

UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS

Escola de Engenharia

**Especialização em Fontes Renováveis: Geração,
Operação e Integração**

Diego Maradona Gonçalves dos Santos

**Análises Técnica e de Custos de
Sistemas de Geração Fotovoltaica e
Armazenamento de Energia em
Ambientes de Contratação Regulada e
Livre**

Belo Horizonte

2024

Diego Maradona Gonçalves dos Santos

**Análises Técnica e de Custos de Sistemas de Geração
Fotovoltaica e Armazenamento de Energia em Ambientes
de Contratação Regulada e Livre**

Monografia apresentada durante o Seminário dos Trabalhos de Conclusão do Curso de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da UFMG, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Especialista em Fontes Renováveis de Energia.

Orientador: Prof. Victor Flores Mendes

Belo Horizonte

2024



UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS
ENGENHARIA - DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
CURSO DE ESPECIALIZAÇÃO EM FONTES RENOVÁVEIS - GERAÇÃO, OPERAÇÃO E INTEGRAÇÃO

ATA DE DEFESA DE MONOGRAFIA

Aos dezoito dias do mês de dezembro de dois mil e vinte e quatro, às 17 h, o estudante Diêgo Maradona Gonçalves dos Santos, matrícula 2022689245, defendeu o Trabalho intitulado “Análises Técnica e de Custos de Sistemas de Geração Fotovoltaica e Armazenamento de Energia em Ambientes de Contratação Regulada e Livre”, tendo obtido a média 87 (oitenta e sete).

Participaram da banca examinadora os abaixo indicados, que, por nada mais terem a declarar; assinam eletronicamente a presente ata.

Nota: 87 (oitenta e sete)

Orientador: Prof. Dr. Victor Flores Mendes

Nota: 87 (oitenta e sete)

Examinadora: Profa. Dra. Wadaed Uturbey da Costa



Documento assinado eletronicamente por **Victor Flores Mendes, Professor do Magistério Superior**, em 09/04/2025, às 11:30, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



Documento assinado eletronicamente por **Wadaed Uturbey da Costa, Professora do Magistério Superior**, em 10/04/2025, às 16:45, conforme horário oficial de Brasília, com fundamento no art. 5º do [Decreto nº 10.543, de 13 de novembro de 2020](#).



A autenticidade deste documento pode ser conferida no site https://sei.ufmg.br/sei/controlador_externo.php?acao=documento_conferir&id_orgao_acesso_externo=0, informando o código verificador **3810152** e o código CRC **77E92C9D**.

INSTRUÇÕES

Este documento deve ser editado apenas pelo Orientador e deve ser assinado eletronicamente por todos os membros da banca.

Agradecimentos

De início, agradeço à Deus por me amparar e me conceder saúde para que eu consiga alcançar meus objetivos.

Carinhosamente, expresso gratidão à minha família, em especial ao meus pais, Celso Balbino dos Santos e Luciana Gonçalves Monteiro Santos, e à minha irmã Ellen Kássia Monteiro dos Santos. Eles foram minha base e motivação ao longo desta jornada.

Agradeço aos meus amigos pelo companheirismo.

Minha gratidão a todos os professores que compartilharam seu conhecimento e experiência, contribuindo tanto para minha formação acadêmica quanto para meu crescimento pessoal e profissional.

Por fim, expresso meu especial agradecimento ao professor Dr. Victor Flores Mendes pela orientação neste trabalho e pela supervisão dedicada em todas as etapas da Especialização.

*"Bem aventurado o homem que acha a sabedoria,
e o homem que adquire o conhecimento"
(Bíblia Sagrada, Provérbios 3, 13)*

Resumo

Esta monografia apresenta as análises técnicas e de custos de diferentes cenários para uma instalação comercial de média tensão, considerando sua operação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e no Ambiente de Contratação Livre (ACL). Os cenários abrangem o modelo atual no ACR, a inserção de um sistema fotovoltaico em modo *grid zero*, e a inclusão de sistemas de armazenamento de energia por baterias. No ACL, foram analisados cenários independentes com sistemas semelhantes, avaliando-se o impacto da migração para esse ambiente em termos de custos e flexibilidade contratual. A principal métrica utilizada na análise foi a redução acumulada de custos com energia elétrica em comparação ao cenário atual. Além disso, o estudo considerou o tempo de retorno do investimento (payback), fornecendo uma visão clara sobre o impacto financeiro das implementações propostas. Os resultados indicam que a adoção de sistemas fotovoltaicos e de armazenamento reduz significativamente os custos operacionais e aumenta a resiliência energética, especialmente quando associados ao ACL, que demonstrou uma significativa economia ao longo de 20 anos, atingindo 69% dos custos. Essa análise fornece metodologia e subsídios para decisões estratégicas, contribuindo para a transição energética e a sustentabilidade econômica de instalações de média tensão.

Palavras-chaves: sistema fotovoltaico grid zero; armazenamento de energia; mercado de contratação regulada; mercado de contratação livre.

Abstract

This work presents the technical and financial analysis of different scenarios for a medium-voltage commercial installation, considering its operation in the Regulated Contracting Environment (ACR) and the Free Contracting Environment (ACL). The scenarios include the current model in the ACR, the implementation of a grid-zero photovoltaic system, and the inclusion of battery energy storage systems. In the ACL, independent scenarios with similar systems were analyzed, evaluating the impact of migration to this environment in terms of costs and contractual flexibility. The main metric used in the analysis was the accumulated reduction in electricity costs compared to the current scenario. Furthermore, the study considered the payback period, providing a clear view of the financial impact of the proposed implementations. The results indicate that the adoption of photovoltaic and storage systems significantly reduces operational costs and increases energy resilience, especially when associated with the ACL, which demonstrated significant savings over 20 years, reaching 69% of the costs. This analysis provides methodology and support for strategic decisions, contributing to the energy transition and economic sustainability of medium-voltage installations.

Key-words: grid-zero photovoltaic system; energy storage; regulated contracting market; free contracting market.

Lista de ilustrações

Figura 1 – Ranking Capacidade Instalada Mundial - Solar Fotovoltaica	24
Figura 2 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil	25
Figura 3 – Projeção da capacidade instalada de MMGD	26
Figura 4 – Usina Solar Fotovoltaica Mineirão	27
Figura 5 – Simultaneidade em sistemas fotovoltaicos	28
Figura 6 – MIGDI - Principais componentes	29
Figura 7 – Diagrama de blocos de um SFCR com bateria utilizando inversor híbrido	30
Figura 8 – Apresentação conceitual da curva do pato	33
Figura 9 – <i>Energy time-shift</i> : (a) SFCR sem bateria. (b) SFCR com bateria - <i>energy time-shift</i> aplicado para redução do consumo no horário de ponta.	34
Figura 10 – Migrações ao Mercado Livre em 2024	36
Figura 11 – Histórico de Consumo	41
Figura 12 – Valores Faturados em 2025 - Cenário 1	42
Figura 13 – Custos Totais de Energia - Cenário 1	43
Figura 14 – Diagrama Unifilar Sistema <i>Grid Zero</i>	45
Figura 15 – Balanços e resultados principais - Sistema <i>Grid Zero</i>	46
Figura 16 – Custos Totais de Energia - Cenário 2	46
Figura 17 – Custos Totais de Energia - Cenário 3	49
Figura 18 – Valores Faturados em 2025 - Cenário 4	51
Figura 19 – Custos Totais de Energia - Cenário 4	51
Figura 20 – Custos Totais de Energia - Cenário 5	52
Figura 21 – Custos Totais de Energia - Cenário 6	54
Figura 22 – Projeção dos Custos Acumulados no Cenário Atual (ACR)	56
Figura 23 – Projeção dos Custos Acumulados no Cenário 2	58
Figura 24 – Economia entre Cenários 1 e 2	58
Figura 25 – Projeção dos Custos Acumulados no Cenário 3	60
Figura 26 – Economia entre Cenários 1 e 3	61
Figura 27 – Projeção dos Custos Acumulados no Cenário 4	62
Figura 28 – Projeção dos Custos Acumulados no Cenário 5	63
Figura 29 – Economia entre Cenários 1 e 5	64
Figura 30 – Projeção dos Custos Acumulados no Cenário 6	65
Figura 31 – Economia entre Cenários 1 e 6	65

Lista de tabelas

Tabela 1 – Tarifas de Aplicação CEMIG - Subgrupo A4 Verde	39
Tabela 2 – Impostos	40
Tabela 3 – Projeção de Consumo Anual	41

Lista de abreviaturas e siglas

UFMG	Universidade Federal de Minas Gerais
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CEMIG	Companhia Energética de Minas Gerais
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ACL	Ambiente de Contratação Livre
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável
GW	Gigawatts
MW	Megawatts
GD	Geração Distribuída
MMGD	Micro e MiniGeração Distribuída
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
TE	Tarifa de Energia
DEC	Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
FEC	Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora
SIGFI	Sistemas Isolados de Geração e Fornecimento de Energia
MIGDI	Microsistemas Isolados de Geração e Distribuição de Energia Elétrica
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
HFP	Hora Fora Ponta
HP	Hora Ponta
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
BOL	Beginning of Life

EOL	End of Life
DOD	Depth of Discharge
SOC	State of Charge
SOH	State of Health
EMS	Energy Management System
BESS	Battery Energy Storage System
MME	Ministério de Minas e Energia
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
REN	Resolução Normativa
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
C.C	Corrente Contínua
C.A	Corrente Alternada
kWh	Quilowatt-hora
THS	Tarifa horo-sazonal
PCS	Power Conversion System

Sumário

1	INTRODUÇÃO	21
1.1	Contextualização	21
1.2	Objetivos	21
1.2.1	Objetivos Gerais	21
1.2.2	Objetivos Específicos	22
1.3	Organização do Trabalho	22
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	23
2.1	Energia Solar Fotovoltaica	23
2.1.1	Modos de Operação	26
2.1.1.1	<i>On-Grid</i> (Conectado à Rede)	26
2.1.1.2	<i>Grid Zero</i> (Autoconsumo Puro)	27
2.1.1.3	<i>Off-Grid</i> (Isolado da Rede)	28
2.1.1.4	Híbrido	29
2.2	Armazenamento de Energia	30
2.2.1	Tecnologias de Armazenamento	30
2.2.1.1	Sistema de Controle de Energia (<i>EMS -Energy Management System</i>)	30
2.2.1.2	Sistema de Conversão de Potência (<i>PCS - Power Conversion System</i>)	30
2.2.1.3	Quadro de Transferência	31
2.2.1.4	Baterias	31
2.2.2	Armazenamento em frente ao medidor	32
2.2.3	Armazenamento atrás do medidor	32
2.3	Mercado de Energia Elétrica no Brasil	35
2.3.1	Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	35
2.3.2	Ambiente de Contratação Livre (ACL)	35
2.4	Estrutura Tarifária Elétrica no Brasil	36
3	ESTUDOS DE CASO	39
3.1	Caracterização da Unidade Consumidora	39
3.1.1	Composição Tarifária	39
3.1.2	Horário de Funcionamento e Receita	40
3.1.3	Histórico de Consumo	40
3.2	Delimitação dos Estudos de Caso	40
3.3	Cenário 1: Situação Atual no Mercado Cativo (ACR)	42
3.3.1	Composição do Faturamento de Energia para 2025 - Cenários ACR	42
3.3.2	Impacto da Falta de Energia no Faturamento	42

3.3.3	Custos Totais de Energia no Cenário 1	43
3.4	Cenário 2: Análise da Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo <i>Grid Zero</i> no ACR	43
3.4.1	Condições de Operação e Fator de Simultaneidade	43
3.4.2	Área Disponível para Instalação	44
3.4.3	Operação em <i>Grid Zero</i>	44
3.4.4	Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico	44
3.4.5	Investimento no Sistema Fotovoltaico	45
3.4.6	Custos Totais de Energia no Cenário 2	45
3.5	Cenário 3: Análise da Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo <i>Grid Zero</i> com Armazenamento de Energia no ACR	46
3.5.1	Dimensionamento do Sistema de Armazenamento	47
3.5.1.1	Sistema de <i>Backup</i>	47
3.5.1.2	<i>Energy Time-Shift</i>	47
3.5.2	Escolha dos Equipamentos	48
3.5.2.1	Sistema de Conversão de Potência (PCS)	48
3.5.2.2	Baterias	48
3.5.2.3	Investimento com o Sistema de Armazenamento	48
3.5.3	Custos Totais de Energia no Cenário 3	49
3.6	Cenário 4: Migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL)	49
3.6.1	Composição do Faturamento de Energia para 2025 - Cenário ACL	50
3.6.2	Custos Totais de Energia no Cenário 4	51
3.7	Cenário 5: Análise da Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo <i>Grid Zero</i> no ACL	51
3.7.1	Custos Totais de Energia no Cenário 5	52
3.8	Cenário 6: Análise da Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo <i>Grid Zero</i> com Armazenamento de Energia no ACL	53
3.8.1	Custos Totais de Energia no Cenário 6	53
4	RESULTADOS E DISCUSSÕES	55
4.1	Resultados do Cenário 1: Operação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)	55
4.1.1	Análise Técnica	55
4.1.2	Análise Financeira	55
4.2	Resultados do Cenário 2: Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo <i>Grid Zero</i> no ACR	56
4.2.1	Análise Técnica	56
4.2.2	Análise Financeira	57
4.3	Resultados do Cenário 3: Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo <i>Grid Zero</i> com Armazenamento no ACR	58

4.3.1	Análise Técnica	58
4.3.2	Análise Financeira	59
4.4	Resultados do Cenário 4: Migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL)	61
4.4.1	Análise Técnica	61
4.4.2	Análise Financeira	61
4.5	Resultados do Cenário 5: Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo <i>Grid Zero</i> no ACL	62
4.5.1	Análise Técnica	62
4.5.2	Análise Financeiras	62
4.6	Resultados do Cenário 6: Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo <i>Grid Zero</i> com Armazenamento no ACL	64
4.6.1	Análise Técnica	64
4.6.2	Análise Financeira	64
5	CONCLUSÃO E CONSIDERAÇÕES FINAIS	67
	REFERÊNCIAS	69

1 Introdução

1.1 Contextualização

As fontes renováveis de energia têm ganhado relevância mundial como alternativas fundamentais para mitigar a emissão de gases de efeito estufa, reduzir a dependência de combustíveis fósseis e promover um desenvolvimento energético sustentável. Diversos fatores impulsionam essa transição, incluindo a necessidade de combater as mudanças climáticas, o avanço tecnológico que tem tornado as fontes renováveis cada vez mais eficientes e econômicas, e o apoio de políticas governamentais e incentivos financeiros (WALTER, 2007). No Brasil, a energia solar fotovoltaica tem se destacado devido ao grande potencial para geração de energia solar, tornando a matriz elétrica do país mais diversificada e limpa.

