentada a revisão bibliográfica, a qual contém a pesquisa bibliográfica referente ao panorama, perspectivas e regulamentação do Setor Elétrico Brasileiro. Já no terceiro capítulo, encontra-se a análise referente aos procedimentos metodológicos com base na pesquisa bibliográfica, apresentando os processos utilizados para a elaboração do estudo, além da descrição dos cenários analisados.

O quarto capítulo traz a aplicação da metodologia nos cenários determinados, ou seja, a validação do processo metodológico desenvolvido e a apresentação dos resultados obtidos. Finalizando, o último capítulo relata as considerações finais com base na análise dos resultados obtidos, sugestões para trabalhos futuros e os trabalhos acadêmicos desenvolvidos.



No aspecto de normatização, de acordo com a NBR ISO-8528 (2014), existem os seguintes regimes de operação para motores: *stand-by*, contínuo, *prime* contínuo e base *load* contínuo, referentes ao tipo de carga e frequência de uso aos quais a máquina é submetida. No caso de geradores de emergência utilizados em horário de ponta, como os abordados neste trabalho, o regime adequado é *prime* contínuo, em que o equipamento é dimensionado para suprir cargas variáveis sempre que solicitado, sendo recomendado para 8.400 horas por ano.

Neste trabalho será avaliada a possibilidade de utilizar geradores de emergência movidos a óleo diesel no horário de ponta, prática já bastante comum, mas que será reavaliada levando em consideração valores de mercado atuais, aspectos regulatórios vigentes e tecnologias disponíveis. O diferencial deste trabalho está no comparativo entre a utilização do gerador a diesel na ponta com as opções de armazenamento de energia e combinação com sistema fotovoltaico.

## **2.2 Recursos Energéticos Distribuídos**

Como delimitação dos conceitos, fazem parte dos chamados Recursos Energéticos Distribuídos (RED): Geração Distribuída (GD), Armazenamento de Energia (AE), Eficiência Energética (EE) e Gerenciamento pelo Lado da Demanda (GLD) (FGV, 2016). No escopo deste trabalho serão explorados os aspectos relacionados a GD e ao armazenamento.

### **2.2.1 Geração Distribuída**

Neste trabalho as GDs analisadas abrangem a micro e minigeração distribuídas. Segundo o GLOSSÁRIO DE TERMOS TÉCNICOS DO PRODIST:

*“Geração distribuída: centrais geradoras de energia elétrica, de qualquer potência, com instalações conectadas diretamente no sistema elétrico de distribuição ou por meio de instalações de consumidores, podendo operar em paralelo ou de forma isolada e despachadas – ou não – pelo ONS” (ANEEL, 2021).*

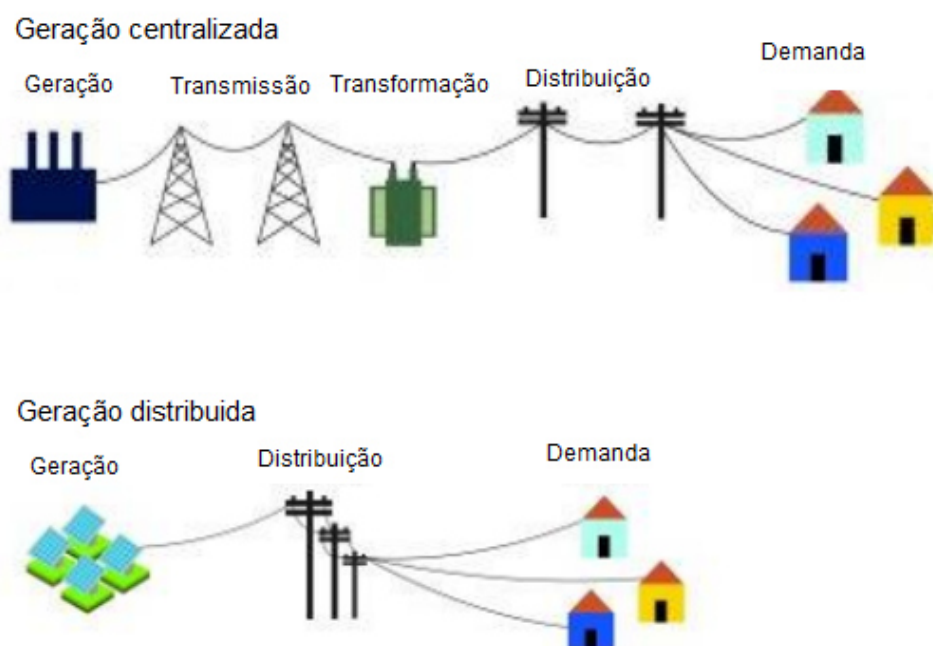
Em outras definições da literatura técnica temos:

*“GD é aquela que, diferentemente do sistema tradicional onde a energia era gerada longe dos centros de consumo, é gerada próxima da carga a qual irá alimentar. Em 2012 foram estabelecidas pela ANEEL, por meio da resolução normativa 482 de 17 de abril, as condições gerais para a conexão de micro e minigeração ao sistema elétrico. Satisfeitas as condições de conexão, o consumidor pode gerar a própria energia e injetar no sistema elétrico o excedente, em troca de créditos de energia a serem utilizados quando a sua geração for inferior ao consumo. (ACKERMANN,2001; BAJAY, 2018).”*

De acordo com o Artigo 14º do Decreto Lei nº 5.163/2004:

*“Considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...) conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de: (i) hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; (ii) termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%.”*

Figura 4 - Ilustração da Diferença entre Geração Centralizada e Distribuída.



Segundo a Lei 14.300 de 2022:

*XI - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel), ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;*

*XIII - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica renovável ou de cogeração qualificada que não se classifica como microgeração distribuída e que possua 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, conforme regulamentação da Aneel, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidades consumidoras;*

## 2.2.2 Armazenamento de Energia

O grande desafio do suprimento de energia elétrica é sua necessidade de produção instantânea de acordo com a demanda, este desafio poderia ser superado com a implementação de tecnologias de armazenamento de energia elétrica, no entanto esses equipamentos tendem a ter um custo elevado de aquisição. Atualmente nesse segmento são exploradas as usinas hidrelétricas reversíveis, mas existem outras tecnologias como armazenamento eletroquímico (baterias), volantes de inércia, ar comprimido, super capacitores e indutores feitos de supercondutores. (FGV, 2016).

## 2.2.3 Baterias

São dispositivos de armazenamento de energia que funcionam a partir da conversão entre energia eletroquímica e elétrica por meio do fenômeno de oxirredução entre dois elementos, no qual um elemento doa elétrons e o outro os absorve. A bateria possui um terminal (negativo) onde ocorre a oxidação, o ânodo, e um terminal que é reduzido (positivo), o cátodo, separados por um meio chamado eletrólito. Quando descarregada e submetida a uma fonte de energia, os elétrons se movem do cátodo para o ânodo. Quando precisar ser recarregada, o processo é inverso.

Sendo este trabalho direcionado ao consumidor final, a tecnologia abordada será a de baterias, que, com sua crescente redução de valor de aquisição vem se tornando uma solução atrativa para otimização de custos com energia, assim, será avaliada a viabilidade de sua implementação.

Segundo a NBR 15940 de 2019:

*“Acumulador elétrico: dispositivo capaz de transformar energia química em energia elétrica e vice-versa, em reações quase completamente reversíveis, destinado a armazenar sob a forma de energia química, a energia elétrica que lhe tenha sido fornecida, restituindo a mesma em condições determinadas.”*

Segundo a Lei 14.300 de 2022:

*IX - fontes despacháveis: as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d'água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas, nesse caso, a 3 MW (três megawatts) de potência instalada, com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto;*

*XII - microrrede: integração de vários recursos de geração distribuída, armazenamento de energia elétrica e cargas em sistema de distribuição secundário capaz de operar conectado a uma rede principal de distribuição de energia elétrica e também de forma isolada, controlando os parâmetros de eletricidade e provendo condições para ações de recomposição e de autorrestabelecimento;*

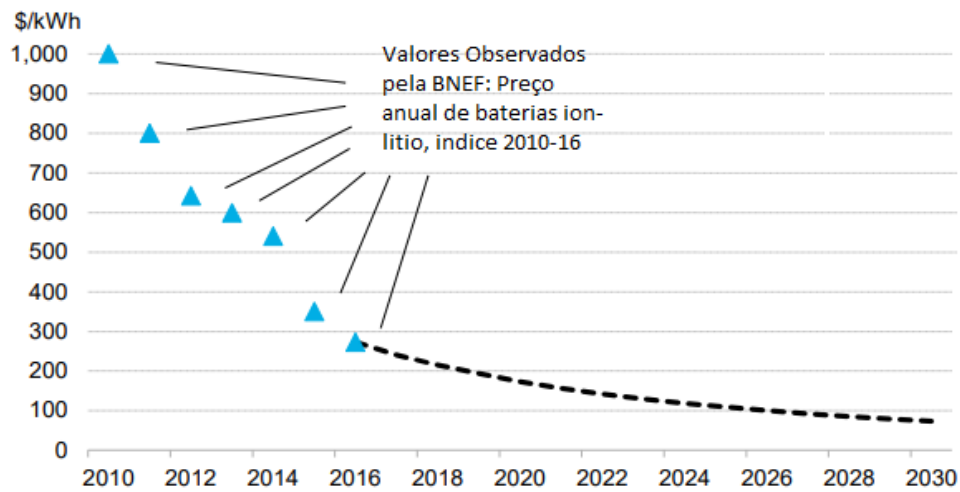
#### **2.2.4 Redução de Custos de Armazenamento**

De acordo com um levantamento feito pela U.S. Energy Information Administration em 2019, o custo dos sistemas de armazenamento em larga escala vem diminuindo ao longo dos anos, com uma queda de 72% entre 2015 e 2019, uma queda de 26% ao ano. (EIA, 2021).

Outro relatório publicado pela Bloomberg Energy Finance em 2017 expõe dados similares, uma queda de 73% entre 2010 e 2016.



Figura 5 - Variação de custos do kWh de armazenamento em baterias de íon-lítio.



Fonte: BNEF, 2017.

Este estudo indica que o custo de produção era de R\$ 536,22/kWh (conversão direta) em 2017 e estima que chegue a R\$ 244,94/kWh em 2030.

### Comparação de tecnologia de armazenamento em bateria:

Tabela 1 - Comparativo entre bateria de Íon-lítio e chumbo-ácido

	Lítio	Chumbo
Vida útil	5000-7000 ciclos	1500 ciclos
Recarga	2,5 h	8h
Autonomia	16h	8h

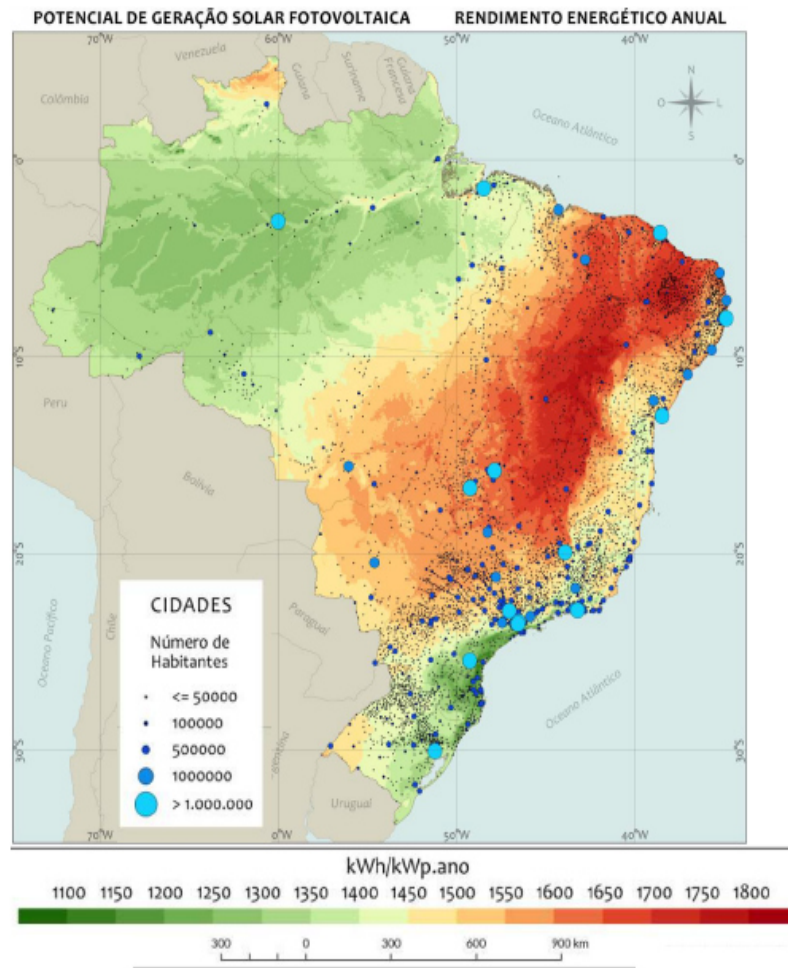
Fonte: Automini, 2022.saz

### 2.3 Energia Solar Fotovoltaica

O sol é considerado uma fonte de energia inesgotável quando levado em consideração o tempo que levaria para esgotar suas reservas de hidrogênio, principal elemento da fusão nuclear da nossa estrela. A irradiância extraterrestre é de aproximadamente 1.367 W/m<sup>2</sup>, variando entre 1.322 W/m<sup>2</sup> no solstício de inverno e 1.412 W/m<sup>2</sup> no solstício de verão (GTES, 1992;2014).