Os clientes com instalações em média ou alta tensão na distribuição atendidos no ambiente de contratação regulado (ACR) estão sujeitos aos custos elevados de energia elétrica, assim como de variações tarifárias em horários de pico. Nesse sentido, a migração para o ambiente de contratação livre (ACL) torna-se uma opção para os consumidores obterem maior flexibilidade de negociação de tarifas de energia de forma bilateral com geradores de energia e conseqüentemente maior previsibilidade de custos.

Além disso, a possibilidade de geração própria de energia e a integração de recursos energéticos distribuídos, como sistemas de armazenamento de energia em baterias, tornam-se alternativas de redução da dependência da rede elétrica da concessionária e de otimização de custos com energia elétrica.

Nesse sentido, esta monografia visa analisar e comparar por meio de aspectos técnicos e econômicos diferentes cenários para uma instalação de média tensão, considerando o atendimento no mercado cativo e alternativas que envolvem a integração de sistemas fotovoltaicos, armazenamento de energia e a migração para o mercado livre.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivos Gerais

Analisar e comparar os aspectos técnicos e financeiros de diferentes cenários de configuração energética para uma instalação de média tensão, considerando a configuração atual no mercado cativo (ACR) e alternativas que envolvem sistemas fotovoltaicos *grid zero*, armazenamento de energia e a migração para o mercado livre de energia (ACL).

1.2.2 Objetivos Específicos

- a) Avaliar os custos de energia elétrica no cenário atual de uma instalação comercial em média tensão no mercado cativo (ACR).
- b) Analisar a viabilidade e os impactos financeiros da adoção de um sistema fotovoltaico *grid zero* na instalação.
- c) Estudar as vantagens e desvantagens da implementação de sistemas de armazenamento de energia para *backup* e atendimento de demanda em horários de pico.
- d) Elaborar cenários de análise da migração da instalação para o mercado livre de energia, assim como a respectiva integração do sistema fotovoltaico e de armazenamento de energia.
- e) Propor recomendações baseadas na análise dos resultados para a otimização de custos energéticos.

1.3 Organização do Trabalho

O trabalho está estruturado da seguinte forma:

Capítulo 1: Introdução e Objetivos - Apresenta a contextualização, justificativa e objetivos do estudo.

Capítulo 2: Revisão Bibliográfica - Explora o estado da arte e o funcionamento dos sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia. Apresenta informações sobre o mercados de energia cativo (ACR) e livre (ACL), assim como a estrutura tarifária brasileira.

Capítulo 3: Apresentação dos Estudos de Caso - Descreve os cenários de análise e os respectivos dados e configurações.

Capítulo 4: Análise dos Resultados - Compara os custos e benefícios de cada cenário, incluindo a análise técnica e econômica.

Capítulo 5: Conclusão - Resume os principais resultados do estudo, destacando as contribuições e oferecendo recomendações para trabalhos futuros.

2 Revisão Bibliográfica

2.1 Energia Solar Fotovoltaica

A energia solar fotovoltaica aproveita a radiação solar para gerar eletricidade por meio de células fotovoltaicas, produzindo energia limpa e silenciosa, sem emissão de gases poluentes, e atendendo à demanda de forma descentralizada e sustentável.

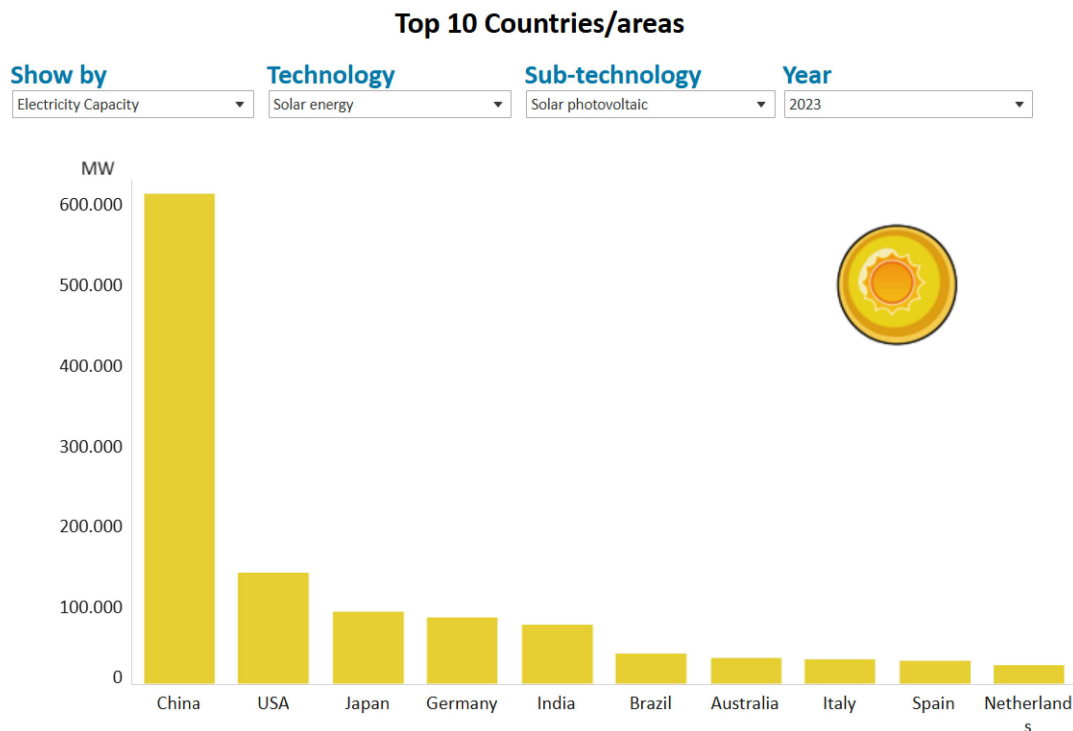
Impulsionada pela competitividade dos custos de instalação e pela implementação de políticas voltadas para a neutralidade de carbono em muitos países, a energia solar é a fonte renovável com maior taxa de crescimento global. De acordo com a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA), em 2023 foram acrescentados 116 GW de capacidade de energia eólica a nível mundial, enquanto a energia solar fotovoltaica adicionou 346 GW, representando quase 75% das novas instalações de fontes renováveis no ano (IRENA, 2024). Conforme ilustrado na Figura 1, países como a China e os Estados Unidos lideram mundialmente em capacidade instalada de energia solar fotovoltaica. A China, em especial, se destaca com mais de 600 GW de capacidade instalada, posicionando-se como o maior mercado e impulsionador do crescimento global dessa fonte (IRENA, 2024).

No Brasil, a energia solar fotovoltaica vem registrando um crescimento exponencial desde 2012, impulsionada pela criação dos primeiros incentivos para micro e minigeração distribuída (GD) com a Resolução Normativa ANEEL 482/2012. Conforme ilustrado no infográfico da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR) apresentado na Figura 2, essa fonte de energia tem avançado rapidamente ao longo dos últimos anos. Em outubro de 2024, a energia solar fotovoltaica apresenta-se como a segunda maior fonte de geração elétrica do país, com uma capacidade instalada superior a 48 GW (ABSOLAR, 2024).

Conforme destacado na Figura 2, a expansão da geração distribuída no Brasil foi particularmente expressiva, com cerca de 70% das instalações fotovoltaicas no país operando nesse modelo. Esse crescimento tem sido impulsionado por políticas de incentivo que oferecem condições favoráveis para consumidores que investem em geração própria. Através do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) instituído pela REN 482/2012, os consumidores podem obter créditos pela energia excedente gerada e injetada na rede, resultando em uma redução significativa dos gastos com eletricidade (ANEEL, 2012).

A Lei 14.300, publicada em janeiro de 2022, instituiu o Marco Legal da Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) no Brasil, introduzindo uma série de mudanças estruturais para aprimorar o setor de geração distribuída. Entre as principais mudanças

Figura 1 – Ranking Capacidade Instalada Mundial - Solar Fotovoltaica



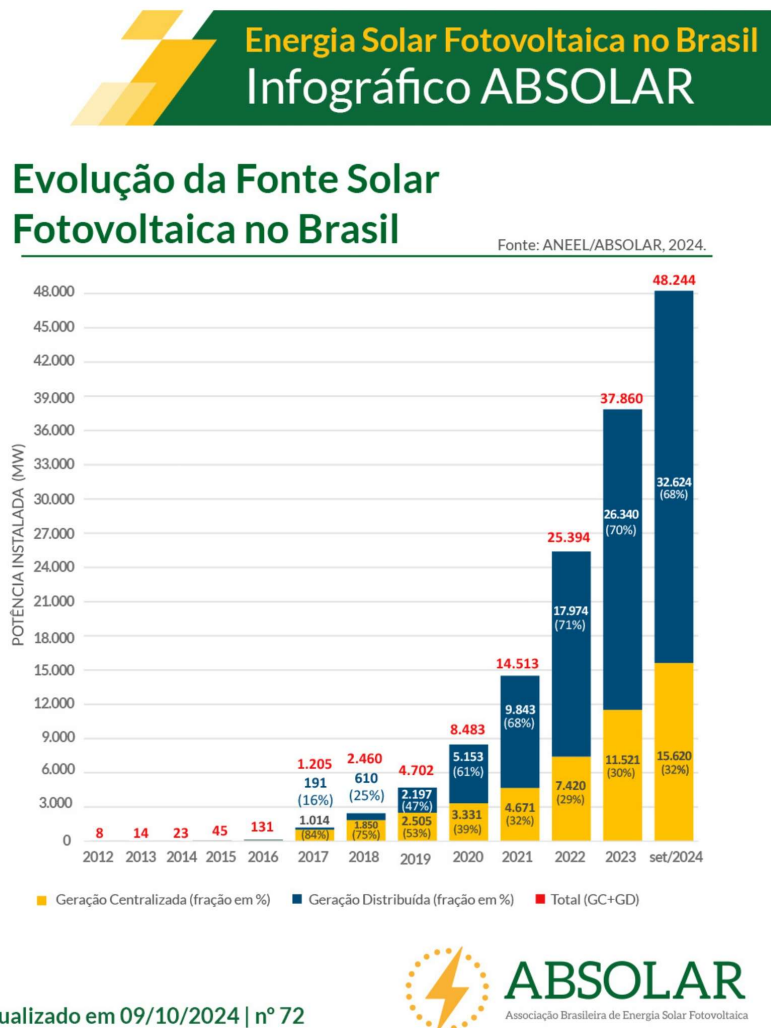
Fonte: (IRENA, 2024)

estão a redução do limite para sistemas de minigeração fotovoltaica de 5 MW para 3 MW, a inclusão de permissões para sistemas híbridos e com armazenamento por baterias, e a implementação de modificações significativas nas regras de compensação de energia (BRASIL, 2022).

Ainda há, no entanto, incertezas sobre a remuneração da energia excedente gerada e injetada a partir de 2029, pois a metodologia de cálculo de benefícios, que será determinada pela ANEEL, depende de resultados obtidos em consulta pública e de diretrizes estabelecidas pela Resolução 2 publicada em fevereiro de 2024 pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) (CNPE, 2024). Essa definição é crucial, pois pode afetar significativamente o fluxo de caixa e a atratividade de novos investimentos no setor de geração distribuída ao longo da próxima década.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) realizou uma projeção de crescimento da capacidade instalada de MMGD até 2034, com três cenários distintos, conforme ilustrado na Figura 3. O *Cenário de Referência* considera que, a partir de 2029, haverá uma cobrança de 100% da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), com uma compensação que abaterá aproximadamente 50% dos custos como encargos, transmissão e perdas em virtude dos benefícios previstos. No *Cenário Superior*, simula-se uma compensação que mantém as condições originais de compensação total, equivalendo a uma

Figura 2 – Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil

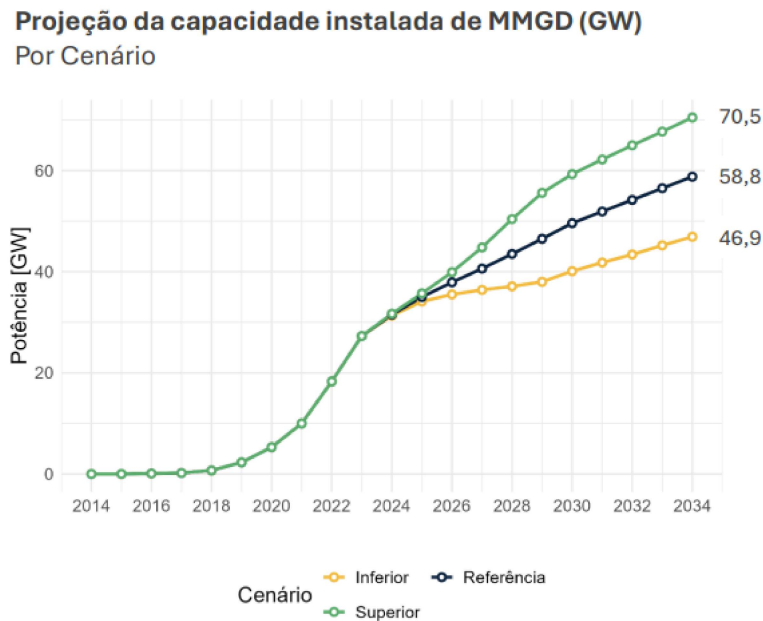


Fonte: (ABSOLAR, 2024)

relação de 1 para 1 (100% dos custos mais a parcela Tarifa de Energia (TE)). Já o *Cenário Inferior* projeta uma compensação limitada exclusivamente à parcela de TE a partir de 2029, representando um impacto muito mais restritivo para consumidores que injetam energia excedente na rede (EPE, 2024).

Essas projeções indicam diferentes potenciais de crescimento para a MMGD, com implicações diretas sobre o incentivo à expansão de sistemas de geração própria, especialmente em segmentos residenciais e comerciais que já se beneficiam desse modelo. Mesmo na projeção mais conservadora, a (EPE, 2024) estima que, até 2034, a MMGD no Brasil atingirá uma capacidade instalada de 46,9 GW, dos quais a maior parte será proveniente da fonte solar fotovoltaica.

Figura 3 – Projeção da capacidade instalada de MMGD



Fonte: (EPE, 2024)

2.1.1 Modos de Operação

Os modos de operação dos sistemas de energia solar fotovoltaica são definidos pela maneira como esses sistemas interagem com a rede elétrica, o que influencia diretamente sua aplicação, configuração e capacidade de armazenamento. No Brasil, como em outros países, esses modos são escolhidos de acordo com o perfil de consumo, o acesso à rede e as condições de incentivo ou regulamentação.

2.1.1.1 *On-Grid* (Conectado à Rede)

O sistema *on-grid* é o mais comum entre as instalações solares fotovoltaicas no Brasil. Nesse modo, o sistema fotovoltaico é conectado à rede elétrica (SFCE) e depende dela para garantir o fornecimento contínuo de energia. Quando a geração solar é maior que o consumo local, o excedente é enviado à rede, gerando créditos que podem ser utilizados para abater o consumo em horários sem geração solar (como à noite) ou em períodos de menor produção. Esse sistema possibilita a redução da conta de luz por meio do SCEE. No entanto, ele não oferece suporte durante interrupções de energia da rede, pois desativa o sistema por segurança (anti-ilhamento). Entre os principais equipamentos que compõem esse tipo de sistema estão os módulos fotovoltaicos, que utilizam a luz solar para gerar eletricidade por meio do efeito fotovoltaico; o inversor, que converte de corrente contínua a energia gerada pelos módulos em corrente alternada compatível com a rede elétrica; e o sistema de medição bidirecional, que registra a energia consumida e

injetada na rede (CRESESB, 2014). A Figura 4, a modo de ilustração, apresenta a Usina Solar Fotovoltaica Mineirão, um sistema conectado à rede de distribuição da CEMIG, com capacidade instalada de 1,42 MWp.

Figura 4 – Usina Solar Fotovoltaica Mineirão



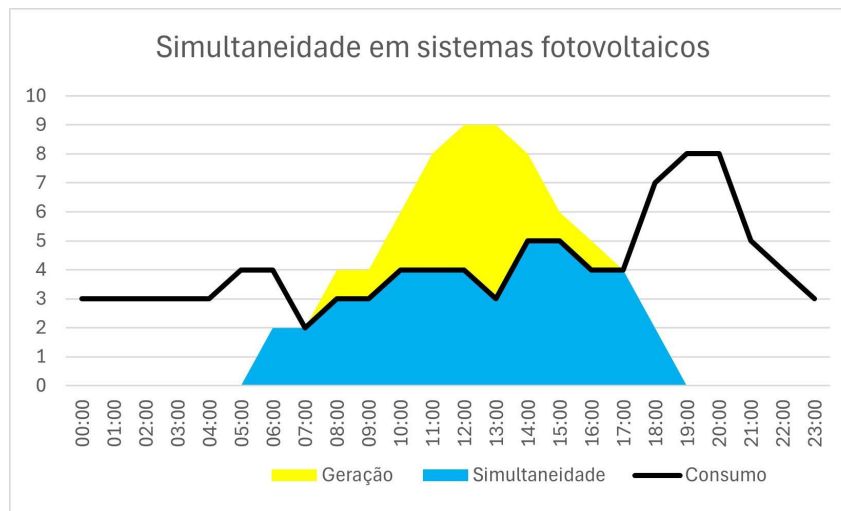
Fonte: (CEMIG, 2024)

2.1.1.2 Grid Zero (Autoconsumo Puro)

O sistema *grid zero* é um tipo de operação *on-grid* no qual o sistema é projetado para não injetar energia excedente na rede elétrica. Esse modelo é adotado em locais onde a concessionária não permite a injeção de energia por razões técnicas, como o risco de inversão de fluxo na rede, ou em instalações com restrições regulatórias (AGUIAR, 2022).

No Brasil, esse sistema é especialmente vantajoso em instalações onde a demanda é elevada durante o horário de geração, o que favorece o autoconsumo total da energia fotovoltaica. O conceito de simultaneidade, que relaciona a geração de energia com o consumo simultâneo da instalação, é fundamental nesse contexto, pois permite maximizar o aproveitamento da geração sem a necessidade de injeção de excedente na rede. A Figura 5 ilustra essa questão da simultaneidade, mostrando como o consumo coincide com a geração.

Figura 5 – Simultaneidade em sistemas fotovoltaicos



Fonte: Imagem do Autor

A vantagem do *grid zero* é a simplificação dos requisitos regulatórios, sendo ideal para clientes que consomem a maior parte da energia durante o dia. No entanto, ele não permite compensação de energia, exigindo um planejamento cuidadoso para alinhar geração e consumo de forma eficiente.

A configuração desse tipo de sistema é semelhante à do sistema *on-grid*, com a inclusão de um dispositivo específico para o controle da exportação de potência para a rede da concessionária, além de sistemas de proteção.

2.1.1.3 *Off-Grid* (Isolado da Rede)

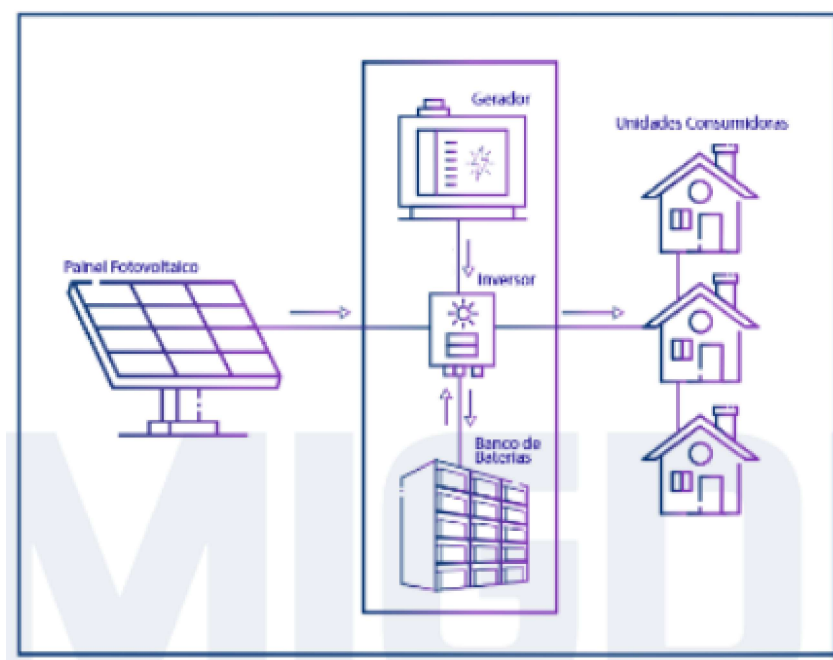
Os sistemas *off-grid* são totalmente independentes da rede elétrica, sendo mais comuns em áreas rurais ou locais isolados onde o acesso à rede pública é inexistente ou economicamente inviável. Neste modo, o sistema fotovoltaico é composto por módulos fotovoltaicos; controladores de carga, que regulam o fluxo de energia para as baterias e previnem sobrecargas; inversores, que convertem a energia de corrente contínua para corrente alternada; e bancos de baterias, que armazenam a energia gerada para garantir o fornecimento durante a noite e em períodos de baixa geração (CRESESB, 2014).

A autonomia completa do sistema *off-grid* depende de um dimensionamento preciso do armazenamento para atender a demanda local. Em muitos casos, essa solução é combinada com outras fontes, como geradores a diesel, para garantir a confiabilidade e assegurar o abastecimento contínuo em situações de maior consumo ou baixa geração solar.

Nesse contexto, destacam-se os Sistemas Individuais de Geração de Energia Elétrica com Fontes Intermitentes (SIGFI) e os Microssistemas Isolados de Geração e Dis-

tribuição de Energia Elétrica (MIGDI). O SIGFI é dimensionado para atender a uma única unidade consumidora, como uma residência, enquanto o MIGDI pode suprir múltiplas unidades, como comunidades, integrando diferentes fontes de energia para maior confiabilidade. Ambos são essenciais para levar energia a regiões isoladas e reduzir a dependência de combustíveis fósseis (ANEEL, 2022d). A Figura 6 apresenta o esquemático de um sistema MIGDI.

Figura 6 – MIGDI - Principais componentes



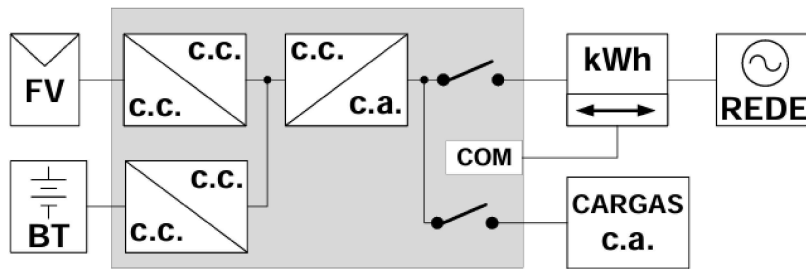
Fonte: (UCB, 2024)

2.1.1.4 Híbrido

O sistema híbrido combina características dos sistemas *on-grid* e *off-grid*, permitindo a conexão com a rede elétrica e o uso de baterias para armazenamento de energia. Entre os principais equipamentos que compõem esse sistema estão os módulos fotovoltaicos; inversores híbridos, que possibilitam o uso da energia solar para consumo, armazenamento em baterias, ou injeção na rede; e as baterias, que armazenam a energia para uso em horários de alta demanda ou em casos de falha na rede. Quando há excedente de energia, o sistema pode injetar o excesso na rede, gerando créditos para o consumidor. A Figura 7 ilustra a configuração de um sistema fotovoltaico conectado à rede com bateria utilizando inversor híbrido com um conversor de corrente contínua (C.C) para corrente alternada (C.A), e conexões independentes para cargas prioritárias e para a rede elétrica.

Esse modelo possibilita maior independência da rede, aproveitando tanto os benefícios de compensação quanto o suporte da rede pública. Embora seja um sistema mais

Figura 7 – Diagrama de blocos de um SFCR com bateria utilizando inversor híbrido



Fonte: (FIGUEREDO, 2016)

completo e resiliente contra interrupções, o investimento inicial é mais elevado que o de sistemas *on-grid* devido aos custos associados ao armazenamento.

2.2 Armazenamento de Energia

O armazenamento de energia desempenha um papel fundamental na transição para um sistema energético mais sustentável e resiliente. Ele permite que a energia gerada a partir de fontes renováveis, como a solar e a eólica, seja utilizada de forma eficiente, superando as limitações de intermitência e garantindo o fornecimento contínuo mesmo quando a geração é insuficiente.

2.2.1 Tecnologias de Armazenamento

O *Battery Energy Storage System (BESS)* ou Sistema de Armazenamento de Energia em Baterias é composto por diversos elementos que, juntos, garantem sua operação segura e otimizada. Serão apresentados a seguir os principais elementos que compõem um BESS.

2.2.1.1 Sistema de Controle de Energia (*EMS -Energy Management System*)

O EMS gerencia e controla o fluxo de energia entre os componentes do sistema, decidindo quando armazenar ou liberar energia com base em estratégias específicas. Além disso, o EMS pode integrar-se a outras fontes de energia, como sistemas fotovoltaicos, e monitorar parâmetros como estado de carga, eficiência e demandas da rede elétrica, garantindo o desempenho ideal do sistema (LAWDER et al., 2014).

2.2.1.2 Sistema de Conversão de Potência (*PCS - Power Conversion System*)

O PCS é responsável pela conversão de energia elétrica entre corrente contínua (CC), utilizada nas baterias, e corrente alternada, utilizada pelos equipamentos conectados

ou injetada na rede elétrica. Esse sistema inclui inversores e retificadores que asseguram a compatibilidade entre os diferentes componentes e a rede elétrica (LAWDER et al., 2014).

2.2.1.3 Quadro de Transferência

O quadro de transferência desempenha um papel crucial na segurança e no gerenciamento do sistema de armazenamento. Ele permite a alteração segura entre as fontes de energia (baterias, rede elétrica ou geradores). Em situações de falha na rede, o quadro de transferência assegura que a energia armazenada seja disponibilizada para a carga prioritária de maneira ininterrupta (LAWDER et al., 2014).

2.2.1.4 Baterias

As baterias são essenciais em um sistema de armazenamento. Existem diversas tecnologias disponíveis, cada uma com características específicas que as tornam mais adequadas para determinadas aplicações.

Chumbo-Ácido é uma das tecnologias mais tradicionais, sendo muito utilizada devido ao baixo custo inicial. No entanto, essas baterias apresentam menor densidade energética, vida útil limitada e maior necessidade de manutenção em comparação com tecnologias mais modernas. Já as baterias de íon-lítio apresentam grande volume no mercado de sistemas de armazenamento devido à alta densidade energética, longa vida útil e baixa necessidade de manutenção. Elas são mais leves, compactas e adequadas para aplicações que requerem alta eficiência e ciclos frequentes de carga/descarga (ROSSI, 2023).

Há ainda os parâmetros técnicos que influenciam na eficiência e durabilidade das baterias (MARTINS, 2016). Alguns deles são apresentados a seguir:

Capacidade de Armazenamento: Define a quantidade total de energia que a bateria pode armazenar, geralmente expressa em quilowatt-horas (kWh).

Beginning of Life (BOL): Capacidade de armazenamento da bateria no início da sua vida útil.