Segundo o Atlas Brasileiro de Energia Solar, o potencial dessa fonte de energia no território brasileiro está entre 4.444 Wh/m<sup>2</sup>a 5.483 Wh/m<sup>2</sup>. A figura 6 demonstra a disposição geográfica desse potencial.

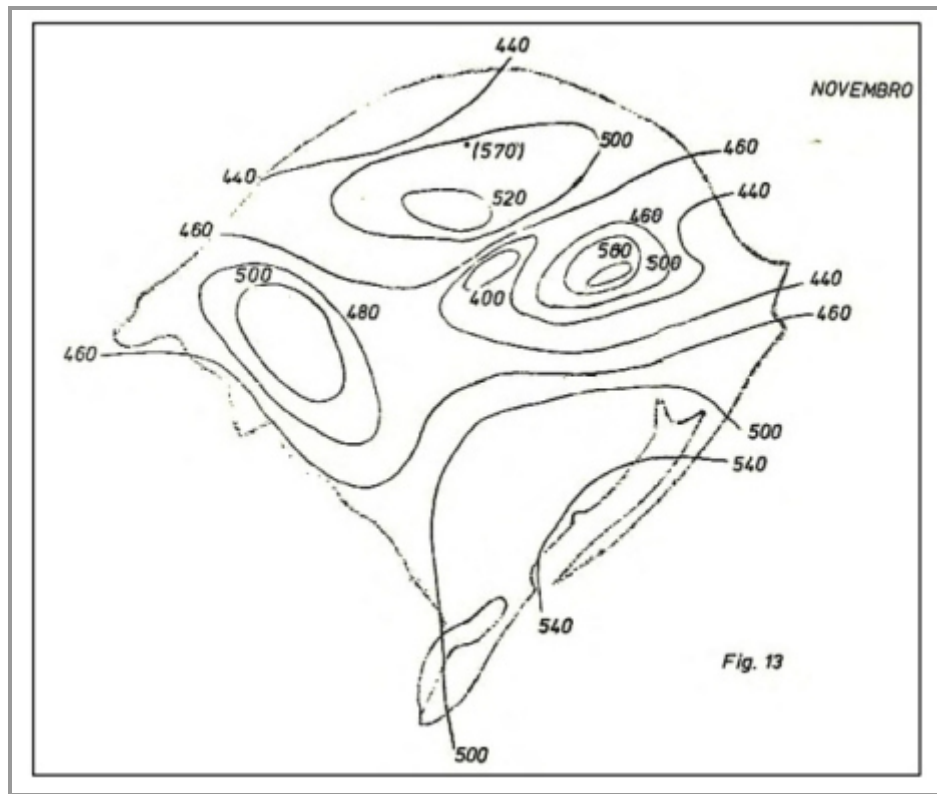
Figura 6 - Mapa do Brasil com Potencial de Geração Fotovoltaica.



Fonte: Pereira, *et al* 2017.

No Rio Grande do Sul as estimativas iniciais sobre o potencial solar foram publicadas por Kessler e Corbella em 1979, conforme figura 7, que mostra a irradiação solar global horizontal média diária no estado para o mês de novembro. Os dados utilizados para tal foram obtidos através de actinógrafos e servem apenas como estimativa, uma vez que apresentam dados faltantes e que, assume-se na literatura, que medidas de radiação solar obtidas por actinógrafos apresentam erros de 15% a 20%.

Figura 7 - Mapa do Rio Grande do Sul com Isolinhas de Irradiação Solar.



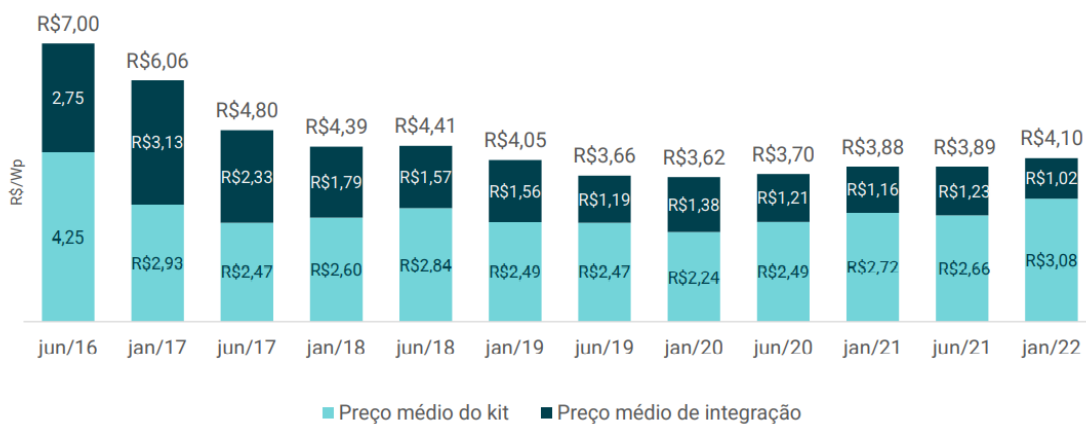
Fonte: Pereira, *et al* 2017. Adaptado de Kessler e Corbella, 1979.

## Evolução dos Custos

Segundo matéria publicada pela PV Magazine e EPE em 2018, o preço da energia produzida por usinas fotovoltaicas chegou a R\$118/MWh. Um estudo publicado por Fraunhofer ISE (2015) apresenta que em 2014 a energia FV custava, na Alemanha, 9 centavos de euro por kWh, equivalente a aproximadamente R\$ 292/MWh em conversão direta, este mesmo estudo indica um valor de R\$ 162,5/MWh para 2025 e R\$ 97,5/MWh para 2050. É importante ressaltar que esses valores se referem a geração de energia centralizada.

Quanto aos valores da energia FV em geração distribuída, também se percebe a tendência de redução de custos, como indica a figura 8. O sistema FV comercial acumula uma redução de 32% nos últimos 5 anos. (Greener, 2022).

Figura 8 - Gráfico da evolução dos preços dos sistemas fotovoltaicos comerciais



Fonte: Greener, 2022.

## 2.4 Atualização Regulatória

Embora o enfoque do trabalho não seja especificamente a GD e não se restringe a energia solar, cabe destacar as recentes atualizações da Resolução Normativa ANEEL 482 de 2012 e também a Portaria INMETRO/ME Nº 140, de 21 de março de 2022. A portaria supracitada trata do regulamento técnico da qualidade e os requisitos de avaliação da conformidade para equipamentos de geração, acondicionamento e armazenamento de energia elétrica em sistemas fotovoltaicos. Nesta ato regulatório, inversores híbridos são descritos como:

*“Equipamento conversor estático, que converte a tensão e corrente contínua, provenientes do gerador fotovoltaico e/ou ou sistema de armazenamento de energia, em tensão e corrente alternada apropriadas para utilização pela rede elétrica, operando tanto como seguidor (grid following) quanto como formador de rede (grid forming), podendo gerenciar simultaneamente as entradas de módulos fotovoltaicos e das baterias, recarregando as baterias com a energia fornecida pelo módulo ou pela rede elétrica.”*

Além disso, atualmente a ANEEL está em processo de regulamentação da LEI 14.300 de 2022, que ocasiona mudanças significativas no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) no âmbito dos REDs.

## 2.5 Tarifas de Eletricidade

De modo a garantir a continuidade dos serviços prestados pelo setor de energia, é necessária a cobrança de tarifas que remunerem o sistema de forma adequada para manter a qualidade dos serviços e suprir os custos de investimentos futuros.

No sistema tarifário brasileiro existe uma diferenciação de valores de tarifa entre horário de ponta e fora ponta. A contratação de valores de demanda é mandatário para consumidores de média e alta tensão, onde existem duas opções de tarifa, que são a "VERDE" e a "AZUL". A diferença entre elas refere-se à tarifa paga por consumo de ponta, sendo que a tarifa verde possui um valor de demanda único e um preço mais elevado de transporte na ponta e a tarifa azul possui dois valores de demanda, um para o período de ponta e outro para o período fora ponta.

### 2.5.1 TUSD e TE

Segundo PRORET, Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição Submódulo 7.1 PROCEDIMENTOS GERAIS, o custo regulatório é obtido nos processos de revisão ou reajuste tarifário, sendo composto por diversos fatores como: custo de aquisição de energia, perdas, transporte e encargos. Esse custo é expresso em duas componentes: TUSD, tarifa referente ao uso do sistema de distribuição e TE, tarifa de energia.

#### Consumo de energia

O consumo de energia é dado pela soma da potência que todos os equipamentos conectados à rede consomem em uma hora, por conseguinte expresso em quilowatt x hora (kW/h) (Kagan, 2005).

#### Demanda de energia

De acordo com Kagan (2005), “a demanda de uma instalação é a carga nos terminais receptores tomada em valor médio em num determinado intervalo de tempo” ou como escrito na Resolução Normativa ANEEL N° 1.000 de 2021:

*“demanda: média das potências elétricas ativas ou reativas, injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição durante um intervalo de tempo especificado”*

#### Agrupamento de Consumidores

Os consumidores de energia são divididos em dois grupos, A e B, baixa tensão. Dos consumidores do grupo A é cobrada a tarifa binômica o que significa que além do consumo é cobrada uma tarifa pela disponibilização da rede proporcional a carga instalada na unidade consumidora (demanda). De acordo com a Resolução Normativa ANEEL N° 1.000 de 2021:

*“Grupo A: agrupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV, e subdividido nos seguintes subgrupos:*

*a) subgrupo A1: tensão de conexão maior ou igual a 230 kV;*

*b) subgrupo A2: tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV;*

- c) subgrupo A3: tensão de conexão igual a 69 kV;*
- d) subgrupo A3a: tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV;*
- e) subgrupo A4: tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV; e*
- f) subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição;*

*Grupo B: grupamento composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV e subdividido nos seguintes subgrupos:*

- a) subgrupo B1: residencial;*
- b) subgrupo B2: rural;*
- c) subgrupo B3: demais classes; e*
- d) subgrupo B4: Iluminação Pública;”*

(Resolução normativa ANEEL 1000, 2021).

Em relação a possíveis alterações contratuais que serão avaliadas neste trabalho, é interessante revisar a possibilidade de migração entre modalidades tarifárias, tarifa horo-sazonal verde e azul, ou ainda, clientes do grupo A para a modalidade optante do grupo B, por vezes, vantajosa pela ausência de demanda contratada.

### **2.5.2 Tarifas horo-sazonais**

Os consumidores do grupo A com tensão de fornecimento igual ou maior que 69 kV, estarão sujeitos, obrigatoriamente, à tarifa horo-sazonal azul, já consumidores atendidos com níveis de tensão menor que 69 kV poderão optar entre tarifa horo-sazonal verde e azul. Na tarifa verde a demanda ponta e fora ponta tem o mesmo valor, mas a energia no horário de ponta é significativamente mais cara. Já na tarifa azul, a demanda no horário de ponta tem o valor mais alto enquanto a energia na ponta fica mais barata em relação a tarifa verde. Assim, cabe ao consumidor escolher a tarifa que traga os melhores resultados ou até mesmo alterar o perfil de carga de sua unidade consumidora de modo a se encaixar em um ponto ótimo. (Resolução normativa ANEEL 1000, 2021).