End of Life (EOL): Capacidade de armazenamento da bateria no fim da sua vida útil.

Vida Útil: Expressa em anos ou número de ciclos, indica o tempo ou a quantidade de ciclos de carga/descarga que a bateria pode suportar antes de perder eficiência significativa.

Número de Ciclos: Indica quantas vezes a bateria pode ser completamente carregada e descarregada.

Depth of Discharge (DOD): Refere-se à profundidade de descarga, ou a quan-

tidade de energia retirada da bateria em relação à sua capacidade total. Operar com DOD elevados pode reduzir a vida útil da bateria.

State of Charge (SOC): Representa o nível atual de carga da bateria como porcentagem da capacidade total.

State of Health (SOH): Indica a condição geral da bateria em comparação ao estado inicial (BOL), pode ser utilizado para indicar a degradação ao longo do tempo.

2.2.2 Armazenamento em frente ao medidor

O armazenamento de energia em frente ao medidor se apresenta como uma solução para mitigar o *curtailment*, uma limitação enfrentada pelas fontes renováveis. O *curtailment* ocorre quando a geração de energia excede a capacidade de consumo local ou de transmissão pela rede elétrica, obrigando os operadores a reduzir ou interromper a geração para evitar instabilidades no sistema. Esse fenômeno resulta no desperdício de energia limpa e, conseqüentemente, na perda de eficiência operacional e financeira das instalações renováveis (ANEEL, 2022a).

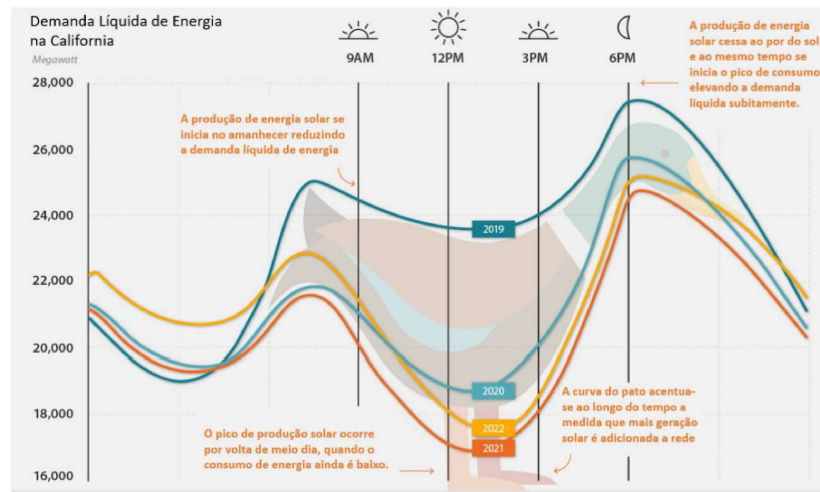
A curva do pato, um desafio típico da geração fotovoltaica, exemplifica bem a necessidade de soluções de armazenamento. Durante o dia, especialmente em períodos de alta irradiação, a produção de energia solar pode ser muito superior à demanda, causando uma redução acentuada no consumo de eletricidade proveniente da rede. Porém, no final da tarde e início da noite, quando a geração fotovoltaica se reduz drasticamente, a demanda de energia da rede aumenta a uma taxa elevada, criando a necessidade de prever rampas de geração para acompanhamento do crescimento da demanda (Junior, 2023). Este padrão que é observado nos sistemas elétricos em todo o mundo, é apresentado na Figura 8, se assemelha ao formato de um pato quando plotado graficamente e submete o sistema elétrico a mais instabilidades, exigindo respostas rápidas de outras fontes de energia.

Com sistemas de armazenamento adequados, é possível armazenar o excedente gerado em momentos de baixa demanda ao longo do dia e utilizá-lo posteriormente nos horários de pico, suavizando a curva do pato e melhorando a estabilidade da rede. Isso não apenas reduz o desperdício energético associado ao *curtailment*, mas também maximiza o aproveitamento das fontes renováveis e melhora a estabilidade e a flexibilidade do sistema elétrico.

2.2.3 Armazenamento atrás do medidor

Os sistemas de armazenamento instalados atrás do medidor são projetados para atender às necessidades específicas dos consumidores, contribuindo para maior eficiência energética, economia nos custos operacionais e maior resiliência. Essas aplicações se destacam principalmente em ambientes residenciais, comerciais e industriais.

Figura 8 – Apresentação conceitual da curva do pato



Fonte: (Junior, 2023)

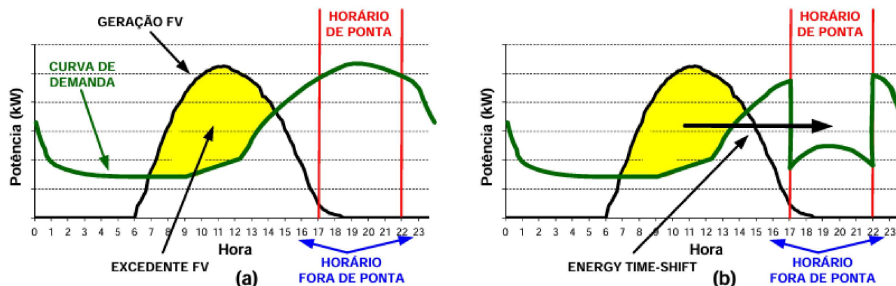
Backup de Energia: Uma das aplicações mais comuns e essenciais do armazenamento atrás do medidor é o *backup* de energia, que garante o fornecimento contínuo em casos de falhas ou interrupções na rede elétrica. Esse uso é especialmente crítico em setores onde a continuidade do fornecimento é vital, como hospitais, comércios e indústrias com processos ininterruptos. No Brasil, os indicadores DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) são utilizados para medir a qualidade do fornecimento de energia elétrica. Em média, o DEC no país no ano de 2023 foi de 10,43 horas por ano, enquanto o FEC gira em torno de 5,24 interrupções anuais (ANEEL, 2024a). Esses índices indicam não apenas a frequência, mas também o tempo médio em que os consumidores ficam sem energia elétrica. Para consumidores comerciais e industriais, essas interrupções representam prejuízos significativos, como perda de produção ou danos a equipamentos sensíveis. Em muitos casos, para mitigar os impactos dessas interrupções, clientes comerciais e industriais recorrem ao uso de geradores a diesel, que entram em operação para garantir o fornecimento durante os períodos de falha. Embora eficazes como solução emergencial, os geradores a diesel apresentam custos elevados de operação e manutenção, além de serem uma fonte de emissão de gases poluentes. Dessa forma, sistemas de armazenamento de energia, como baterias, surgem como uma alternativa mais sustentável e eficiente, permitindo uma resposta imediata às falhas e contribuindo para a redução da dependência de geradores baseados em combustíveis fósseis (Schmitz, 2021). Ao detectar uma falha na rede, o sistema de armazenamento entra em operação automaticamente, evitando prejuízos como perdas de produção ou danos a equipamentos sensíveis. Além disso, em áreas com infraestrutura elétrica menos confiável, o *backup* aumenta a segurança energética e reduz o impacto de apagões, proporcionando maior tranquilidade para os consumidores.

A longo prazo, a adoção de sistemas de armazenamento melhora a resiliência do fornecimento e contribui para a redução dos prejuízos associados a índices elevados de DEC e FEC.

Peak-Shaving (Redução de Picos de Demanda): O *peak-shaving* é uma estratégia que visa minimizar os custos associados aos picos de demanda elétrica. Durante horários de maior consumo, as concessionárias frequentemente aplicam tarifas adicionais, como a cobrança pela demanda máxima registrada ou penalidades por ultrapassagem do limite contratado. Ao utilizar a energia armazenada durante esses picos, o consumidor reduz a necessidade de energia proveniente da rede elétrica, evitando custos extras e otimizando a gestão de energia (ZIPP, 2013). Essa aplicação é amplamente adotada no setor industrial, onde os picos de consumo podem ter um impacto financeiro significativo. No entanto, também é aplicável em instalações comerciais e residenciais que buscam reduzir suas contas de energia de forma estratégica.

Energy Time-Shift (Deslocamento Temporal de Energia): O *energy time-shift*, ou deslocamento temporal de energia, consiste em armazenar energia durante períodos de menor custo – geralmente horários fora de ponta – e utilizá-la em momentos de tarifas mais elevadas, como nos horários de ponta. Essa aplicação é mais interessante em locais onde as tarifas horárias têm grande impacto no custo final da energia. Quando integrado a sistemas fotovoltaicos, o *energy time-shift* permite maximizar o aproveitamento da energia solar gerada durante o dia. A energia gerada pelo sistema fotovoltaico pode ser armazenada e consumida durante a noite ou em horários de menor geração, reduzindo a dependência da rede e aumentando a economia (FIGUEREDO, 2016).

Figura 9 – *Energy time-shift*: (a) SFCR sem bateria. (b) SFCR com bateria - *energy time-shift* aplicado para redução do consumo no horário de ponta.



Fonte: (FIGUEREDO, 2016)

Essas aplicações frequentemente se complementam para atender às necessidades específicas do consumidor. Por exemplo, um sistema pode combinar *backup* para situações de emergência com *peak-shaving* em períodos de alta demanda e *energy time-shift* para reduzir custos em horários de ponta. A adoção dessas estratégias permite que o consumidor tenha maior controle sobre o uso de energia. Além disso, o uso de armazenamento atrás

do medidor tem potencial para contribuir com a estabilidade do sistema elétrico como um todo, especialmente em áreas com grande penetração de geração distribuída com fontes intermitentes.

2.3 Mercado de Energia Elétrica no Brasil

Os ambientes de contratação de energia elétrica no Brasil são classificados em duas categorias principais: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). Cada um desses ambientes apresenta características distintas, envolvendo diferentes agentes e práticas de comercialização e desempenham um papel importante na estruturação do setor elétrico, promovendo a concorrência e a eficiência.

2.3.1 Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

No Ambiente de Contratação Regulada (ACR), as concessionárias de energia são responsáveis tanto pela aquisição de energia quanto pela distribuição para os consumidores finais. A aquisição de energia é realizada por meio de leilões regulados pelo governo, nos quais a energia é contratada de diferentes geradores, que podem ser de fontes renováveis, como hidrelétricas, eólicas e solares, ou de fontes tradicionais, como termelétricas. Após essa aquisição, as concessionárias utilizam a infraestrutura de distribuição para entregar a energia elétrica aos consumidores (FEIJÃO, 2021).

Esses consumidores, denominados consumidores cativos no ACR, são principalmente aqueles classificados como unidades consumidoras de baixa tensão, ou consumidores de média tensão que optam por permanecer nesse modelo devido às características regulatórias e operacionais, que atendem melhor suas necessidades de fornecimento.

A ANEEL é o órgão responsável por estabelecer as tarifas de energia elétrica, regulando os preços que os consumidores cativos pagam, garantindo a estabilidade tarifária e a previsibilidade dos custos de energia dentro desse modelo.

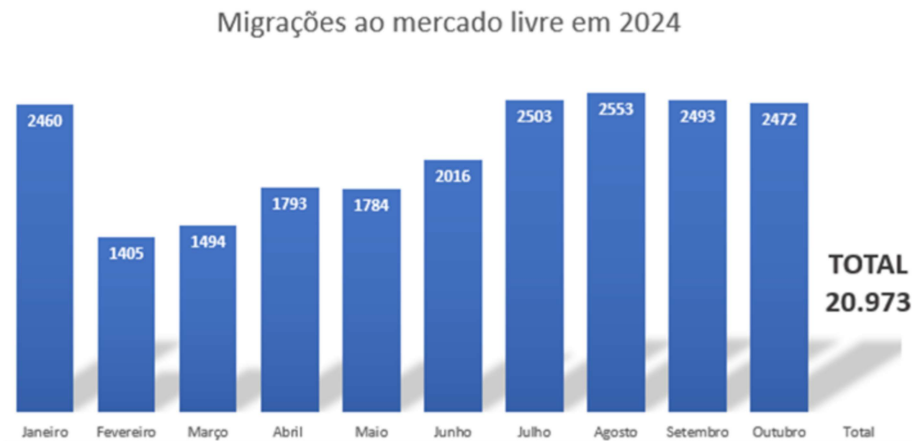
2.3.2 Ambiente de Contratação Livre (ACL)

No Ambiente de Contratação Livre, ao contrário do ACR, os consumidores têm a liberdade de escolher seus fornecedores de energia, permitindo que negociem diretamente as condições contratuais, como preços e fontes de geração. Esse modelo é atrativo para consumidores, como empresas e indústrias, que buscam flexibilidade e redução de custos com energia (OLIVEIRA, 2018).

A Portaria 50/2022 do Ministério de Minas e Energia (MME), trata da abertura parcial de mercado, e torna apta a migrar ao Mercado Livre qualquer unidade consumidora atendida em média tensão, independentemente de sua demanda contratada (MME, 2022).

Essa abertura promoveu uma onda migratória em 2024 de clientes do ACR para o ACL, conforme mostra a Figura 10, sendo que mais de 77% dos consumidores que estão chegando ao mercado livre são pequenas e médias empresas. O mercado livre registrou, no fim de outubro de 2024, um total de 58.875 unidades consumidoras (CCEE, 2024).

Figura 10 – Migrações ao Mercado Livre em 2024



Fonte: (CCEE, 2024)

A negociação direta dos consumidores com as geradoras ou através das comercializadoras, que atuam como intermediárias, permite uma maior personalização das condições contratuais. As comercializadoras, além de facilitar essa negociação, também oferecem alternativas com condições diferenciadas, possibilitando que os consumidores escolham, por exemplo, energia proveniente de fontes incentivadas. As fontes incentivadas são aquelas que recebem benefícios fiscais e subsídios do governo para promover a geração de energia a partir de fontes renováveis, como a solar, eólica e biomassa. O incentivo a essas fontes tem como objetivo acelerar a transição para uma matriz energética mais sustentável e reduzir a dependência de fontes fósseis (RIBEIRO, 2009).

Além dos consumidores e fornecedores, o funcionamento do ACL envolve diversos agentes reguladores e gestores. A ANEEL regula e supervisiona todo o setor elétrico, definindo as normas que regem o mercado de energia. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), é responsável pela gestão e operacionalização do mercado de energia, assegurando que as negociações no mercado livre sejam realizadas de forma justa e eficiente.

2.4 Estrutura Tarifária Elétrica no Brasil

As tarifas de energia elétrica no Brasil são estruturadas pela ANEEL relacionando tanto os custos associados à geração e transmissão da energia quanto os padrões de consumo e horários de uso pelos consumidores. Essa abordagem busca promover eficiência no

uso da energia elétrica e adequar os custos às características específicas de cada unidade consumidora. Para isso, existem diferentes modalidades tarifárias, postos tarifários e uma composição detalhada das tarifas que inclui aspectos técnicos e regulatórios.

As modalidades tarifárias são definidas para atender às particularidades dos grupos de consumo, seja em alta ou baixa tensão. O Grupo A, que engloba instalações de Alta Tensão (Subgrupos A1, A2 e A3), Média Tensão (Subgrupos A3a e A4) e aquelas que utilizam sistemas subterrâneos (Subgrupo AS), pode optar pelas modalidades Horária Azul ou Horária Verde. Na modalidade Horária Azul, tanto o consumo de energia quanto a demanda de potência têm tarifas diferenciadas conforme os horários de utilização, enquanto na Horária Verde, a variação ocorre apenas no consumo de energia, com uma tarifa fixa para a demanda de potência. Para o Grupo B (baixa tensão), as modalidades incluem a tarifa Convencional Monômnia, que aplica um valor único por quilowatt-hora (kWh) consumido, e a Horária Branca, que estabelece tarifas variáveis de acordo com o horário de uso, incentivando o consumo em períodos de menor demanda ([ANEEL, 2022b](#)).

Os postos tarifários são os períodos do dia que influenciam as tarifas nas modalidades que possuem variação horária, como a Horária Azul e a Horária Branca. Esses postos são divididos em duas categorias principais: horário de ponta, que corresponde ao período de maior demanda na rede elétrica e, portanto, apresenta tarifas mais altas e o horário fora de ponta, com menor demanda e tarifas reduzidas. Essa diferenciação incentiva o deslocamento do consumo para períodos fora de ponta, aliviando a sobrecarga no sistema elétrico e promovendo maior eficiência no uso da infraestrutura ([ANEEL, 2022c](#)).

A composição tarifária básica engloba a Tarifa de Energia (TE), que cobre os custos de geração e comercialização da energia, e a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que remunera o uso da infraestrutura de distribuição e transmissão (incluindo custos de perdas, técnicas ou não). Além disso, a tarifa final pode incluir encargos, impostos como ICMS, PIS e Cofins, e subsídios.

3 Estudos de Caso

3.1 Caracterização da Unidade Consumidora

Para a análise dos estudos de caso, será considerada a instalação de uma empresa varejista de materiais elétricos localizada em Belo Horizonte, Minas Gerais. Esta unidade consumidora é atendida pela concessionária de energia Companhia Energética de Minas Gerais (CEMIG), sob o regime do ambiente de contratação regulado. A instalação é classificada como Classe e Subclasse Comercial, com a modalidade tarifária denominada Tarifa Horo-Sazonal (THS) Verde A4.

3.1.1 Composição Tarifária

A tarifa aplicada à instalação é binômica, composta por duas componentes principais: demanda e energia. A componente de energia é dividida em dois períodos tarifários: fora ponta e ponta. No caso específico da CEMIG, o horário de ponta está definido entre 17:00 e 20:00 nos dias úteis, o que implica em custos mais elevados de energia durante esses períodos. A demanda contratada para a instalação é fixada em 55 kW, sendo essa a mesma independentemente do horário ou da época do ano. Caso a demanda contratada seja ultrapassada, a empresa está sujeita ao pagamento de tarifas diferenciadas, o que pode impactar significativamente os custos operacionais.

Os valores considerados para TUSD e TE foram obtidos por meio da Resolução Homologatória 3328 da ANEEL, aplicáveis a clientes classificados no grupo THS Verde A4 e atendidos pela CEMIG no ACR (ANEEL, 2024b). Estes valores são apresentados na Tabela 1, e servem como referência para a modelagem dos custos de energia ao longo do horizonte de análise.

As alíquotas de impostos incidentes no faturamento da energia elétrica foram extraídas das contas de referência da instalação e estão apresentadas na Tabela 2. Estas alíquotas incluem tributos como ICMS, PIS e COFINS, que influenciam diretamente nos

Tabela 1 – Tarifas de Aplicação CEMIG - Subgrupo A4 Verde

POSTO	TUSD		TE
	R\$/kW	R\$/MWh	R\$/MWh
Sem Posto	22,23	0	0
P	0	1731,06	468,41
FP	0	122,95	297,69

Fonte: (ANEEL, 2024b)

Tabela 2 – Impostos

Imposto	Alíquota (%)
PIS/PASEP	0,8
COFINS	3,68
ICMS	18

Fonte: Conta de luz de referência

custos finais de energia para a empresa.

Não serão consideradas bandeiras tarifárias adicionais nem a aplicação de outras taxas, como a contribuição de iluminação pública municipal, visando simplificar a modelagem dos custos energéticos.

3.1.2 Horário de Funcionamento e Receita

O horário de funcionamento da empresa é das 07:00 às 20:00, de segunda-feira a sábado. Durante esse período, a instalação opera com uma variedade de cargas, que incluem equipamentos de telecomunicação, informática e iluminação. Esses equipamentos funcionam exclusivamente dentro do horário estabelecido, e a disponibilidade de energia elétrica é crucial para o desempenho operacional da empresa. O faturamento mensal médio da empresa gira em torno de R\$ 8.000.000,00, o que resulta em um faturamento por hora útil aproximado de R\$ 23.700,00. Portanto, a interrupção no fornecimento de energia não apenas compromete a operação diária, mas também pode afetar diretamente o faturamento, uma vez que as vendas da empresa estão intrinsecamente ligadas à continuidade do fornecimento de energia.

3.1.3 Histórico de Consumo

Os dados do histórico de consumo entre janeiro de 2023 e janeiro de 2024 foram extraídos da conta de luz da instalação, conforme apresentado na Figura 11. Nesta figura, constam os valores medidos de demanda e energia, discriminados entre os horários de ponta e fora ponta. Esta análise do consumo elétrico permite uma compreensão mais clara do perfil energético da instalação, sendo utilizada para as avaliações nos cenários que serão apresentados nos estudos de caso.

3.2 Delimitação dos Estudos de Caso

Para as análises que serão realizadas, foi definido um horizonte temporal de 20 anos, abrangendo o período de 2025 a 2044. As projeções anuais dos valores de consumo durante este período serão calculadas com base na soma dos valores históricos de con-

Figura 11 – Histórico de Consumo

Mês/Ano	Demanda(kW)		Energia(kWh)		
	HP	HFP	HP	HFP	HR
JAN/24	39	44	1.968	12.546	0
DEZ/23	39	46	1.886	12.874	0
NOV/23	41	46	1.968	12.628	0
OUT/23	40	47	2.050	12.710	0
SET/23	42	46	1.804	12.464	0
AGO/23	38	42	2.050	12.054	0
JUL/23	35	41	1.804	11.562	0
JUN/23	37	39	1.804	11.070	0
MAI/23	36	39	1.968	11.644	0
ABR/23	36	42	1.558	10.906	0
MAR/23	40	44	2.132	12.710	0
FEV/23	39	45	1.722	10.906	0
JAN/23	36	42	1.968	11.562	0

Fonte: Conta de luz de referência

Tabela 3 – Projeção de Consumo Anual

Consumo (kWh)		Demanda Contratada (kW)
HP	HFP	55
22714	143090	

sumo apresentados na Figura 11 entre janeiro e dezembro de 2023. Embora exista uma tendência de aumento no consumo de energia ao longo dos anos, considera-se que os avanços na eficiência dos equipamentos utilizados na instalação serão capazes de compensar o crescimento da carga durante o período analisado. Assim, a projeção assume um equilíbrio entre o aumento de demanda e a melhoria na eficiência energética, resultando que os valores anuais sejam os mesmos para todo o período de análise. Os valores resultantes são mostrados na Tabela 3.

Para ajustar as projeções de custo, será considerada a média da inflação elétrica na CEMIG registrada nos anos de 2023 e 2024. Em 2023 o reajuste foi em torno de 13,72% (ANEEL, 2023), enquanto em 2024 foi de 7,32% (ANEEL, 2023), resultando em uma média em torno de 10% ao ano. Este percentual de 10% será adotado como base para as análises e ajustes tarifários projetados para os próximos 20 anos, refletindo uma expectativa de continuidade no padrão de reajustes e variações nos preços da energia elétrica. Esta abordagem permite uma previsão mais realista dos impactos financeiros de cada cenário analisado.

3.3 Cenário 1: Situação Atual no Mercado Cativo (ACR)

Atualmente, a instalação é abastecida exclusivamente pela concessionária local, com tarifas estabelecidas pelo sistema regulado (ACR). As despesas são impactadas pelas variações nos preços de energia, especialmente durante horários de ponta, quando a tarifa é significativamente mais alta. A análise inicial de custos da instalação será utilizada como base para comparação com os cenários alternativos.

A análise considera a projeção de consumo anual apresentada na Figura 11 válida entre 2025 e 2044. O cálculo utilizado para estimar o consumo de energia elétrica faturada ao longo dos anos permanecerá o mesmo, uma vez que não se espera alteração no perfil de consumo do cliente, sendo os valores ajustados anualmente apenas pela inflação elétrica projetada.

3.3.1 Composição do Faturamento de Energia para 2025 - Cenários ACR

A Figura 12 detalha a composição do faturamento de energia elétrica para o ano de 2025, mostrando as principais componentes tarifárias envolvidas.

Figura 12 – Valores Faturados em 2025 - Cenário 1

VALORES FATURADOS - 2025							
Itens da Fatura	Unid.	Quant.	Tarifa Unitária	Preço sem impostos	PIS/COFINS	ICMS	Preço com impostos
Demanda Ativa s/ ICMS	kW	141	R\$ 22,23	R\$ 3.134,43	R\$ 147,01	R\$ -	R\$ 3.281,44
Demanda Ativa HFP	kW	519	R\$ 22,23	R\$ 11.537,37	R\$ 541,12	R\$ 2.651,38	R\$ 14.729,86
TUSD HFP	kWh	143090	R\$ 0,12	R\$ 17.592,92	R\$ 825,13	R\$ 4.042,99	R\$ 22.461,03
TE HFP	kWh	143090	R\$ 0,30	R\$ 42.596,46	R\$ 1.997,82	R\$ 9.788,99	R\$ 54.383,28
TUSD HP	kWh	22714	R\$ 1,73	R\$ 39.319,30	R\$ 1.844,12	R\$ 9.035,87	R\$ 50.199,29
TE HP	kWh	22714	R\$ 0,47	R\$ 10.639,46	R\$ 499,00	R\$ 2.445,03	R\$ 13.583,50
TOTAL FATURADO ANUAL			R\$ 47,08	R\$ 124.819,94	R\$ 5.854,20	R\$ 27.964,25	R\$ 158.638,39

3.3.2 Impacto da Falta de Energia no Faturamento

A disponibilidade contínua de energia é crítica para o funcionamento da empresa, pois a maior parte das vendas são realizadas via telefone ou e-mail, e por consequência, interrupções no fornecimento resultam em perdas diretas de faturamento. Com base nos valores apresentados anteriormente, considerando um DEC médio de 10,43 horas anuais e um faturamento médio por hora de R\$ 23.700,00, estima-se que a falta de energia impacte aproximadamente 50% do valor faturado por hora, resultando em uma perda de cerca de R\$ 11.850,00 por hora de interrupção. Dessa forma, as perdas anuais estimadas no faturamento devido à indisponibilidade de energia alcançam aproximadamente R\$ 123.432,00.

3.3.3 Custos Totais de Energia no Cenário 1

A Figura 13 apresenta os custos totais relacionados ao consumo de energia elétrica para este cenário entre 2025 e 2044. Esses custos são compostos pelo valor faturado pela concessionária CEMIG e as perdas financeiras associadas à interrupção do fornecimento de energia. O custo acumulado ao final do período de análise, em 2044, é estimado em R\$ 11.554.652,90, considerando os reajustes anuais de inflação elétrica e a manutenção das condições tarifárias atuais. É importante destacar que, tanto na Figura 13 quanto nas figuras subsequentes de "Custos Totais de Energia", o valor de 660 kW representa o quantitativo total anual de demanda contratada resultado da multiplicação da demanda mensal contratada de 55 kW por 12 meses sendo utilizado como base para o cálculo da despesa anual com demanda contratada.