Neste trabalho serão feitas comparações entre tarifa verde e azul, de modo a encontrar a melhor combinação para o consumidor.

### 2.5.3 Outros Componentes da Tarifa

Além dos descritos acima, a tarifa possui outros componentes, descritos a seguir.

#### Tributos

Os tributos estão divididos em federais (PIS/COFINS) e estaduais (ICMS) e são calculados de acordo com equação abaixo, considerando a legislação vigente em 2023:

$$\text{Preço Final R\$} = \left( \frac{\text{Preço homologado (R\$)}}{1 - \text{PIS}(\%) - \text{COFINS}(\%)} \right) + \left( \frac{\text{Preço homologado (R\$)}}{1 - \text{ICMS}(\%)} \right) \quad (1)$$

O preço final é a soma de duas parcelas, sendo a primeira composta pelo preço homologado dividido pela diferença percentual de PIS e COFINS e a segunda pelo preço homologado dividido pela diferença percentual de ICMS.

#### Encargos Setoriais

Os principais encargos setoriais vigentes são:

- Conta de desenvolvimento energético - CDE;
- Programa de incentivo a fontes alternativas de energia elétrica - PROINFA;
- Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH;
- Encargos de serviços do sistema - ESS e de energia de reserva - EER
- Taxa de fiscalização dos serviços de energia elétrica - TFSEE;
- Pesquisa e desenvolvimento - P&D e programa de eficiência energética - PEE;
- Contribuição ao operador nacional do sistema - ONS;



## **Contribuição para Iluminação Pública**

A taxa de contribuição para iluminação pública é determinada pela lei municipal vigente em cada município, neste trabalho o objeto do estudo de caso se encontra na cidade de Bagé-RS, nela, a lei Nº 3967, de 26/12/2002 determina para CIP 2% do valor mensal do consumo total de energia elétrica constante na fatura para os seguintes casos:

- a) Classe industrial: 30.000 kWh/mês;
- b) Classe comercial: 15.000 kWh/mês;
- c) Classe residencial: 5.000 kWh/mês;
- d) Classe rural: 20.000 kWh/mês;
- e) Classe serviço público: 15.000 kWh/mês;
- f) Classe poder público: 15.000 kWh/mês;
- g) Classe consumo próprio: 15.000 kWh/mês.

Nos casos de consumo menor do que os mencionados acima, a CIP fica em 6% do valor mensal do consumo de energia elétrica.

## **Bandeiras Tarifárias**

Conforme mencionado anteriormente, em 2015 a ANEEL criou o sistema de bandeiras tarifárias, verde, amarela e vermelha, correspondente às condições de geração de energia, quanto mais dispendiosas forem as fontes utilizadas em dado momento, mais cara será a energia para o consumidor.

Os recursos provenientes das bandeiras tarifárias serão depositados na Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (Conta Bandeiras) criada e mantida pela câmara de comercialização de energia elétrica (CCEE). Esses recursos serão repassados mensalmente aos agentes de distribuição para liquidar os débitos decorrentes da utilização de energia de termelétricas ou aquisição a curto prazo de energia (ANEEL, 2021).

A ANEEL fica encarregada de determinar anualmente as faixas de acionamento das bandeiras amarela e vermelha tal como seus valores, de acordo com os custos relacionados a energia de fontes mais onerosas e exposição do mercado de curto prazo por parte dos agentes de distribuição. As faixas de acionamento serão definidas com base no histórico de operação do SIN (Módulo 6.8, PRORET, 2020).

Neste capítulo foram apresentados os conceitos fundamentais a este trabalho, como máquinas síncronas, recursos energéticos distribuídos, geração distribuída e armazenamento de energia, que servirão de base para o desenvolvimento do método apresentado, assim como uma breve contextualização da evolução dos custos e das normativas regulatórias de energia e o detalhamento dos componentes do preço da energia ao consumidor.

### 3 PROCEDIMENTO METODOLÓGICO

O procedimento metodológico utilizado foi o "modelo protótipo" aliado a aplicação do método PDCA para validar a ferramenta desenvolvida. O desenvolvimento do presente trabalho está fundamentado na revisão da literatura disponível, informações atualizadas sobre tecnologias e orçamentos. No aspecto prático contempla a elaboração de uma ferramenta de análise na forma de planilha eletrônica desenvolvida com o software Microsoft Excel, conforme amostras de telas disponíveis no Anexo 1. Nesse instrumento são inseridas todas as informações consideradas para análise dos custos com energia elétrica.

Entre esses dados estão: histórico de consumo energético dos últimos 12 meses, valor da tarifa vigente aplicada pela distribuidora a qual o consumidor esteja vinculado, preços atualizados de combustível, valores de aquisição de geradores e sistemas de armazenamento, dados contratuais entre o interessado e a distribuidora, entre outros tópicos relacionados ao faturamento de energia elétrica. Ao final é gerado um relatório que inclui *payback* simples e uma listagem das vantagens e desvantagens de cada solução desenvolvida.

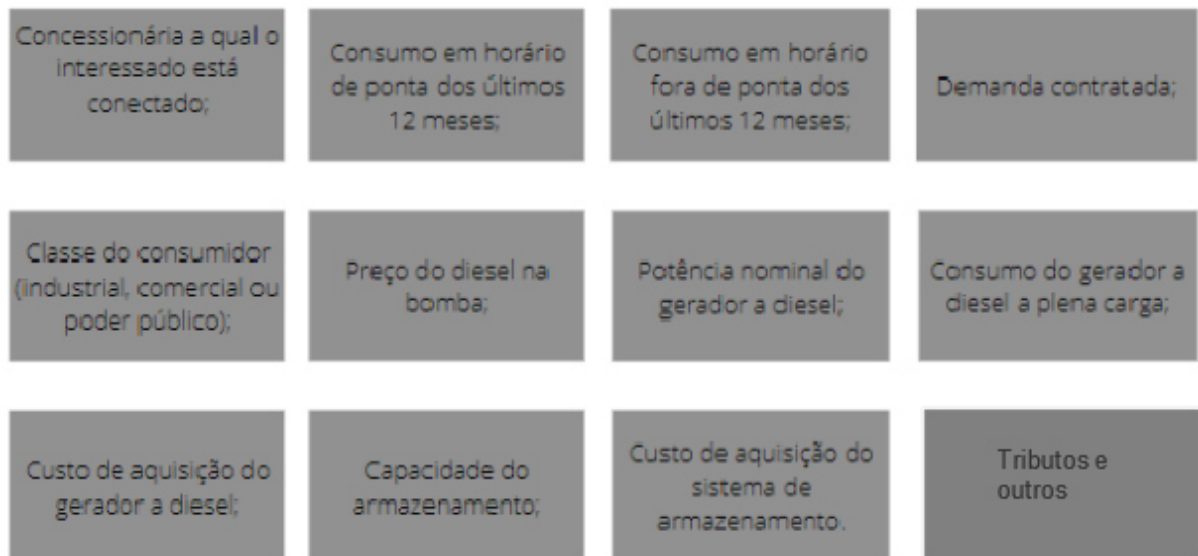
#### 3.1 Etapa de coleta de informações

Este trabalho estará delimitado a consumidores da faixa de 30 kW a 500 kW de demanda contratada, para dados de tarifa foi escolhida a distribuidora CEEE-EQUATORIAL, pois esta é a distribuidora responsável pelo fornecimento de energia elétrica da UNIPAMPA campus Bagé. As informações sobre tarifa de energia elétrica da CEEE-EQUATORIAL estão disponíveis no site da ANEEL. Já o preço médio do óleo diesel, na cidade de Bagé-RS, é utilizado o disponível no site da ANP. Para os valores de equipamentos, por sua vez, foram realizadas cotações diretas com empresas especializadas.

## Dados de entrada

As informações necessárias para esta metodologia são representadas no fluxograma da Figura 9.

Figura 9 - Informações Necessárias para esta Metodologia.



Fonte: autor, 2022.

- Concessionária na qual o interessado está conectado;
- Consumo em horário de ponta dos últimos 12 meses;
- Consumo em horário fora de ponta dos últimos 12 meses;
- Demanda contratada;
- Classe do consumidor (industrial, comercial ou poder público);
- Preço do diesel na bomba;
- Potência nominal do gerador à diesel;
- Consumo do gerador à diesel a plena carga;
- Custo de aquisição do gerador à diesel;
- Potência nominal do gerador fotovoltaico;
- Capacidade do armazenamento;
- Custo de aquisição do sistema de armazenamento.

## Tratamento dos Dados

Neste trabalho, com base em referência na literatura técnica especializada, serão adotadas as seguintes considerações para fins de cálculo:

- A. 252 dias úteis por ano;
- B. 21 dias úteis por mês;
- C. Horário de ponta de 3 horas;
- D. Cada 1 kW de potência instalada de geração fotovoltaica gera 1.779 kWh de energia elétrica, de acordo com sistema simulado de 75 kW em software (PvSyst);
- E. O custo de 1 kW de potência instalada de geração fotovoltaica é de R\$5.333,00.
- F. O custo de 1 kW de potência instalada de armazenamento é R\$3.533,33.
- G. A profundidade de descarga do armazenamento deve ser 80% para não comprometer a vida útil do sistema, como indica o manual do fabricante, logo, o sistema de armazenamento deve ser 20% maior que a demanda total do horário de ponta.
- H. Nos cenários que consideram geração fotovoltaica maior que 75 kW será considerado um adicional de R\$30.000,00 para adequação do sistema de medição e faturamento.

Os valores apresentados como custo de aquisição dos equipamentos foram calculados proporcionalmente a partir de propostas comerciais com empresas especializadas.

## 3.2 Cálculo do Consumo Anual

### 3.2.1 Consumo Anual de Energia em Horário de Ponta:

Para determinar o montante de energia consumida em horário de ponta durante o ano é feito o somatório do consumo registrado a cada mês.

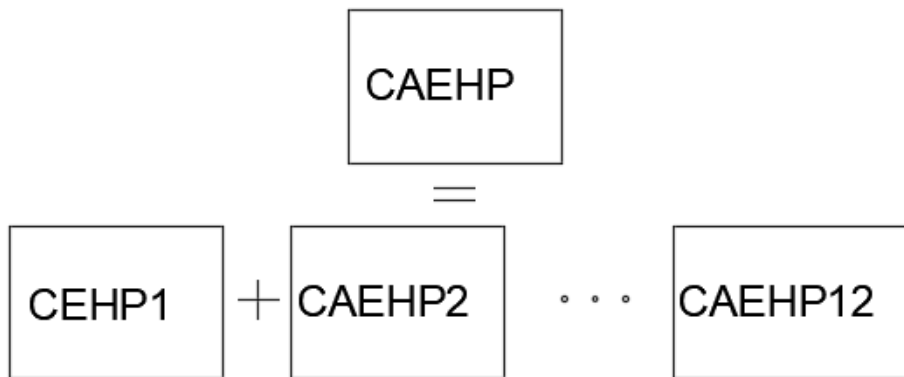
$$CAEHP = CEHP1 + CEHP2 + \dots + CHP12 \quad (2)$$

onde:

CEHP = consumo de energia em horário de ponta a cada mês (kWh);

CAEHP = consumo anual de energia em horário de ponta (kWh).

Figura 10 - Fluxograma do consumo anual de energia na ponta.



Fonte: autor, 2022.

### 3.2.2 Consumo Anual em Horário Fora de Ponta:

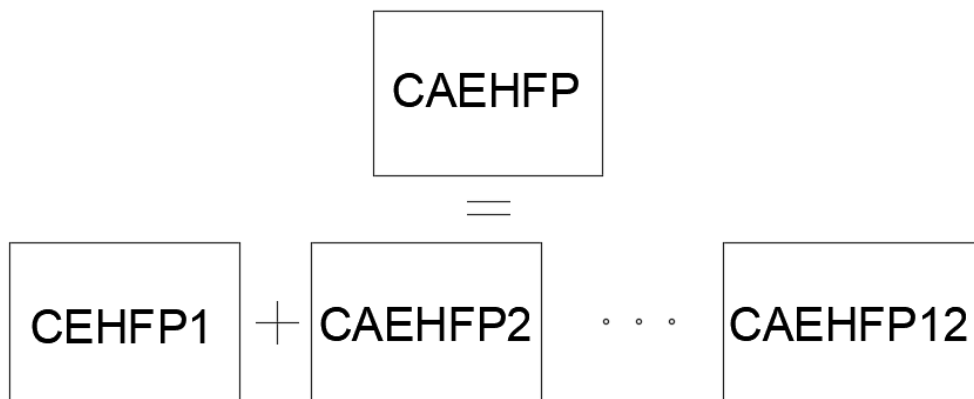
Para determinar o montante de energia consumida em horário fora de ponta durante o ano é feito o somatório do consumo registrado a cada mês.

$$CAEHFP = CHFP1 + CHFP2 + \dots + CHFP12 \quad (3)$$

onde:

CAEHFP = consumo anual de energia em horário fora de ponta (kWh/ano).

Figura 11 - Fluxograma do consumo anual de energia fora ponta



Fonte: autor, 2022.

### 3.3 Cálculo do Consumo de Óleo Diesel

Para determinar o consumo de óleo diesel anual primeiro se determina o consumo de energia elétrica em horário de ponta a cada hora, que leva em consideração 21 dias úteis e 3 horas de ponta no mês. Para fins de cálculo, foi considerado que o consumo do gerador a diesel para cargas é diretamente proporcional ao consumo em plena carga.

$$CHEHP = \frac{CAEHP}{12*DU*HP} \quad (4)$$

onde:

DU = Dias úteis do mês (neste trabalho considera 21 com base em ANEEL 2021);

HP = Duração do horário de ponta (neste trabalho considerado 3 horas, conforme ANEEL 2021);

CHEHP: Consumo horário de energia em horário de ponta (kWh);

Em seguida, o valor obtido é dividido pela potência nominal do gerador a diesel e multiplicado pelo seu consumo a plena carga.

$$CHOD = \frac{CHEHP}{PNG} * CPCG. \quad (5)$$

onde:

CHOD = Consumo horário de óleo diesel (l/h);

PNG = Potência nominal do gerador (kW);

CPCG = Consumo a plena carga do gerador (l/h).

Na etapa seguinte, multiplica-se esse consumo pelo período que o gerador ficaria ativo durante o ano, chegando-se ao consumo mensal de óleo diesel.

$$CAOD = CHOD * HP * DU * 12 \quad (6)$$

onde:

CAOD = Consumo anual de óleo diesel.

#### Consumo instantâneo

É importante determinar o perfil de consumo, pois a energia produzida pelo gerador fotovoltaico, quando consumida simultaneamente tem um valor diferente da que será injetada na rede, visto que no consumo instantâneo não incide alguns custos, tais como tributos e componentes da TUSD.

### 3.4 Cenários Elaborados

Com base nos dados de entrada coletados, foram elaborados cinco cenários distintos para aplicação e avaliação através da ferramenta desenvolvida:

**Cenário 0** - Configuração base do consumidor, sem alterações, para fins comparativos;

**Cenário 1 - Com a inclusão de um gerador à diesel em horário de ponta** - Esse cenário tem o intuito de avaliar uma possível vantagem do custo com o gerador em comparação aos valores das tarifas de horário de ponta;

**Cenário 2 - Com a inclusão de gerador fotovoltaico** - Esse cenário permite avaliar a vantagem de se instalar um sistema de energia fotovoltaica para consumo instantâneo e regime de compensação de energia, em substituição ao consumo diretamente da distribuidora, porém, sem explorar o gerador a diesel e desconsiderando a disponibilidade de armazenamento;

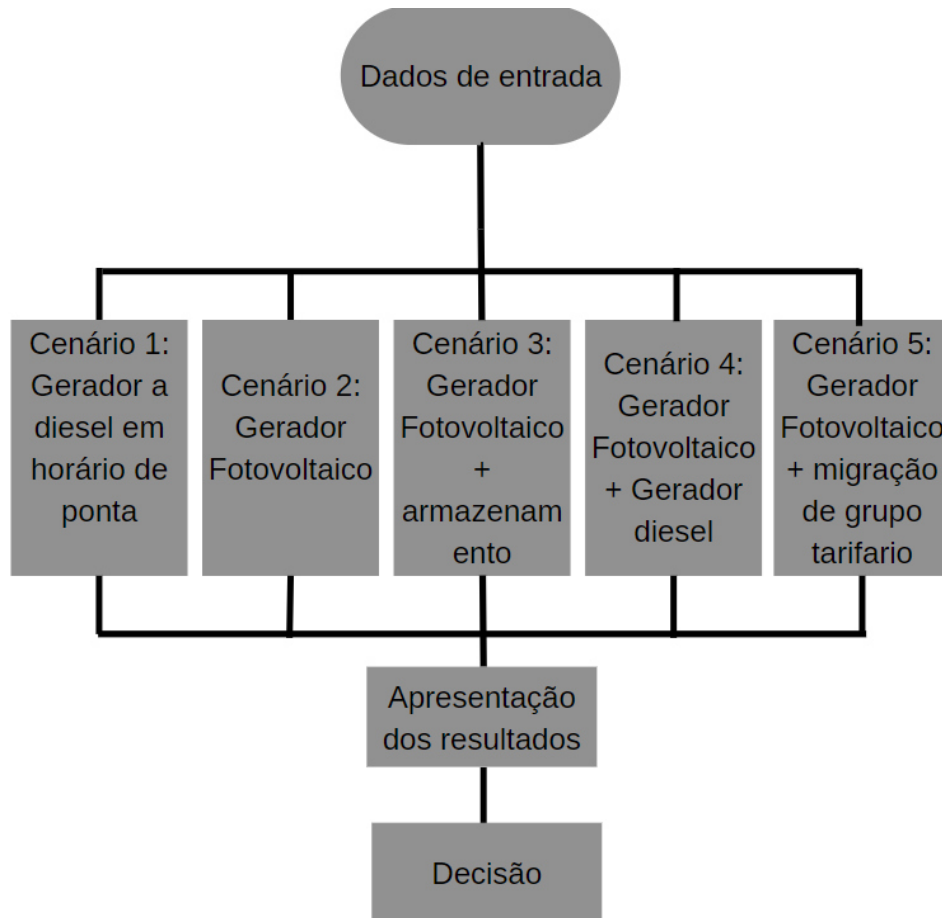
**Cenário 3 - Com a inclusão do gerador fotovoltaico e do armazenamento** - Nessa configuração, temos o sistema fotovoltaico e também o banco de baterias, permitindo, além de suprir o consumo instantâneo do consumidor, também o armazenamento de energia;

**Cenário 4 - Com a inclusão do gerador fotovoltaico e do gerador a diesel** - Nesse cenário temos o gerador fotovoltaico para suprir a demanda instantânea e também gerador a diesel que supre a demanda na ponta (horário em que não há mais geração de energia solar);

**Cenário 5 - Com inclusão de gerador fotovoltaico e migração de grupo tarifário** - Com esse cenário podemos avaliar o impacto da inclusão de geração fotovoltaica juntamente com a migração de grupo tarifário do grupo A para o grupo B, sem explorar o gerador a diesel.



Figura 12 - Fluxograma do Processo de Decisão da Metodologia.



Fonte: autor, 2022.

### 3.4.1 CENÁRIO 1 - Gerador a diesel em horário de ponta

Neste cenário é levado em consideração o valor de aquisição do gerador, custo do diesel, demanda contratada e custo da energia em horário de ponta. Para calcular o quanto seria economizado adotando esse cenário, o custo com energia elétrica em horário de ponta é considerado zero e é adicionado o custo anual com óleo diesel proporcional a energia consumida. O valor de aquisição do gerador é considerado apenas para o cálculo de payback.

$$CAT = CAOD + CAHFP + DCA + CAHP + CAHFP; (7)$$

onde:

CATC1 = Consumo anual total (R\$);

CAOD = Consumo anual de óleo diesel (R\$);

DCA = Demanda contratada anual (kW);

CAHP = Consumo anual em horário de ponta, que nesse cenário é zero (kWh);

### 3.4.2 CENÁRIO 2 - Gerador fotovoltaico

Neste cenário é levado em consideração o valor de aquisição do sistema fotovoltaico, demanda contratada e custo da energia em horário fora de ponta.

Para calcular o quanto seria economizado nos cenários com gerador fotovoltaico é subtraído do montante anual de energia consumida em horário fora de ponta, o montante gerado pelo sistema fotovoltaico anualmente e consumido simultaneamente. O montante que não é consumido simultaneamente e é injetado na rede é subtraído do custo total anual. O valor de aquisição do gerador é considerado apenas para o cálculo de payback.

$$CAT = CAHFP + DCA + CAHP - EGCS - EGIR ; (8)$$

onde:

CATC2 = Consumo anual total (R\$);

CAHFP = Consumo anual em horário fora de ponta (kWh);

DCA = Demanda contratada anual (kW);

CAHP = Consumo anual em horário de ponta (kWh);

EGCS = Energia gerada e consumida simultaneamente (kWh);

EGIR = Energia gerada e injetada da rede (kWh);

### 3.4.3 CENÁRIO 3 - Gerador fotovoltaico combinado com armazenamento

Neste cenário é levado em consideração o valor de aquisição do gerador, valor de aquisição do sistema de armazenamento, demanda contratada e custo da energia em horário de ponta e fora de ponta.

O montante que não é consumido simultaneamente é tratado da mesma forma que o cenário 2. Além disso, o custo com energia elétrica em horário de ponta é considerado zero. Os valores de aquisição do gerador e do sistema de armazenamento são considerados apenas para o cálculo de payback.

$$CAT = CAHFP + DCA + CAHP - EGCS - EGIR ; (9)$$

onde:

CATC3 = Consumo anual total (R\$);

CAHFP = Consumo anual em horário fora de ponta (kWh);

DCA = Demanda contratada anual (kW);

CAHP = Consumo anual em horário de ponta, que nesse cenário é considerado zero (kWh);

EGCS = Energia gerada e consumida simultaneamente (kWh);

EGIR = Energia gerada e injetada da rede (kWh);

#### **3.4.4 CENÁRIO 4 - Gerador fotovoltaico combinado com gerador de emergência**

Neste cenário é levado em consideração o valor de aquisição do sistema fotovoltaico, valor de aquisição do gerador a diesel, custo do diesel, demanda contratada e custo da energia em horário de ponta e fora de ponta.

Da mesma forma que nos cenários 1 e 3, o custo com energia elétrica em horário de ponta é considerado zero e é adicionado o custo mensal com óleo diesel proporcional a energia consumida. O valor de aquisição dos geradores é considerado apenas para o cálculo de payback.

$$CAT = CAOD + CAHFP + DCA + CAHP - EGCS - EGIR ; (10)$$

onde:

CATC4 = Consumo anual total (R\$);

CAOD = Consumo mensal de óleo diesel (l);

CAHFP = Consumo anual em horário fora de ponta (kWh);

DCA = Demanda contratada anual (kW);

CAHP = Consumo anual em horário de ponta, que nesse cenário é considerado zero (kWh);

EGCS = Energia gerada e consumida simultaneamente (kWh);

EGIR = Energia gerada e injetada da rede (kWh);

### 3.4.5 CENÁRIO 5 - Gerador fotovoltaico com reavaliação de grupo tarifário

Neste cenário é levado em consideração o valor de aquisição do gerador fotovoltaico, custo da energia em horário fora de ponta e demanda máxima atingida nos últimos 12 meses. Caso o consumidor possua transformadores de 75 e 112,5 kVA, é possível reavaliar o enquadramento do grupo A para o optante B, que não tem demanda contratada. O valor de aquisição do gerador é considerado apenas para o cálculo de payback.

$$CAT = CAE - EGCS - EGIR; (11)$$

onde:

CATC = Consumo anual total (R\$);

CAE = Consumo anual de energia (kWh);

EGCS = Energia gerada e consumida simultaneamente (kWh);

EGIR = Energia gerada e injetada da rede (kWh);

#### 4 APLICAÇÕES DA METODOLOGIA EM ESTUDOS DE CASO

Os estudos apresentados são baseados em informações de consumidores reais, embora com algumas delimitações devido a restrições de acesso a todas faturas e ao volume de informações, assim, são considerados no modelo os dados de consumo de um ciclo mensal típico de faturamento. Como critério de subdivisão dos cenários foi adotado como base as potências nominais de transformadores normalmente utilizados no Brasil para conexão de consumidor do Grupo A, a saber: 75, 112,5, 150, 225, 300 e 500 kVA. Em todos os estudos foi adotada como referência a cidade de Bagé-RS. A seguir são detalhados os cenários de 112,5 kVA e 500 kVA, já os demais são apresentados de forma simplificada em tabelas.