Figura 13 – Custos Totais de Energia - Cenário 1

ANO	PROJEÇÃO DE CONSUMO					DEMANDA CONTRATADA (kW)	VALOR ANUAL FATURADO (R\$)	PERDAS POR FALTA DE ENERGIA (R\$)	CUSTO TOTAL (R\$)
	DEMANDA (kW)		CONSUMO (kWh)						
	HP	HFP	HP	HFP					
2025	459	519	22714	143090	660	R\$ 158.638,39	R\$ 123.431,95	R\$ 282.070,35	
2026	459	519	22714	143090	660	R\$ 174.502,23	R\$ 123.431,95	R\$ 297.934,18	
2027	459	519	22714	143090	660	R\$ 191.952,45	R\$ 123.431,95	R\$ 315.384,41	
2028	459	519	22714	143090	660	R\$ 211.147,70	R\$ 123.431,95	R\$ 334.579,65	
2029	459	519	22714	143090	660	R\$ 232.262,47	R\$ 123.431,95	R\$ 355.694,42	
2030	459	519	22714	143090	660	R\$ 255.488,72	R\$ 123.431,95	R\$ 378.920,67	
2031	459	519	22714	143090	660	R\$ 281.037,59	R\$ 123.431,95	R\$ 404.469,54	
2032	459	519	22714	143090	660	R\$ 309.141,35	R\$ 123.431,95	R\$ 432.573,30	
2033	459	519	22714	143090	660	R\$ 340.055,48	R\$ 123.431,95	R\$ 463.487,44	
2034	459	519	22714	143090	660	R\$ 374.061,03	R\$ 123.431,95	R\$ 497.492,98	
2035	459	519	22714	143090	660	R\$ 411.467,13	R\$ 123.431,95	R\$ 534.899,09	
2036	459	519	22714	143090	660	R\$ 452.613,85	R\$ 123.431,95	R\$ 576.045,80	
2037	459	519	22714	143090	660	R\$ 497.875,23	R\$ 123.431,95	R\$ 621.307,18	
2038	459	519	22714	143090	660	R\$ 547.662,76	R\$ 123.431,95	R\$ 671.094,71	
2039	459	519	22714	143090	660	R\$ 602.429,03	R\$ 123.431,95	R\$ 725.860,98	
2040	459	519	22714	143090	660	R\$ 662.671,93	R\$ 123.431,95	R\$ 786.103,89	
2041	459	519	22714	143090	660	R\$ 728.939,13	R\$ 123.431,95	R\$ 852.371,08	
2042	459	519	22714	143090	660	R\$ 801.833,04	R\$ 123.431,95	R\$ 925.264,99	
2043	459	519	22714	143090	660	R\$ 882.016,34	R\$ 123.431,95	R\$ 1.005.448,30	
2044	459	519	22714	143090	660	R\$ 970.217,98	R\$ 123.431,95	R\$ 1.093.649,93	
ACUMULADO	9180	10380	454280	2861800	13200	R\$ 9.086.013,84	R\$ 2.468.639,05	R\$ 11.554.652,90	

3.4 Cenário 2: Análise da Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo *Grid Zero* no ACR

O Cenário 2 explora a inserção de um sistema fotovoltaico operando no modo *grid zero*, ou seja, sem injeção de energia excedente na rede elétrica da concessionária, com a unidade consumidora atendida no ACR.

3.4.1 Condições de Operação e Fator de Simultaneidade

Considerando que a geração de energia solar ocorre predominantemente entre 06:00 e 18:00, o consumo de energia fora de ponta pode ser atendido quase integralmente pelo sistema durante esse período. A simultaneidade desta instalação pode ser determinada, portanto, pela relação entre a energia consumida no horário fora ponta (143090kWh) e

a energia total consumida (165.804kWh), resultando em um fator de simultaneidade de aproximadamente 86%.

Essa simultaneidade elevada favorece a escolha por um sistema *grid zero*, uma vez que a energia gerada é consumida diretamente, sem a necessidade de exportação para a rede.

3.4.2 Área Disponível para Instalação

A instalação do sistema fotovoltaico será feita no telhado da empresa, que é a única área disponível para a fixação dos painéis. Com base nas coordenadas do local, determinou-se que a área disponível para a instalação é de 200 m².

3.4.3 Operação em *Grid Zero*

A decisão pela operação em *grid zero* se baseou em três fatores principais:

Fator de Simultaneidade Elevado: A alta simultaneidade da instalação permite que a energia gerada seja consumida diretamente, maximizando o aproveitamento da geração solar.

Limitação de Espaço: A indisponibilidade de outras áreas para a instalação de um sistema maior impede a opção por autoconsumo remoto, na qual há geração de energia em determinado local e a compensação dos créditos em outro.

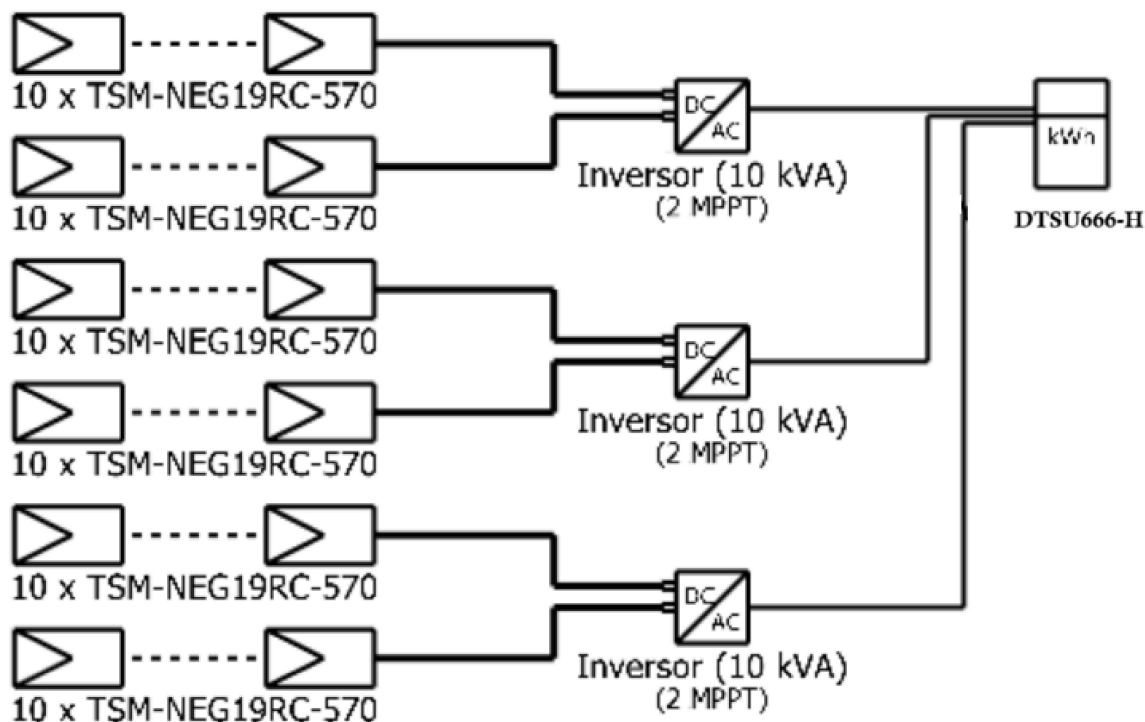
Possível Restrição de Injeção de Energia na Rede: Existe a possibilidade de que a concessionária não permita a injeção de energia devido a questões técnicas, como a inversão de fluxo de energia.

3.4.4 Dimensionamento do Sistema Fotovoltaico

O dimensionamento do sistema foi realizado utilizando o software PVsyst, com base na área disponível para instalação. O painel selecionado foi o Trina de 570W, modelo TSM-NEG19RC-570, e o inversor escolhido foi o Huawei de 10kW, modelo SUN2000-10KTL-M1. Também foi incluído um medidor de energia inteligente Huawei, modelo DTSU666-H, que desempenha a função de gerenciar a energia do sistema e evita a injeção de energia na rede elétrica.

O sistema projetado possui uma capacidade total de 34,2 kWp, composto por 60 painéis e 3 inversores. A Figura 14 apresenta o diagrama unifilar correspondente.

A partir do dimensionamento, foram obtidos os principais resultados para o ano de 2025, conforme apresentado na Figura 15. A energia anual gerada pelo sistema, estimada em 51.479 kWh, será consumida durante o horário fora ponta.

Figura 14 – Diagrama Unifilar Sistema *Grid Zero*

3.4.5 Investimento no Sistema Fotovoltaico

De acordo com dados da (GREENER, 2024), o custo de instalação (materiais e mão de obra) para sistemas fotovoltaicos na faixa de 30 kWp é de aproximadamente R\$ 2,42/Wp. Com base no dimensionamento do sistema de 34,2 kWp, o investimento inicial necessário para a instalação em 2025 será de R\$ 82.764,00. Além desse investimento inicial, é importante considerar o custo adicional associado à substituição dos inversores. Esses equipamentos possuem uma garantia de 10 anos, inferior ao período total da análise, e necessitarão de substituição ao final desse prazo. Cada inversor custa aproximadamente R\$ 5.000,00, o que representa um custo adicional de R\$15.000,00 a ser incluído na análise financeira do sistema *grid zero*.

3.4.6 Custos Totais de Energia no Cenário 2

A metodologia para o cálculo da energia elétrica faturada anualmente é a mesma apresentada na Figura 12 do Cenário 1. Nos anos subsequentes a 2025, os mesmos parâmetros são mantidos, com ajustes anuais baseados na inflação elétrica projetada. A Figura 16 apresenta a relação entre o consumo e a geração de energia para este cenário ao longo do período de 2025 a 2044, bem como os custos totais envolvidos nesse intervalo. O custo acumulado ao final do período de análise, em 2044, é estimado em R\$ 10.068.991,53, abrangendo a energia elétrica faturada na CEMIG, o investimento no sistema *grid zero* e as perdas por falta de energia, as quais permanecem iguais às consideradas no Cenário 1.

Figura 15 – Balanços e resultados principais - Sistema *Grid Zero*

Balanços e resultados principais										
	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_User	E_Solar	EUnused	EFrGrid
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
Janeiro	197.5	84.40	22.70	181.4	176.1	5394	14082	4543	711.2	9539
Fevereiro	163.0	74.95	22.87	158.1	154.0	4711	12719	3977	610.7	8742
Março	167.2	70.71	22.30	174.5	170.7	5209	14082	4298	773.6	9784
Abril	149.0	55.78	21.10	167.2	164.4	5032	13627	4115	785.2	9512
Mai	136.1	46.10	19.16	165.7	162.7	5043	14082	4224	689.6	9858
Junho	127.4	33.07	17.89	164.0	161.0	5014	13627	4182	704.4	9446
Julho	140.6	35.55	17.76	178.3	175.3	5448	14082	4501	809.5	9580
Agosto	159.9	41.40	19.37	188.4	185.4	5689	14082	4592	950.6	9490
Setembro	172.2	60.82	20.72	186.3	182.8	5591	13627	4558	888.3	9069
Outubro	176.7	68.11	22.35	176.6	172.6	5260	14082	4319	802.3	9763
Novembro	167.5	77.84	21.44	156.7	152.7	4698	13627	3942	628.9	9685
Dezembro	182.6	81.17	22.26	166.0	161.1	4960	14082	4228	600.2	9854
Ano	1939.6	729.91	20.82	2063.2	2018.9	62047	165800	51479	8954.6	114322

Legendas

GlobHor	Irradiação horizontal total	EArray	Energia efetiva à saída do grupo
DiffHor	Irradiação difusa horizontal	E_User	Energia fornecida ao consumidor
T_Amb	Temperatura ambiente	E_Solar	Energia do sol
GlobInc	Incidência global no plano dos sensores	EUnused	Energia não utilizada (sem injeção na rede)
GlobEff	Global efetivo, corrigido para IAM e sombras	EFrGrid	Energia de rede

Figura 16 – Custos Totais de Energia - Cenário 2

ANO	PROJEÇÃO DE CONSUMO				DEMANDA CONTR. (kW)	GERAÇÃO (kWh)		VALOR ANUAL FATURADO	PERDAS FALTA DE ENERGIA	INVEST. GRID 0	CUSTO TOTAL
	DEMANDA (kW)		CONSUMO (kWh)			HP	HFP				
2025	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 130.992,38	R\$ 123.431,95	R\$ 82.764,00	R\$ 337.188,33
2026	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 144.091,62	R\$ 123.431,95	-	R\$ 267.523,57
2027	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 158.500,78	R\$ 123.431,95	-	R\$ 281.932,73
2028	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 174.350,86	R\$ 123.431,95	-	R\$ 297.782,81
2029	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 191.785,94	R\$ 123.431,95	-	R\$ 315.217,90
2030	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 210.964,54	R\$ 123.431,95	-	R\$ 334.396,49
2031	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 232.060,99	R\$ 123.431,95	-	R\$ 355.492,94
2032	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 255.267,09	R\$ 123.431,95	-	R\$ 378.699,04
2033	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 280.793,80	R\$ 123.431,95	-	R\$ 404.225,75
2034	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 308.873,18	R\$ 123.431,95	-	R\$ 432.305,13
2035	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 339.760,50	R\$ 123.431,95	R\$ 15.000,00	R\$ 478.192,45
2036	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 373.736,55	R\$ 123.431,95	-	R\$ 497.168,50
2037	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 411.110,20	R\$ 123.431,95	-	R\$ 534.542,15
2038	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 452.221,22	R\$ 123.431,95	-	R\$ 575.653,17
2039	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 497.443,34	R\$ 123.431,95	-	R\$ 620.875,30
2040	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 547.187,68	R\$ 123.431,95	-	R\$ 670.619,63
2041	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 601.906,45	R\$ 123.431,95	-	R\$ 725.338,40
2042	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 662.097,09	R\$ 123.431,95	-	R\$ 785.529,04
2043	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 728.306,80	R\$ 123.431,95	-	R\$ 851.738,75
2044	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 801.137,48	R\$ 123.431,95	-	R\$ 924.569,43
ACUMULADO	9180	10380	454280	2861800	13200	0	1029580	R\$ 7.502.588,48	R\$ 2.468.639,05	R\$ 97.764,00	R\$ 10.068.991,53

3.5 Cenário 3: Análise da Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo *Grid Zero* com Armazenamento de Energia no ACR

Este cenário considera a instalação de um sistema fotovoltaico em modo *grid zero*, complementado com um sistema de armazenamento de energia por baterias, para a unidade consumidora atendida no ACR.

A adição das baterias visa fornecer *backup* em casos de interrupção no fornecimento pela concessionária, mitigando as perdas financeiras associadas à falta de energia, que afeta

diretamente a operação e o faturamento da empresa. Além disso, por meio da estratégia *Energy Time-Shift* o sistema de armazenamento atenderá ao consumo durante o horário de ponta, reduzindo o impacto financeiro dos altos custos de energia nesse período.

3.5.1 Dimensionamento do Sistema de Armazenamento

O dimensionamento do sistema de armazenamento considera as estratégias de *backup* e *energy time-shift*, que atendem a diferentes necessidades da instalação.

3.5.1.1 Sistema de *Backup*

Com base nos índices DEC e FEC de (ANEEL, 2024a), a duração equivalente anual de interrupção foi de 10,43 horas, com uma frequência de 5,24 interrupções. Estimando-se a duração média de cada interrupção pela relação DEC/FEC, chega-se a aproximadamente 2 horas consecutivas por evento.