Tabela 2- Resumo dos cenários e consumidores

Cenário/Consumidor	75 kVA	112,5 kVA	150 kVA	225 kVA	300 kVA	500 kVA
Gerador a diesel	x	x	x	x	x	x
Gerador FV	x	x	x	x	x	x
Gerador FV com armazenamento	x	x	x	x	x	x
Gerador FV com gerador a diesel	x	x	x	x	x	x
Gerador FV com alteração contratual	x	x				

Fonte: autor, 2022.

#### 4.1 Cenário de 112,5 kVA

- Distribuidora a qual o interessado está conectado: CEEE;
- Consumo em horário de ponta dos últimos 12 meses: 30.564 kWh;
- Consumo em horário fora de ponta dos últimos 12 meses: 306.624 kWh;
- Demanda contratada mensal: 98 kW;
- Classe do consumidor (industrial, comercial ou poder público): Comercial;
- Preço do diesel na bomba: R\$ 6,60;
- Potência nominal do gerador a diesel: 100 kW;
- Consumo do gerador a diesel a plena carga: 19 l/h;
- Custo de aquisição do gerador a diesel: R\$87.520,00 (valor consultado com o fornecedor “STEMAC GRUPOS GERADORES”);
- Potência nominal do gerador fotovoltaico: 75 kW;
- Custo de aquisição do sistema fotovoltaico: R\$400.000,00 (Valor consultado com o fornecedor “HCC Engenharia”);
- Capacidade do armazenamento: 150 kW;
- Custo de aquisição do sistema de armazenamento: R\$530.000,00 (Valor consultado com o fornecedor “HCC Engenharia”).

Na tabela 3 é apresentado um comparativo entre os custos anuais nas tarifas “Verde” e “Azul”. Que são consideradas as possibilidades atuais de Cenário 0, configuração base do consumidor, sem alterações, para fins comparativos, cenário base para o consumidor de 112,5 kVA. Neste caso, a tarifa Verde apresenta vantagem em relação a Azul, com uma diferença total de 5,7%.

Tabela 3- Custos totais para Consumidor 112,5 kVA no Cenário 0

Custos anuais				
	Azul	Verde	Diferença R\$	Diferença %
Ponta	R\$ 18.521,28	R\$ 59.859,20	-R\$ 41.337,92	-69,06
Fora ponta	R\$ 132.284,41	R\$ 132.284,41	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Demanda ponta	R\$ 53.766,72	R\$ 0,00	R\$ 53.766,72	R\$ 0,00
Demanda fora ponta	R\$ 25.789,68	R\$ 25.789,68	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Despesa com óleo diesel	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Valor da Energia injetada	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Total	R\$ 230.362,09	R\$ 217.933,29	R\$ 12.428,80	5,70

Fonte: autor, 2022.

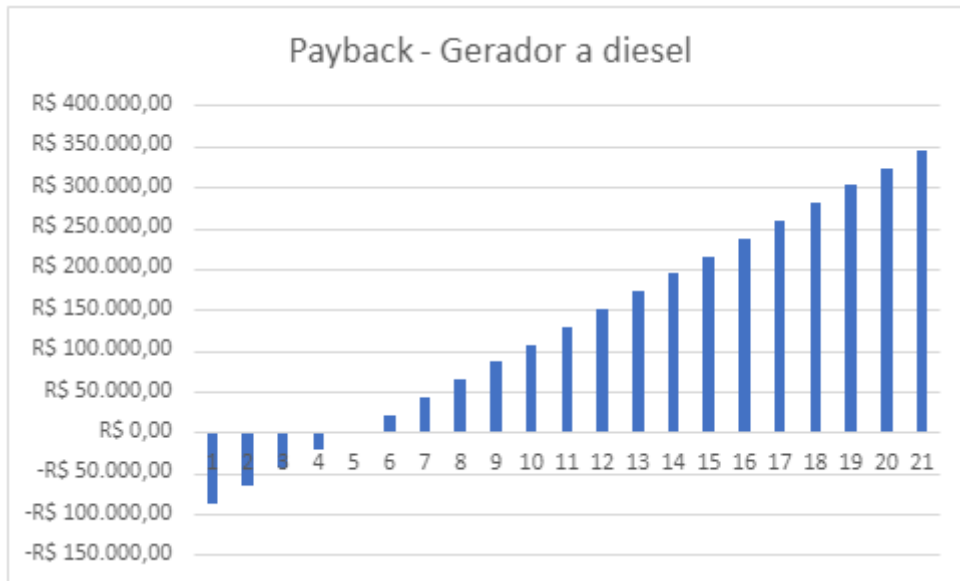
Na tabela 4 são apresentados os custos anuais para um consumidor considerando o Cenário 1. Destaca-se que na “Ponta”, tanto para tarifa verde como azul o custo é zero, isso se deve ao fato deste cenário considerar que o gerador à diesel irá suprir a demanda neste período de tempo. Para “Demanda Ponta”, observa-se uma diferença significativa entre as tarifas “Azul” e “Verde”, pois, ao optar pela tarifa “Verde” o consumidor paga mais no kWh em horário de ponta mas não contrata demanda específica para horário de ponta, que tem um maior custo de disponibilidade. Neste caso, a tarifa Verde apresenta vantagem em relação a Azul, com uma diferença total de 27,38%.

Tabela 4 - Custos totais para Consumidor 112,5 kVA no Cenário 1

Custos anuais				
	Azul	Verde	Diferença R\$	Diferença %
Ponta	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Fora ponta	R\$ 132.284,41	R\$ 132.284,41	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Demanda ponta	R\$ 53.766,72	R\$ 0,00	R\$ 53.766,72	R\$ 0,00
Demanda fora ponta	R\$ 25.789,68	R\$ 25.789,68	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Despesa com óleo diesel	R\$ 38.327,26	R\$ 38.327,26	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Valor da Energia injetada	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Total	R\$ 250.168,07	R\$ 196.401,35	R\$ 53.766,72	27,38

Fonte: autor, 2022.

Figura 13 - Payback Gerador à Diesel para Consumidor 112,5 kVA



Fonte: autor, 2022.

O gráfico de payback demonstra em quanto tempo o valor economizado atinge o valor investido inicialmente. Neste caso é de aproximadamente 5 anos.

Custos totais para Consumidor considerando o Cenário 2, representado na Tabela 5 e Figura 11. Neste caso, a tarifa Verde apresenta vantagem em relação a Azul, com uma diferença total de 15,25%.

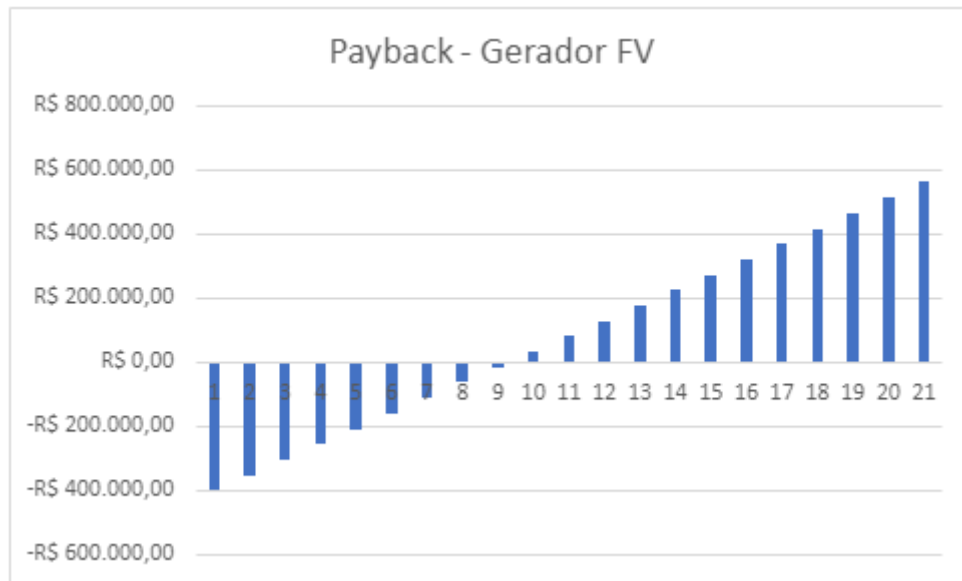
Tabela 5 - Custos totais para Consumidor 112,5 kVA no Cenário 2

Custos anuais	Azul	Verde	Diferença R\$	Diferença %
Ponta	R\$ 18.521,28	R\$ 59.859,20	-R\$ 41.337,92	-69,06
Fora ponta	R\$ 97.740,95	R\$ 97.740,95	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Demanda ponta	R\$ 53.766,72	R\$ 0,00	R\$ 53.766,72	R\$ 0,00
Demanda fora ponta	R\$ 25.789,68	R\$ 25.789,68	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Despesa com óleo diesel	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Valor da Energia injetada	R\$ 13.477,71	R\$ 13.477,71	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 195.818,63</b>	<b>R\$ 169.912,11</b>	<b>R\$ 25.906,52</b>	<b>15,25</b>

Fonte: autor, 2022.



Figura 14 - Payback Gerador FV para Consumidor 112,5 kVA



Fonte: autor, 2022.

Neste caso o tempo de payback é de aproximadamente 10 anos.

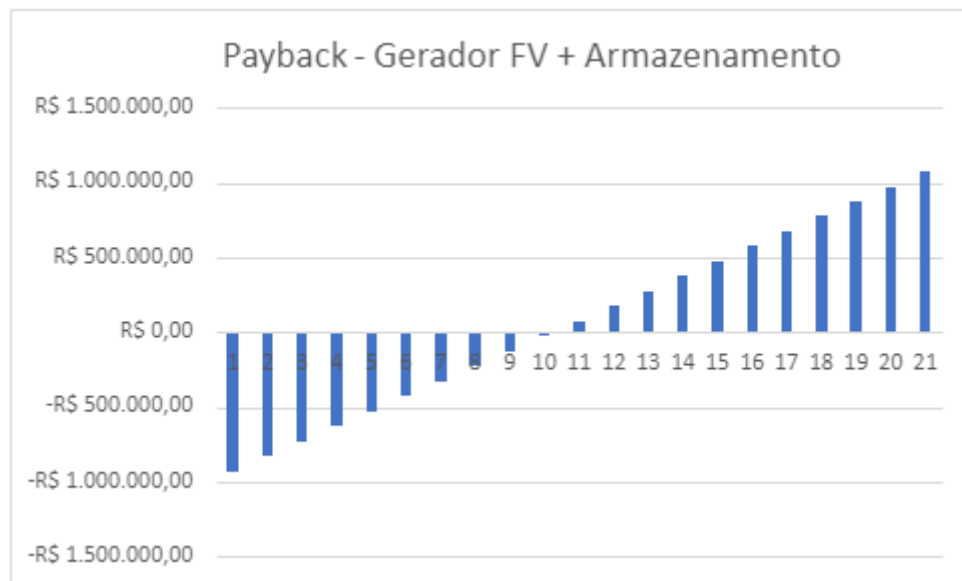
Custos totais para Consumidor considerando o Cenário 3, representado na Tabela 6 e Figura 12. Neste caso, a tarifa Verde apresenta vantagem em relação a Azul, com uma diferença total de 50,65%.

Tabela 6 - Custos totais para Consumidor 112,5 kVA no Cenário 3

Custos anuais	Azul	Verde	Diferença R\$	Diferença %
Ponta	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Fora ponta	R\$ 97.740,95	R\$ 97.740,95	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Demanda ponta	R\$ 53.766,72	R\$ 0,00	R\$ 53.766,72	R\$ 0,00
Demanda fora ponta	R\$ 25.789,68	R\$ 25.789,68	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Despesa com óleo diesel	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Valor da Energia injetada	R\$ 5.842,42	R\$ 5.842,42	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 177.297,35</b>	<b>R\$ 117.688,21</b>	<b>R\$ 59.609,14</b>	<b>50,65</b>

Fonte: autor, 2022.

Figura 15 - Payback Gerador FV com Armazenamento para Consumidor 112,5 kVA



Fonte: autor, 2022.

Neste caso o tempo de payback é de aproximadamente 10 anos.

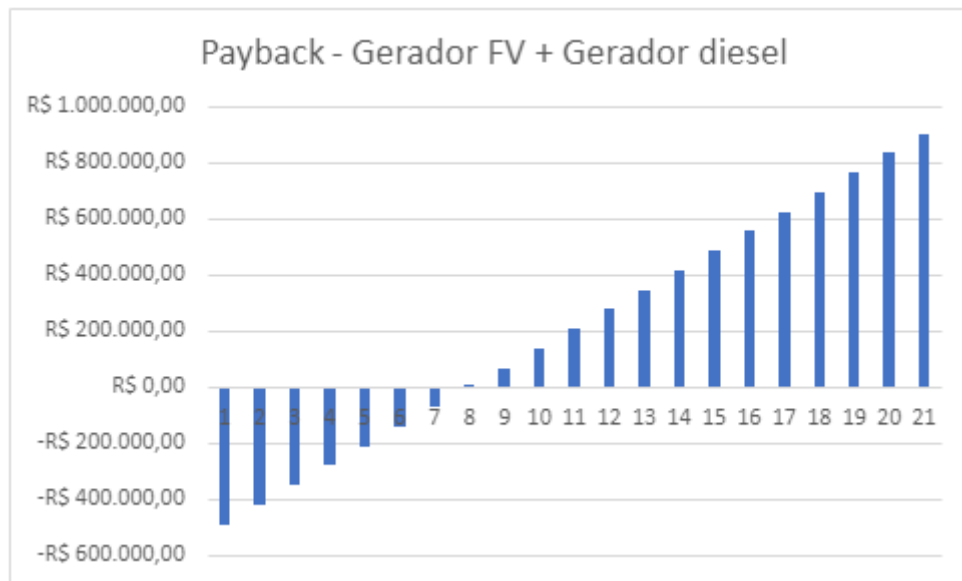
Custos totais do consumidor considerando o cenário 4, representado na Tabela 7 e Figura 13. Neste caso, a tarifa Verde apresenta vantagem em relação a Azul, com uma diferença total de 45,32%.

Tabela 7 - Custos totais para Consumidor 112,5 kVA no Cenário 4

Custos anuais	Azul	Verde	Diferença R\$	Diferença %
Ponta	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Fora ponta	R\$ 97.740,95	R\$ 97.740,95	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Demanda ponta	R\$ 53.766,72	R\$ 0,00	R\$ 53.766,72	R\$ 0,00
Demanda fora ponta	R\$ 25.789,68	R\$ 25.789,68	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Despesa com óleo diesel	R\$ 38.327,26	R\$ 38.327,26	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Valor da Energia injetada	R\$ 13.477,71	R\$ 13.477,71	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 215.624,61</b>	<b>R\$ 148.380,17</b>	<b>R\$ 67.244,43</b>	<b>45,32</b>

Fonte: autor, 2022.

Figura 16 - Payback Gerador FV e à Diesel para Consumidor 112,5 kVA



Fonte: autor, 2022.

Neste caso o tempo de payback é de aproximadamente 8 anos.

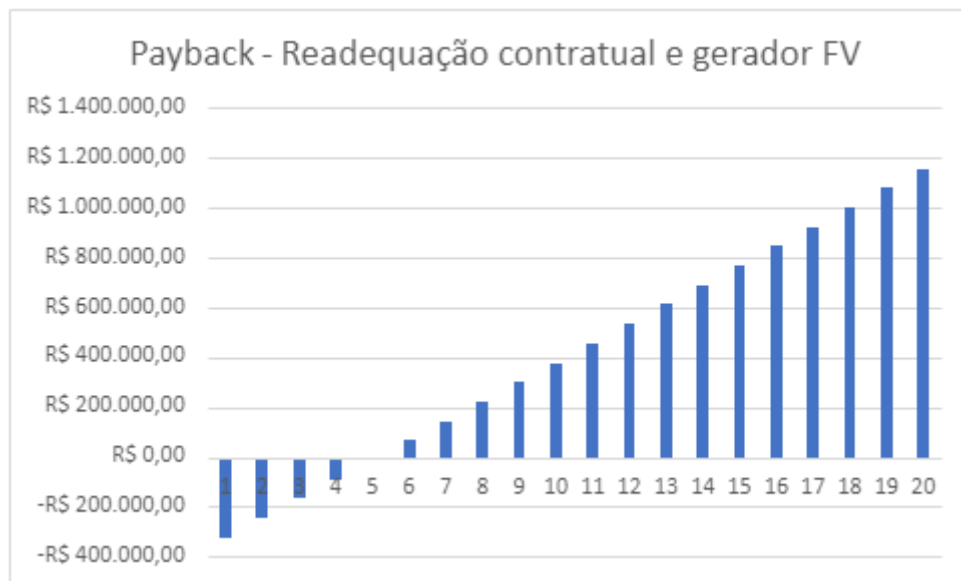
Custos totais do consumidor considerando o cenário 5, representado na Tabela 8 e Figura 14.

Tabela 8 - Custos totais para Consumidor 112,5 kVA no Cenário 5

Custos anuais	
	Grupo B
Consumo total	R\$ 196.936,07
Ponta	R\$ 0,00
Fora ponta	R\$ 0,00
Demanda ponta	R\$ 0,00
Demanda fora ponta	R\$ 0,00
Despesa com óleo diesel	R\$ 0,00
Valor da Energia injetada	R\$ 16.406,10
<b>Total</b>	<b>R\$ 180.529,97</b>

Fonte: autor, 2022.

Figura 17 - Payback Readequação contratual e gerador FV para Consumidor 112,5 kVA



Fonte: autor, 2022.

Neste caso o tempo de payback é de aproximadamente 5 anos.

#### 4.2 Cenário para consumidor de 500 kVA

- Concessionária na qual o interessado está conectado: CEEE;
- Consumo em horário de ponta dos últimos 12 meses: 82.116 kW;
- Consumo em horário fora de ponta dos últimos 12 meses: 817.200 kWh;
- Demanda contratada mensal: 350 kW;
- Classe do consumidor (industrial, comercial ou poder público): Comercial;
- Preço do diesel na bomba: R\$ 6,60;
- Potência nominal do gerador a diesel: 150 kW;
- Consumo do gerador a diesel a plena carga: 29 l/h;
- Custo de aquisição do gerador a diesel: R\$ 131.280,00;
- Potência nominal do gerador fotovoltaico: 333 kW;
- Custo de aquisição do sistema fotovoltaico: R\$ 1.600.000,00;
- Capacidade do armazenamento: 360 kW;
- Custo de aquisição do sistema de armazenamento: R\$ 1.272.000,00;
- Custo de adequação do sistema de medição e faturamento: R\$30.000,00.

Custos totais do consumidor sem alterações, conforme Tabela 9. Neste caso, a tarifa Verde apresenta vantagem em relação a Azul, com uma diferença total de 13,37%.

Tabela 9 - Custos totais para Consumidor 500 kVA no Cenário 0

Custos anuais				
	Azul	Verde	Diferença R\$	Diferença %
Ponta	R\$ 49.760,94	R\$ 160.823,12	-R\$ 111.062,18	-69,06
Fora ponta	R\$ 352.558,25	R\$ 352.558,25	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Demanda ponta	R\$ 192.024,00	R\$ 0,00	R\$ 192.024,00	R\$ 0,00
Demanda fora ponta	R\$ 92.106,00	R\$ 92.106,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Despesa com óleo diesel	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Valor da Energia injetada	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 686.449,19</b>	<b>R\$ 605.487,37</b>	<b>R\$ 80.961,82</b>	<b>13,37</b>

Fonte: autor, 2022.

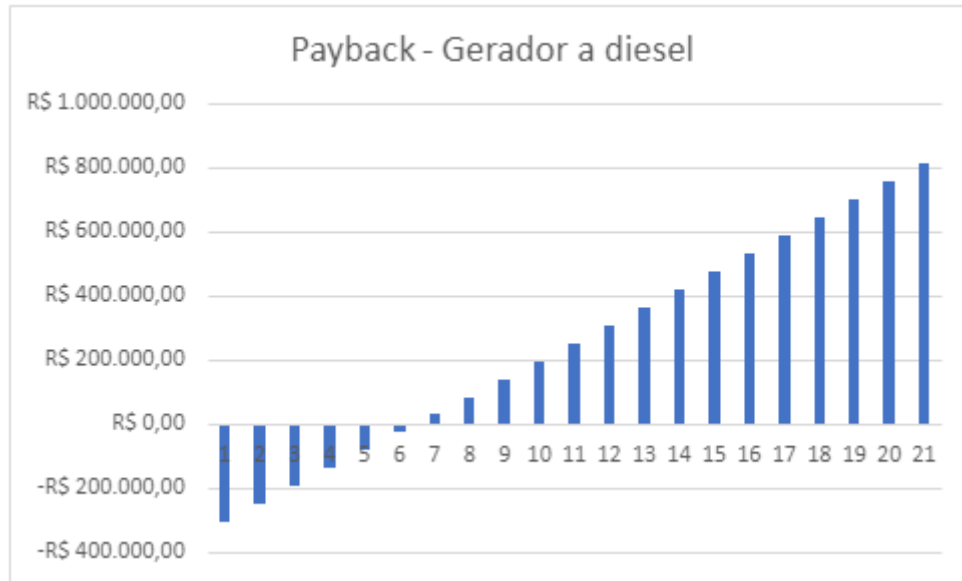
Custos totais do consumidor considerando o cenário 1, representado na Tabela 10 e Figura 15. Neste caso, a tarifa Verde apresenta vantagem em relação a Azul, com uma diferença total de 34,95%.

Tabela 10 - Custos totais para Consumidor 500 kVA no Cenário 1

Custos anuais				
	Azul	Verde	Diferença R\$	Diferença %
Ponta	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Fora ponta	R\$ 352.558,25	R\$ 352.558,25	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Demanda ponta	R\$ 192.024,00	R\$ 0,00	R\$ 192.024,00	R\$ 0,00
Demanda fora ponta	R\$ 92.106,00	R\$ 92.106,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Despesa com óleo diesel	R\$ 104.780,02	R\$ 104.780,02	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Valor da Energia injetada	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 741.468,27</b>	<b>R\$ 549.444,27</b>	<b>R\$ 192.024,00</b>	<b>34,95</b>

Fonte: autor, 2022.

Figura 18 - Payback Gerador à Diesel para Consumidor 500 kVA



Fonte: autor, 2022.

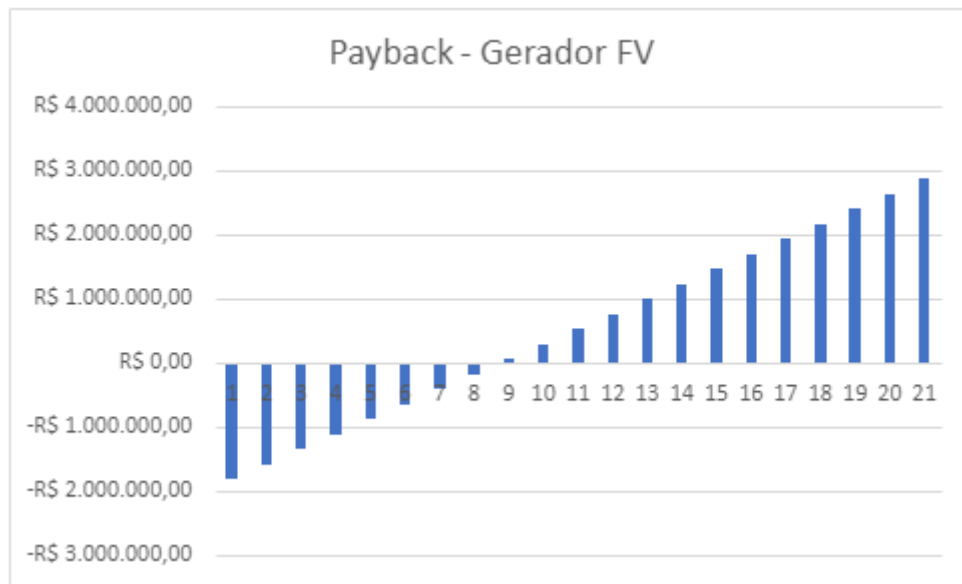
Custos totais do consumidor considerando o cenário 2, representado na Tabela 11 e Figura 16. Neste caso, a tarifa Verde apresenta vantagem em relação a Azul, com uma diferença total de 29,88%.