De acordo com o histórico de consumo apresentado na Figura 11, a maior demanda registrada foi de 47 kW. Assim, considerando que todas as cargas da instalação serão atendidas pelo sistema de *backup* (ou seja, todas são prioritárias), a capacidade mínima necessária para as baterias ao fim de sua vida útil (EOL) deve ser de 94 kWh, suficiente para suprir uma demanda de 47 kW durante 2 horas consecutivas. Para suportar essa carga, o Sistema de Conversão de Potência deve ter uma capacidade nominal de cerca de 50 kW.

3.5.1.2 *Energy Time-Shift*

De acordo com a projeção de consumo apresentada na Tabela 3, o consumo total na hora de ponta ao longo do ano é de 22.714 kWh. Considerando que há cerca de 22 dias por mês com incidência de horário de ponta, estima-se que a energia consumida nesse período seja de aproximadamente 86 kWh por dia. Assim, para atender a essa demanda, a capacidade mínima das baterias ao fim de sua vida útil (EOL) deve ser de 86 kWh.

Além disso, para atender a uma demanda de 47 kW durante o horário de ponta, o Sistema de Conversão de Potência também deve ter uma capacidade nominal de cerca de 50 kW. Com base nos 264 dias anuais com incidência de horário de ponta, o sistema de armazenamento será submetido a aproximadamente 264 ciclos de carga/descarga por ano relacionados à estratégia de *energy time-shift*.

3.5.2 Escolha dos Equipamentos

3.5.2.1 Sistema de Conversão de Potência (PCS)

O PCS do sistema de armazenamento será integrado pelos próprios inversores utilizados no sistema fotovoltaico. Os inversores definidos para o Cenário *Grid Zero* (cenário anterior), modelo SUN2000-10KTL-M1, já são híbridos, o que permite sua utilização para armazenamento. Assim, além dos três inversores de 10 kW já instalados para o sistema fotovoltaico, serão adicionados outros dois inversores do mesmo modelo para alcançar a potência total de 50 kW, necessária para atender tanto a estratégia de *backup* quanto a de *energy time-shift*.

Esses inversores possuem garantia de 10 anos, após o qual será realizado a substituição para garantir a continuidade do funcionamento dentro do horizonte de 20 anos considerado no estudo.

Portanto, o sistema *grid zero* dimensionado no cenário anterior será mantido, com exceção de um ajuste na potência total dos inversores, que será ampliada de 30 kW para 50 kW para atender às demandas adicionais associadas às estratégias de *backup* e *energy time-shift*.

3.5.2.2 Baterias

Para o armazenamento de energia, será utilizado o modelo de bateria Huawei LUNA2000, com capacidade de 5 kWh. Essas baterias são do tipo íons de lítio-ferro-fosfato (LFP), com uma vida útil de aproximadamente 10 anos, alcançando até 4.000 ciclos (HUAWAI, 2024).

A maior capacidade de armazenamento estimada no fim da vida útil (EOL) foi de 94 kWh, correspondente à demanda do sistema de *backup*. Para atender simultaneamente às demandas de *backup* e *energy time-shift*, serão utilizadas 20 baterias desse modelo, totalizando 100 kWh de capacidade nominal.

Dentro do horizonte de 20 anos de análise, o sistema será submetido a aproximadamente 5.280 ciclos de carga e descarga apenas pela estratégia de *energy time-shift*, considerando 264 ciclos anuais. Como a vida útil das baterias é 10 anos, será necessário realizar a substituição das baterias ao final do período de garantia para atender ao restante do horizonte de análise.

3.5.2.3 Investimento com o Sistema de Armazenamento

De acordo com consultas de mercado (Loja Eletrica LTDA, 2024), o custo estimado de cada inversor é de R\$ 5.000,00, enquanto cada bateria, modelo LUNA2000 de 5 kWh, custa aproximadamente R\$ 20.000,00. Assim, o investimento total necessário para

o sistema de armazenamento, considerando dois inversores adicionais aos do sistema *grid zero* e 20 baterias, é estimado em R\$ 410.000,00 no ano de 2025.

Esse valor será novamente requerido ao longo do período de análise para a substituição dos equipamentos, considerando que tanto os inversores quanto as baterias possuem uma vida útil de aproximadamente 10 anos.

3.5.3 Custos Totais de Energia no Cenário 3

A metodologia para o cálculo da energia elétrica faturada anualmente é a mesma apresentada na Figura 12 do Cenário 1. Nos anos subsequentes a 2025, os mesmos parâmetros são mantidos, com ajustes anuais baseados na inflação elétrica projetada. A Figura 17 apresenta a relação entre o consumo, a geração e o armazenamento de energia para este cenário ao longo do período de 2025 a 2044, bem como os custos totais envolvidos nesse intervalo. O custo acumulado ao final do período de análise, em 2044, é estimado em R\$ 5.465.845,67, abrangendo a energia elétrica faturada na CEMIG, o investimento no sistema *grid zero* e o investimento no sistema de armazenamento. Devido ao sistema de *backup* o fornecimento é plenamente assegurado, e o valor referente às perdas por falta de energia é igual a zero.

Figura 17 – Custos Totais de Energia - Cenário 3

ANO	RELAÇÃO DE CONSUMO					DEMANDA CONTR. (kW)	GERAÇÃO (kWh)		ARMAZENAMENTO (kWh)			VALOR FATURADO	PERDAS FALTA ENERGIA	INVESTI. GRID 0	INVEST. ARMAZ.	CUSTO TOTAL
	DEMANDA (kW)		CONSUMO (kWh)		HP		HFP	CARGA		DESCARGA						
	HP	HFP	HP	HFP				HP	HFP	HP	HFP					
2025	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 79.407,80	R\$ 0,00	R\$ 82.764,00	R\$ 410.000,00	R\$ 572.171,80
2026	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 87.348,58	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 87.348,58
2027	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 96.083,44	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 96.083,44
2028	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 105.691,78	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 105.691,78
2029	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 116.260,96	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 116.260,96
2030	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 127.887,06	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 127.887,06
2031	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 140.675,76	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 140.675,76
2032	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 154.743,34	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 154.743,34
2033	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 170.217,67	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 170.217,67
2034	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 187.239,44	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 187.239,44
2035	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 205.963,38	R\$ 0,00	R\$ 15.000,00	R\$ 410.000,00	R\$ 630.963,38
2036	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 226.559,72	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 226.559,72
2037	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 249.215,69	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 249.215,69
2038	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 274.137,26	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 274.137,26
2039	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 301.550,99	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 301.550,99
2040	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 331.706,08	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 331.706,08
2041	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 364.876,69	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 364.876,69
2042	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 401.364,36	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 401.364,36
2043	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 441.500,80	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 441.500,80
2044	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 485.650,88	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 485.650,88
ACUMULADO	9180	10380	454280	2861800	13200	0	1029580	0	454280	454280	0	R\$ 4.548.081,67	R\$ -	R\$ 97.764,00	R\$ 820.000,00	R\$ 5.465.845,67

3.6 Cenário 4: Migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL)

Este cenário explora a migração da unidade consumidora para o Ambiente de Contratação Livre (ACL), onde a empresa poderá negociar diretamente o fornecimento de energia com geradores ou comercializadores, escolhendo condições de preço e flexibilizando a contratação para melhor atender à demanda.

Assim como nos cenários anteriores, a análise deste cenário também considera a projeção de consumo anual apresentada na Tabela 3, válida para o período de 2025 a 2044. O cálculo utilizado para estimar o consumo de energia elétrica faturada ao longo dos anos permanece o mesmo, já que não se espera alteração no perfil de consumo do cliente. Os valores serão ajustados apenas com base na inflação elétrica projetada.

3.6.1 Composição do Faturamento de Energia para 2025 - Cenário ACL

A Figura 18 apresenta a composição do faturamento de energia elétrica para o ano de 2025, detalhando as principais componentes tarifárias envolvidas.

O valor da TUSD permanecerá o mesmo apresentado na Tabela 1, derivado dos valores homologados pela ANEEL. No entanto, como a empresa já possui outras filiais migradas para o ACL que comprem energia de fontes incentivadas, esta instalação seguirá a mesma estratégia, adquirindo energia de fontes incentivadas. Isso resultará em um desconto de 50% no valor da TUSD HP (horário de ponta) e na demanda contratada, devido à utilização de energia limpa, conforme condição de faturamento apresentada na conta de luz de referência.

Para a TE, será adotado o valor praticado atualmente no ACL pelas demais filiais da empresa, fixado em R\$ 199,57/MWh. É importante ressaltar que o valor da TE corresponde ao contrato vigente, típico do ACL, onde contratos de longo prazo possuem duração média de 5 anos. Esse modelo oferece maior previsibilidade de gastos para o consumidor livre, pois o reajuste projetado de 10% será aplicado ao final de cada período contratual de 5 anos, especificamente para a TE. Por outro lado, as tarifas reguladas pela ANEEL, como a TUSD e outros encargos, seguirão os mesmos critérios de reajuste anual adotados no ACR, com base na inflação elétrica projetada.

Além disso, o faturamento no ACL inclui a componente de perdas, definida como 1/3 do valor pago pela TE, refletindo os custos adicionais associados à energia perdida no transporte.

Outro item a ser considerado é o encargo com a CCEE, definido em R\$ 40,00/MWh, e calculado com base no total de energia consumida mais as perdas.

Adicionalmente, como a empresa não pretende assumir diretamente a gestão das negociações no ACL, será incluído um custo mensal de R\$ 1.000,00 para remunerar o agente comercializador responsável por administrar essa operação.

Por fim, é fundamental destacar que as componentes do faturamento são direcionadas para diferentes agentes: algumas são repassadas à concessionária, enquanto outras são destinadas a entidades como a comercializadora e a CCEE, garantindo o funcionamento do modelo de contratação no ACL.

Figura 18 – Valores Faturados em 2025 - Cenário 4

VALORES FATURADOS - 2025								
Itens da Fatura	Unid.	Quant.	ação elétrica nas component	Preço sem impostos	PIS/COFINS	ICMS	Preço com impostos	
Demanda Ativa HFP s/ ICMS	kW	141	R\$ 22,23	R\$ 3.134,43	R\$ 147,01	R\$ -	R\$ 3.281,44	
Demanda Ativa HFP	kW	519	R\$ 22,23	R\$ 11.537,37	R\$ 541,12	R\$ 2.651,38	R\$ 14.729,86	
TUSD HFP	kWh	143090	R\$ 0,12	R\$ 17.592,92	R\$ 825,13	R\$ 4.042,99	R\$ 22.461,03	
TE HFP	kWh	143090	R\$ 0,20	R\$ 28.556,47	R\$ 1.339,33	R\$ 6.562,49	R\$ 36.458,30	
TUSD HP	kWh	22714	R\$ 1,73	R\$ 39.319,30	R\$ 1.844,12	R\$ 9.035,87	R\$ 50.199,29	
TE HP	kWh	22714	R\$ 0,20	R\$ 4.533,03	R\$ 212,60	R\$ 1.041,73	R\$ 5.787,36	
Perdas RB	kWh	4974	R\$ 0,20	R\$ 992,69	R\$ 46,56	R\$ 228,13	R\$ 1.267,37	
Encargos CCEE	kWh	170778	R\$ 0,04	R\$ 5.977,23	R\$ -	R\$ -	R\$ 5.977,23	
Gestão ACL	Mês	12	R\$ 1.000,00	R\$ 12.000,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 12.000,00	
Desc. Energia Limpa Demanda	kW	660	R\$ 22,23	-R\$ 7.335,90	R\$ -	R\$ -	-R\$ 7.335,90	
Desc. Energia Limpa TUSD HP	kWh	22714	R\$ 1,61	-R\$ 18.263,31	R\$ -	R\$ -	-R\$ 18.263,31	
TOTAL FATURADO ANUAL			R\$ 1.070,79	R\$ 98.044,23	R\$ 4.955,87	R\$ 23.562,58	R\$ 126.562,68	

3.6.2 Custos Totais de Energia no Cenário 4

A Figura 19 apresenta os custos totais relacionados ao consumo de energia elétrica para este cenário entre 2025 e 2044. Esses custos são compostos pelo valor faturado no mercado livre e as perdas financeiras associadas à interrupção do fornecimento de energia, as quais permanecem iguais às consideradas no Cenário 1. O custo acumulado ao final do período de análise, em 2044, é estimado em R\$7.621.287,86, considerando os reajustes no decorrer do horizonte de análise citados na seção anterior.

Figura 19 – Custos Totais de Energia - Cenário 4

ANO	PROJEÇÃO DE CONSUMO					VALOR ANUAL FATURADO	PERDAS FALTA DE ENERGIA	CUSTO TOTAL
	DEMANDA (kW)		CONSUMO (kWh)		DEMANDA CONTR.(kW)			
	HP	HFP	HP	HFP				
2025	459	519	22714	143090	660	R\$ 126.562,68	R\$ 123.431,95	R\$ 249.994,63
2026	459	519	22714	143090	660	R\$ 133.069,92	R\$ 123.431,95	R\$ 256.501,87
2027	459	519	22714	143090	660	R\$ 140.227,88	R\$ 123.431,95	R\$ 263.659,84
2028	459	519	22714	143090	660	R\$ 148.101,65	R\$ 123.431,95	R\$ 271.533,60
2029	459	519	22714	143090	660	R\$ 156.762,78	R\$ 123.431,95	R\$ 280.194,74
2030	459	519	22714	143090	660	R\$ 172.439,06	R\$ 123.431,95	R\$ 295.871,02
2031	459	519	22714	143090	660	R\$ 182.919,04	R\$ 123.431,95	R\$ 306.350,99
2032	459	519	22714	143090	660	R\$ 194.447,02	R\$ 123.431,95	R\$ 317.878,97
2033	459	519	22714	143090	660	R\$ 207.127,79	R\$ 123.431,95	R\$ 330.559,74
2034	459	519	22714	143090	660	R\$ 221.076,64	R\$ 123.431,95	R\$ 344.508,59
2035	459	519	22714	143090	660	R\$ 243.184,30	R\$ 123.431,95	R\$ 366.616,25
2036	459	519	22714	143090	660	R\$ 260.062,41	R\$ 123.431,95	R\$ 383.494,36
2037	459	519	22714	143090	660	R\$ 278.628,33	R\$ 123.431,95	R\$ 402.060,28
2038	459	519	22714	143090	660	R\$ 299.050,84	R\$ 123.431,95	R\$ 422.482,79
2039	459	519	22714	143090	660	R\$ 320.260,38	R\$ 123.431,95	R\$ 443.692,33
2040	459	519	22714	143090	660	R\$ 353.667,16	R\$ 123.431,95	R\$ 477.099,11
2041	459	519	22714	143090	660	R\$ 380.849,52	R\$ 123.431,95	R\$ 504.281,48
2042	459	519	22714	143090	660	R\$ 410.750,12	R\$ 123.431,95	R\$ 534.182,07
2043	459	519	22714	143090	660	R\$ 443.640,78	R\$ 123.431,95	R\$ 567.072,73
2044	459	519	22714	143090	660	R\$ 479.820,50	R\$ 123.431,95	R\$ 603.252,46
ACUMULADO	9180	10380	454280	2861800	13200	R\$ 5.152.648,81	R\$ 2.468.639,05	R\$ 7.621.287,86

3.7 Cenário 5: Análise da Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo Grid Zero no ACL

O Cenário 5 explora a inserção de um sistema fotovoltaico operando no modo grid zero, ou seja, sem injeção de energia excedente na rede elétrica da concessionária, com a

unidade consumidora atendida no ACL.