Tabela 11 - Custos totais para Consumidor 500 kVA no Cenário 2

Custos anuais	Azul	Verde	Diferença R\$	Diferença %
Ponta	R\$ 49.760,94	R\$ 160.823,12	-R\$ 111.062,18	-69,06
Fora ponta	R\$ 148.060,96	R\$ 148.060,96	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Demanda ponta	R\$ 192.024,00	R\$ 0,00	R\$ 192.024,00	R\$ 0,00
Demanda fora ponta	R\$ 92.106,00	R\$ 92.106,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Despesa com óleo diesel	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Valor da Energia injetada	R\$ 29.920,53	R\$ 29.920,53	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 481.951,90</b>	<b>R\$ 371.069,56</b>	<b>R\$ 110.882,34</b>	<b>29,88</b>

Fonte: autor, 2022.

Figura 19 - Payback Gerador FV para Consumidor 500 kVA



Fonte: autor, 2022.

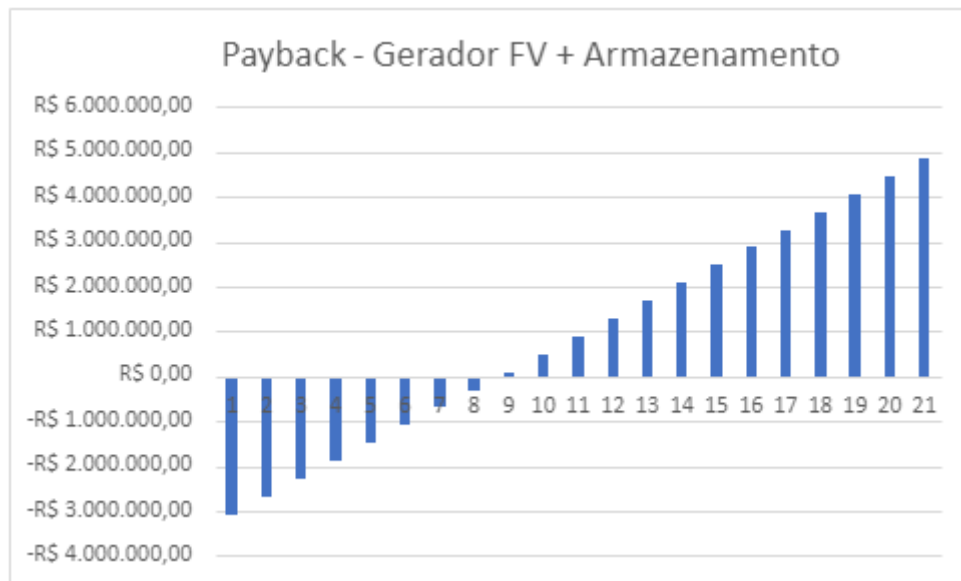
Custos totais do consumidor considerando o cenário 3, representado na Tabela 12 e Figura 17. Neste caso, a tarifa Verde apresenta vantagem em relação a Azul, com uma diferença total de 97,54%.

Tabela 12 - Custos totais para Consumidor 500 kVA no Cenário 3

Custos anuais	Azul	Verde	Diferença R\$	Diferença %
Ponta	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Fora ponta	R\$ 128.247,54	R\$ 128.247,54	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Demanda ponta	R\$ 192.024,00	R\$ 0,00	R\$ 192.024,00	R\$ 0,00
Demanda fora ponta	R\$ 92.106,00	R\$ 92.106,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Despesa com óleo diesel	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Valor da Energia injetada	R\$ 11.595,81	R\$ 11.595,81	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 412.377,54</b>	<b>R\$ 208.757,73</b>	<b>R\$ 203.619,81</b>	<b>97,54</b>

Fonte: autor, 2022.

Figura 20 - Payback Gerador FV com Armazenamento para Consumidor 500 kVA



Fonte: autor, 2022.

Custos totais do consumidor considerando o cenário 4, representado na Tabela 13 e Figura 18. Neste caso, a tarifa Verde apresenta vantagem em relação a Azul, com uma diferença total de 70,45%.

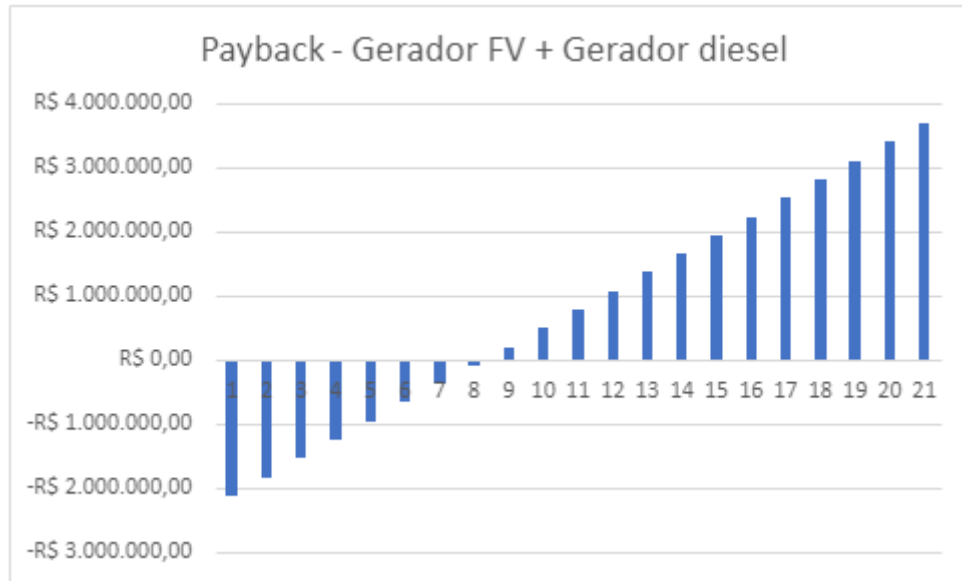
Tabela 13 - Custos totais para Consumidor 500 kVA no Cenário 4

Custos anuais	Azul	Verde	Diferença R\$	Diferença %
Ponta	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Fora ponta	R\$ 148.060,96	R\$ 148.060,96	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Demanda ponta	R\$ 192.024,00	R\$ 0,00	R\$ 192.024,00	R\$ 0,00
Demanda fora ponta	R\$ 92.106,00	R\$ 92.106,00	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Despesa com óleo diesel	R\$ 104.780,02	R\$ 104.780,02	R\$ 0,00	R\$ 0,00
Valor da Energia injetada	R\$ 29.920,53	R\$ 29.920,53	R\$ 0,00	R\$ 0,00
<b>Total</b>	<b>R\$ 536.970,98</b>	<b>R\$ 315.026,45</b>	<b>R\$ 221.944,53</b>	<b>70,45</b>

Fonte: autor, 2022.



Figura 21 - Payback Gerador FV e à Diesel para Consumidor 500 kVA



Fonte: autor, 2022.

Para os cenários com consumidores considerando atendimento por transformadores de 150 kVA, 225 kVA e 300 kVA os resultados serão apresentados de forma resumida na Tabela 14, a seguir:

Tabela 14 - Cenários com consumidores 150 kVA, 225 kVA e 300 kVA na tarifa verde

	<b>75 kVA</b>	<b>150 kVA</b>	<b>225 kVA</b>	<b>300 kVA</b>
<b>Cenário</b>	Custo total anual	Custo total anual	Custo total anual	Custo total anual
<b>Cenário 0</b>	R\$ 211.871,99	R\$ 171.385,32	R\$ 257.352,89	R\$ 342.770,64
<b>Cenário 1</b>	R\$ 191.390,74	R\$ 154.571,57	R\$ 232.128,17	R\$ 309.504,47
<b>Cenário 2</b>	R\$ 179.857,87	R\$ 100.989,58	R\$ 151.759,28	R\$ 201.979,16
<b>Cenário 3</b>	R\$ 123.952,02	R\$ 53.243,47	R\$ 81.162,44	R\$ 87.184,20
<b>Cenário 4</b>	R\$ 159.376,62	R\$ 84.175,83	R\$ 126.534,56	R\$ 168.712,99

Fonte: autor, 2022.

Tabela 15 - Cenários com consumidores 150 kVA, 225 kVA e 300 kVA na tarifa azul

	75 kVA	150 kVA	225 kVA	300 kVA
Cenário	Custo total anual	Custo total anual	Custo total anual	Custo total anual
Cenário 0	R\$ 223.940,31	R\$ 174.275,28	R\$ 262.228,36	R\$ 348.550,57
Cenário 1	R\$ 243.648,70	R\$ 190.781,81	R\$ 286.992,17	R\$ 381.924,95
Cenário 2	R\$ 200.911,33	R\$ 112.864,69	R\$ 170.112,47	R\$ 225.729,38
Cenário 3	R\$ 182.904,53	R\$ 92.585,12	R\$ 140.341,79	R\$ 172.993,78
Cenário 4	R\$ 220.619,73	R\$ 129.371,21	R\$ 194.876,28	R\$ 259.103,76

Fonte: autor, 2022.

### 4.3 Análise dos Resultados

A metodologia possibilita analisar diferentes cenários, considerando um cenário base (cenário 0), representando os custos atuais do interessado, um cenário com gerador à diesel operando no horário de ponta (cenário 1), um cenário com sistema fotovoltaico (cenário 2), um cenário com gerador FV suprindo parte da demanda energética durante o dia e carregando um sistema de armazenamento para consumir a energia durante o horário de ponta (cenário 3), um cenário considerando gerador FV suprindo parte da demanda energética durante o dia e utilizando um gerador a diesel operando no horário de ponta (cenário 4) e por último, um cenário que com gerador FV suprindo parte da demanda energética durante o dia e contempla a possibilidade de readequação cadastral para consumidores do grupo A que possuem instalações elétricas com transformadores de 75 kVA e 112,5 kVA, assim, optantes por faturamento no grupo B.

**CENÁRIO 1** - Gerador à diesel em horário de ponta, está representado na Tabela 16.

Pontos positivos	Pontos negativos
Payback de aproximadamente 3 anos;	Dependência do óleo diesel;
Tecnologia amplamente utilizada e reconhecida;	Poluente;
Investimento relativamente baixo;	Ruídos;
	Necessidade de manutenção especializada;
	Risco de incêndio;

Fonte: autor, 2022.

**CENÁRIO 2** - Gerador fotovoltaico, está representado na Tabela 17.

Tabela 17 - Pontos positivos e negativos do Cenário 2

Pontos positivos	Pontos negativos
Energia renovável;	Custo de aquisição relativamente alto;
O valor da energia produzida pelo sistema acompanha o crescimento das tarifas;	Dependência das condições climáticas;
Tecnologia recente, mas amplamente difundida;	Payback relativamente longo de aproximadamente 9 anos;
Manutenção de fácil acesso;	
Sem ruídos;	

Fonte: autor, 2022.

**CENÁRIO 3** - Gerador fotovoltaico + armazenamento, está representado na Tabela 18.

Tabela 18 - Pontos positivos e negativos do Cenário 3

Pontos positivos	Pontos negativos
Energia renovável;	Custo de aquisição relativamente alto;
O valor da energia produzida pelo sistema acompanha o crescimento das tarifas;	Dependência das condições climáticas;
Tecnologia recente mas amplamente difundida (sistema fotovoltaico);	Tecnologia ainda não difundida (sistema de armazenamento);
Manutenção de fácil acesso (sistema fotovoltaico);	Risco de incêndio;
Sem ruídos;	Durabilidade atrelada ao regime de utilização (sistema de armazenamento);
	Necessidade de manutenção especializada (sistema de armazenamento);
	Payback relativamente longo de aproximadamente 10 anos;

Fonte: autor, 2022.

**CENÁRIO 4** - Gerador fotovoltaico + gerador a diesel.

Neste cenário os pontos positivos e negativos são a soma dos cenários 1 e 2.

## **CENÁRIO 5** - Gerador fotovoltaico e reavaliação de grupo tarifário.

Os pontos positivos e negativos deste cenário são equivalentes ao Cenário 2, acrescidos da grande diferença de custos ocasionada pela readequação contratual. Pode-se incluir como ponto negativo o fato de ser limitado a consumidores com transformadores de 75 kVA e 112,5 kVA.

É notável que, cada abordagem tem vantagens e desvantagens, mas observando somente a questão monetária, todas são viáveis, havendo soluções que vão de relativo baixo investimento inicial e médio retorno a longo prazo até soluções de relativo alto investimento e alto retorno a longo prazo.

## **5 CONSIDERAÇÕES FINAIS**

Observando os resultados obtidos, percebe-se que todos os cenários analisados são satisfatórios, sendo que indicam resultados positivos na redução de custos com energia. O cenário 1, com gerador à diesel, apresenta o payback mais curto e é uma solução bastante difundida e bem consolidada. A solução baseada em sistema fotovoltaico também se apresenta viável e vem crescendo expressivamente nos últimos anos, integrar o sistema de armazenamento potencializa o investimento ainda mais. Mesmo sendo uma tecnologia pouco difundida para o uso no horário de ponta, o sistema de armazenamento se mostra atrativo, principalmente por desatrelar grande parte dos custos do consumidor às flutuações do mercado de petróleo e energia.

### **5.1 Trabalhos Futuros**

Como proposta para trabalhos futuros, pode-se adicionar mais estratégias de redução de custos que não foram previstas neste trabalho, tais como biogás, hidrogênio, baterias de fluxo e a possibilidade de contratação de energia no mercado livre. Além de diferentes abordagens, pode-se analisar mais profundamente a possibilidade de reduzir a demanda contratada uma vez que parte do consumo simultâneo será suprido por sistemas de geração.

## 5.2 Publicações Realizadas

Esse trabalho deu origem ao artigo “DESENVOLVIMENTO DE METODOLOGIA DE ANÁLISE DE REDUÇÃO DE CUSTOS COM FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA”, na categoria Pesquisa e Inovação, o qual foi apresentado no 14º Salão Internacional de Ensino, Pesquisa e Extensão - SIEPE, que ocorreu entre os dias 30 de novembro e 02 de dezembro de 2022, de forma virtual.

## REFERÊNCIAS

ACKERMANN, T., GORAN, A., SODER, L. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, volume 57, Issue 3, 20 April 2001, pages 195-204, Elsevier, 2001. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0378779601001018>. Acesso em: 12 de maio de 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist). 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist#:~:text=A%20Resolu%C3%A7%C3%A3o%20Normativa%20ANEEL%20n%C2%BA%20956%2F2021%20estabelece%20os%20Procedimentos,resolu%C3%A7%C3%B5es%20anteriores%20sobre%20o%20tema>. Acesso em: 5 de setembro de 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Série histórica de preços de combustíveis e de GLP. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/dados-abertos/serie-historica-de-precos-de-combustiveis>. Acesso em: 23 de agosto de 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Geração, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 7 de julho de 2022.

AUTOMNI LOGÍSTICA ROBOTIZADA. Baterias de Lítio x baterias de chumbo: qual a mais relevante para sua transpaleteira?, 2021. Disponível em: <https://automni.com.br/baterias-de-litio-x-baterias-de-chumbo-qual-a-mais-relevante-para-sua-transpaleteira/>. Acesso em: 12 de abril de 2022.

BAJAY, S. *et al.* Geração Distribuída e Eficiência Energética: Reflexões para o setor elétrico de hoje e o futuro. International Energy Initiative. 2018. Disponível em: <https://iei-brasil.org/wp-content/uploads/2018/01/Gera%C3%A7%C3%A3o-distribu%C3%ADa-e-efici%C3%Aancia-energ%C3%A9tica-Reflex%C3%B5es-para-o-setor-el%C3%A9trico-de-hoje-e-do-futuro.pdf>. Acesso em: 5 de julho de 2022.

BELLINI, E. O mercado fotovoltaico brasileiro está amadurecendo mais rápido que o esperado. Empresa de Pesquisa Energética. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/imprensa/epe-na-midia/o-mercado-fotovoltaico-brasileiro-e-sta-amadurecendo-mais-rapido-que-o-esperado>. Acesso em: 12 de agosto de 2022.

COMPANHIA ESTADUAL DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Resultado da Revisão Tarifária Periódica da Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica. 2021. Disponível em: [https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20212972\\_1.pdf](https://www2.aneel.gov.br/cedoc/areh20212972_1.pdf). Acesso em: 4 de agosto de 2022.

CURRY, C. Lithium-ion battery costs and market. Bloomberg New Energy Finance, 2017. Disponível em: <https://data.bloomberglp.com/bnef/sites/14/2017/07/BNEF-Lithium-ion-battery-costs-and-market.pdf>. Acesso em: 4 Julho de 2022.

DUARTE, M. G. Geração de energia em horário de ponta nos centros urbanos a partir de fonte renovável. Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2019. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/35696/1/Gera%C3%A7%C3%A3o%20de%20energia%20em%20hor%C3%A1rio%20de%20ponta%20nos%20centros%20urbanos%20a%20partir%20de%20fonte%20renov%C3%A1vel.pdf>. Acesso em: 12 de maio de 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Previsões para a 2ª revisão quadrimestral da carga do PLAN 2022-2026, 2022. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-603/Boletim%20T%C3%A9cnico%202RQ%202022-2026\\_EPE-ONS%20-%20CCEE\\_20220808.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-305/topico-603/Boletim%20T%C3%A9cnico%202RQ%202022-2026_EPE-ONS%20-%20CCEE_20220808.pdf). Acesso em: 25 de setembro de 2022.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Eficiência Energética e Recursos Energéticos Distribuídos. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/areas-de-atuacao/economia-da-energia/efici%C3%Aancia-energ%C3%A9tica-e-recursos-energ%C3%A9ticos-distribu%C3%ADdos>. Acesso em: 24 de julho de 2022.

GREENER. Estudo Estratégico Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/02/Estudo-Estrategico-de-Geracao-Distribuida-2021-Mercado-Fotovoltaico-2o-semester-v1.pdf>. Acesso em 10 de janeiro de 2023.

KAGAN, N. Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica. São Paulo: Edgard Blucher. Acesso em: 13 de agosto de 2022.

Mayer, J. N., *et al.* Custo atual e futuro da energia fotovoltaica. Agora Energiewende, 2015. Disponível em:

<https://emaisenergia.org/wp-content/uploads/2021/03/Custo-atual-e-futuro-da-energia-fotovoltaica.pdf>. Acesso: 12 de junho de 2022.

MENDES, A. A. J. O. Avaliação da utilização de grupos geradores no segmento de serviços: Estudo de caso em um hotel no Nordeste. Universidade Federal da Bahia, Programa de Pós graduação em engenharia industrial, Salvador, 2013. Disponível em:

[http://www.pei.ufba.br/sites/pei.ufba.br/files/antonio\\_adolfo\\_juliano\\_oliveira\\_mendes-dissertacao.pdf](http://www.pei.ufba.br/sites/pei.ufba.br/files/antonio_adolfo_juliano_oliveira_mendes-dissertacao.pdf). Acesso em: 4 de agosto de 2022

MEY, A., HUTCHINS, P. LINGA, V. Battery Storage in the United States: An Update on Market Trends. U.S. Energy Information Administration, 2021. Disponível em: <https://www.eia.gov/analysis/studies/electricity/batterystorage/>. Acesso em: 17 de junho de 2022.

MINISTÉRIO DA ECONOMIA/INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA. Portaria N° 140, de 21 de março de 2022. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/portaria-n-140-de-21-de-marco-de-2022-389587680>. Acesso: 25 de agosto de 2022.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA/AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa ANEEL N° 1.000 de 7 de dezembro de 2021. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.000-de-7-de-dezembro-de-2021-368359651>

PINHO, J. T., GALDINO, M. A. Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. CEPEL – CRESESB, Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: [http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual\\_de\\_Engenharia\\_FV\\_2014.pdf](http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Manual_de_Engenharia_FV_2014.pdf). Acesso: 5 de julho de 2022.

RAMOS, R. A., ALBERTO, L. F. C., BRETAS, N. G. Modelagem de Máquinas Síncronas Aplicada ao Estudo de Estabilidade de Sistemas Elétricos de Potência. Universidade de São Paulo, Escola de Engenharia de São Carlos, Departamento de Engenharia Elétrica, São Carlos, 2020. Disponível em: <http://repositorio.eesc.usp.br/bitstream/handle/RIEESC/7511/Modelagem%20de%20m%C3%A1quinas%20s%C3%ADncronas%20aplicada%20ao%20estudo%20de%20estabilidade%20de%20sistemas%20el%C3%A9tricos%20de%20pot%C3%Aancia.pdf?sequence=1>. Acesso em: 8 de abril de 2022.

RODRIGUES, I. Tarifa Azul ou Tarifa Verde – Modalidade tarifária. Interenergia. Disponível em: Tarifa Azul ou Tarifa Verde – Modalidade tarifária | Consultoria em Mercado Livre de Energia | Inter Energia. Acesso em 10 de janeiro de 2023.

SANTOS, B. O., PASSOS, R. S. Sistema de Armazenamento de energia e geração distribuída: Um estudo de caso. Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifca Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021. Disponível em: <https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/53389/53389.PDF> Acesso em: 10 julho de 2022.

## ANEXOS

Figura 22 - Informações de consumo do Consumidor 112,5 kVA

Faturas	janeiro	fevereiro	março
Consumo na ponta (kWh)	2547	2547	2547
Consumo Fora Ponta (kWh)	25552	25552	25552
Demanda (kW)	98	98	98
Consumo na ponta diario por hora kWh	40,42857143	40,42857143	40,42857143
Consumo diesel proporcional a carga (l/h)	7,68	7,68	7,68
Despesa com diesel (R\$)	R\$ 3.193,94	R\$ 3.193,94	R\$ 3.193,94

Fonte: autor, 2022.

Figura 23 - Informações do gerador à diesel Consumidor 112,5 kVA

Preço Diesel bomba FOA (R\$)	R\$ 6,80	
Potencia do gerador diesel (kW)	100	
Consumo diesel plena carga l/h	19	R\$ 385,31
Demanda contratada (kW)	98	
Custo do gerador diesel (R\$)	R\$ 87.520,00	

Fonte: autor, 2022.



Figura 24 - Informações do gerador fotovoltaico Consumidor 112,5 kVA

Custo do gerador fotovoltaico (R\$)	R\$ 400.000,00
Potencia do gerador fotovoltaico (kW)	75
Energia gerada (kWh/ano)	133448
Energia consumida instantaneamente (kWh/ano)	80068,8
Energia injetada (kWh/ano) (com armazenamento)	23139,2
Energia injetada (kWh/ano) (sem armazenamento)	53379,2
Energia consumida pelo armazenamento (kWh/ano)	30240
Capacidade do armazenamento (kWh)	150
Custo total do armazenamento (R\$)	R\$ 530.000,00
Custo por kWh	R\$ 3.533,33
Custo do banco de bateria de 15 kWh (R\$)	53000

Fonte: autor, 2022.

Figura 25 - Informações sobre o consumo Consumidor 112,5 kVA

Consumo	Energia	Valor em reais
Consumo ponta (kWh/dia)	121,2857143	67,77423639
Consumo ponta (kWh/ano)	30564	51034
Consumo fora ponta (kWh/ano)	306624	324660
Consumo total (kWh/ano)	337188	375694
Saldo anual	295625,2	295625,2
Energia injetada (kWh/ano) (Sem Ar)	53379,2	4434,2
Energia cons. inst. (kWh/ano)	80068,8	
Energia gerada no ano (kWh/ano)	133448	
Energia injetada (kWh/ano) (Com Ar)	23139,2	

Fonte: autor, 2022.

Figura 26 - Dados de tarifação Consumidor 112,5 kVA

		TUSD	TE	Tarifa	Demanda
Verde	P	1,20167	0,40847	1,61014	21,93
	FP	0,08973	0,25249	0,34222	21,93
Azul	P	0,08973	0,40847	0,4982	45,72
	FP	0,08973	0,25249	0,34222	21,93
Grupo B		0,32235	0,30735	0,6297	

Fonte: autor, 2022.

Figura 27 - Detalhamento das tarifas azul e verde Consumidor 112,5 kVA

Tarifas com impostos	azul	verde	Grupo B
Energia Ponta ( R\$/kWh)	R\$ 0,61	R\$ 1,96	R\$ 0,77
Energia Fora Ponta ( R\$/kWh)	R\$ 0,43	R\$ 0,43	
Demanda Ponta (R\$/kW)	R\$ 45,72	R\$ 21,93	
Demanda Fora Ponta (R\$/kW)	R\$ 21,93	R\$ 21,93	
Custo anual			
Energia Ponta	R\$ 18.521,28	R\$ 59.859,20	R\$ 258.263,40
Energia Fora Ponta	R\$ 132.284,41	R\$ 132.284,41	
Demanda Ponta	R\$ 53.766,72		
Demanda Fora Ponta	R\$ 25.789,68	R\$ 25.789,68	
Total	R\$ 230.362,09	R\$ 217.933,29	

Fonte: autor, 2022.