O sistema fotovoltaico dimensionado para este cenário é o mesmo apresentado no Cenário 2, conforme ilustrado na Figura 14. Dessa forma, os custos de investimento também permanecem os mesmos: um investimento inicial em 2025 de R\$ 82.764,00, além de um custo adicional estimado em R\$ 15.000,00 para a substituição dos inversores ao final de 10 anos de operação. A geração anual de energia para o sistema *grid zero* é igualmente mantida, conforme já apresentado na Figura 15, com uma produção média anual de 51.479 kWh.

Embora o sistema esteja operando no modo *grid zero*, sem injeção de excedentes na rede, a unidade consumidora pode ser considerada como autoprodutora de energia, já que utiliza diretamente a energia gerada pelo sistema fotovoltaico para atender parte de sua demanda.

3.7.1 Custos Totais de Energia no Cenário 5

A metodologia para o cálculo da energia elétrica faturada anualmente é a mesma apresentada na Figura 18 do Cenário 4. Nos anos subsequentes a 2025, os mesmos parâmetros são mantidos, com ajustes baseados na inflação elétrica projetada. A Figura 20 apresenta a relação entre o consumo e a geração de energia para este cenário ao longo do período de 2025 a 2044, bem como os custos totais envolvidos nesse intervalo. O custo acumulado ao final do período de análise, em 2044, é estimado em R\$ 6.900.920,27, abrangendo a energia elétrica faturada, o investimento no sistema *grid zero* e as perdas por falta de energia, as quais permanecem iguais às consideradas no Cenário 1.

Figura 20 – Custos Totais de Energia - Cenário 5

ANO	PROJEÇÃO DE CONSUMO					DEMANDA CONTR. (kW)	GERAÇÃO (kWh)		VALOR ANUAL FATURADO	PERDAS FALTA DE ENERGIA	INVEST. GRID 0	CUSTO TOTAL
	DEMANDA (kW)		CONSUMO (kWh)		HP		HFP					
	HP	HFP	HP	HFP								
2025	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 103.116,16	R\$ 123.431,95	R\$ 82.764,00	R\$ 309.312,11	
2026	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 108.815,33	R\$ 123.431,95	-	R\$ 232.247,28	
2027	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 115.084,41	R\$ 123.431,95	-	R\$ 238.516,37	
2028	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 121.980,41	R\$ 123.431,95	-	R\$ 245.412,36	
2029	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 129.566,00	R\$ 123.431,95	-	R\$ 252.997,95	
2030	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 142.522,60	R\$ 123.431,95	-	R\$ 265.954,55	
2031	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 151.701,17	R\$ 123.431,95	-	R\$ 275.133,12	
2032	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 161.797,60	R\$ 123.431,95	-	R\$ 285.229,55	
2033	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 172.903,66	R\$ 123.431,95	-	R\$ 296.335,62	
2034	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 185.120,34	R\$ 123.431,95	-	R\$ 308.552,29	
2035	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 203.632,37	R\$ 123.431,95	R\$ 15.000,00	R\$ 342.064,32	
2036	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 218.414,55	R\$ 123.431,95	-	R\$ 341.846,50	
2037	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 234.674,94	R\$ 123.431,95	-	R\$ 358.106,89	
2038	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 252.561,37	R\$ 123.431,95	-	R\$ 375.993,32	
2039	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 272.236,45	R\$ 123.431,95	-	R\$ 395.668,40	
2040	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 299.460,09	R\$ 123.431,95	-	R\$ 422.892,04	
2041	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 323.266,93	R\$ 123.431,95	-	R\$ 446.698,89	
2042	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 349.454,46	R\$ 123.431,95	-	R\$ 472.886,41	
2043	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 378.260,74	R\$ 123.431,95	-	R\$ 501.692,69	
2044	459	519	22714	143090	660	0	51479	R\$ 409.947,64	R\$ 123.431,95	-	R\$ 533.379,60	
ACUMULADO	9180	10380	454280	2861800	13200	0	1029580	R\$ 4.334.517,22	R\$ 2.468.639,05	R\$ 97.764,00	R\$ 6.900.920,27	

3.8 Cenário 6: Análise da Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo *Grid Zero* com Armazenamento de Energia no ACL

Este cenário considera a instalação de um sistema fotovoltaico em modo *grid zero*, complementado com um sistema de armazenamento de energia por baterias, para a unidade consumidora atendida no ACL.

A adição das baterias tem como objetivo fornecer *backup* em casos de interrupção no fornecimento pela concessionária, mitigando as perdas financeiras associadas à falta de energia. Além disso, por meio da estratégia *energy time-shift*, o sistema de armazenamento atenderá ao consumo durante o horário de ponta, reduzindo o impacto financeiro causado pelos altos custos da TUSD nesse período. Embora a energia comprada no ACL para este cenário não apresente diferenciação entre ponta e fora de ponta, a diferença significativa no valor da TUSD entre esses períodos justifica a implementação do *Energy Time-Shift*.

O sistema de armazenamento projetado será o mesmo definido no Cenário 3, assim como o investimento inicial associado, estimado em torno de R\$ 410.000,00 em 2025. Esse valor será novamente requerido ao longo do período de análise para a substituição dos equipamentos, prevista para ocorrer ao final do décimo ano de operação.

3.8.1 Custos Totais de Energia no Cenário 6

A metodologia para o cálculo da energia elétrica faturada anualmente é a mesma apresentada na Figura 18 do Cenário 4. Nos anos subsequentes a 2025, os mesmos parâmetros são mantidos, com ajustes baseados na inflação elétrica projetada. A Figura 21 apresenta a relação entre o consumo, a geração e o armazenamento de energia para este cenário ao longo do período de 2025 a 2044, bem como os custos totais envolvidos nesse intervalo. O custo acumulado ao final do período de análise, em 2044, é estimado em R\$ 3.627.358,68, abrangendo a energia elétrica faturada, o investimento no sistema *grid zero* e o investimento no sistema de armazenamento. As perdas por falta de energia continuam sendo consideradas neste cenário; no entanto, devido ao sistema de *backup*, seu valor é igual a zero, pois o fornecimento é plenamente assegurado.

Figura 21 – Custos Totais de Energia - Cenário 6

ANO	PROJEÇÃO DE CONSUMO					DEMANDA CONTRAT. (KW)	GERAÇÃO (KW)		ARMAZENAMENTO (KWh)				VALOR ANUAL FATURADO	PERDAS FALTA ENERGIA	INVESTIMENTO GRID 0	INVEST. ARMAZ.	CUSTO TOTAL
	DEMANDA (KW)		CONSUMO (KWh)				HP	HFP	CARGA		DESCARGA						
	HP	HFP	HP	HFP	HP				HFP	HP	HFP						
2025	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 74.745,62	R\$ 0,00	R\$ 82.764,00	R\$ 410.000,00	R\$ 567.509,62	
2026	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 77.607,74	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 77.607,74	
2027	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 80.756,06	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 80.756,06	
2028	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 84.219,22	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 84.219,22	
2029	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 88.028,70	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 88.028,70	
2030	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 96.831,57	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 96.831,57	
2031	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 101.441,03	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 101.441,03	
2032	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 106.511,44	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 106.511,44	
2033	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 112.088,89	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 112.088,89	
2034	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 118.224,09	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 118.224,09	
2035	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 130.046,50	R\$ 0,00	R\$ 15.000,00	R\$ 410.000,00	R\$ 555.046,50	
2036	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 137.470,09	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 137.470,09	
2037	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 145.636,04	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 145.636,04	
2038	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 154.618,58	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 154.618,58	
2039	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 164.499,38	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 164.499,38	
2040	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 180.949,31	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 180.949,31	
2041	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 192.905,08	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 192.905,08	
2042	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 206.056,42	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 206.056,42	
2043	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 220.522,89	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 220.522,89	
2044	459	519	22714	143090	660	0	51479	0	22714	22714	0	R\$ 236.436,01	R\$ 0,00	R\$ -	R\$ -	R\$ 236.436,01	
ACUMULADO	9180	10380	454280	2861800	13200	0	1029580	0	454280	454280	0	R\$ 2.709.594,68	R\$ -	R\$ 97.764,00	R\$ 820.000,00	R\$ 3.627.358,68	

4 Resultados e Discussões

Neste capítulo, é apresentada uma análise técnica e financeira dos seis cenários avaliados ao longo deste estudo, considerando aspectos como economia de energia, redução de custos operacionais e viabilidade econômica no horizonte de 20 anos (2025 a 2044). O objetivo central é identificar os benefícios técnicos e financeiros que cada cenário oferece em comparação ao cenário atual no ACR. A análise considera fatores como consumo de energia, custos de instalação e manutenção dos sistemas fotovoltaicos e de armazenamento de energia, bem como os impactos da migração para o ACL.

4.1 Resultados do Cenário 1: Operação no Ambiente de Contratação Regulada (ACR)

4.1.1 Análise Técnica

No Cenário 1, a instalação apresenta total dependência da concessionária CEMIG, não apenas para o fornecimento de energia elétrica, mas também como única alternativa contratual no Ambiente de Contratação Regulada. Isso implica uma limitação, já que a unidade consumidora está restrita à aquisição de energia de um único agente, sem possibilidade de negociação de preços ou condições mais vantajosas.

Além disso, essa dependência total torna a operação vulnerável a interrupções no fornecimento. Elevados índices de DEC e FEC da CEMIG resultam em perdas financeiras relevantes.

4.1.2 Análise Financeira

Do ponto de vista financeiro, os custos totais projetados para o horizonte de 20 anos incluem:

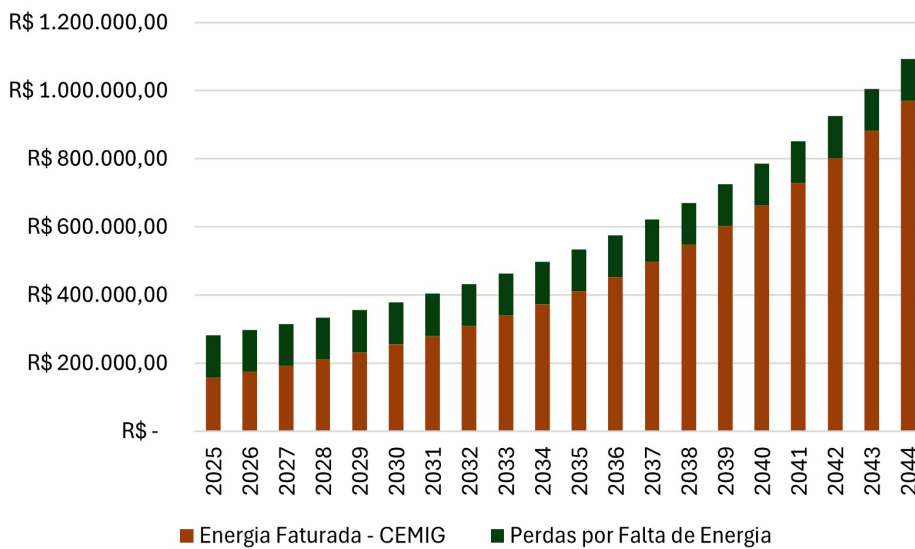
- Energia faturada pela concessionária: Ajustada anualmente pela inflação elétrica projetada em torno de 10%.
- Perdas financeiras decorrentes de interrupções de energia: Calculadas com base nos índices DEC e FEC e no impacto financeiro das paralisações na operação.

Os custos acumulados estimados para este cenário totalizam R\$ 11.554.652,90 ao final do período de análise. Este valor representa o maior custo operacional entre os

cenários analisados, reflexo da ausência de estratégias para reduzir o consumo, mitigar interrupções de fornecimento ou diversificar as fontes de energia.

A Figura 22 apresenta a evolução anual do custo total projetado, destacando o impacto cumulativo do reajuste inflacionário ao longo do período. O gráfico evidencia não apenas a magnitude dos custos associados à dependência da concessionária, mas também a falta de flexibilidade técnica e financeira em permanecer no ACR. Essa limitação inclui a impossibilidade de adotar alternativas como contratos de longo prazo - viáveis no ACL - que poderiam atenuar os efeitos dos reajustes anuais nas tarifas, além da ausência de soluções tecnológicas para aumentar a eficiência ou resiliência energética da operação.

Figura 22 – Projeção dos Custos Acumulados no Cenário Atual (ACR)



4.2 Resultados do Cenário 2: Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo *Grid Zero* no ACR

4.2.1 Análise Técnica

No Cenário 2, a instalação permanece no ACR, mas adota um sistema fotovoltaico em modo *grid zero*, sem injeção de excedentes na rede da concessionária. Esse sistema atende parcialmente ao consumo da instalação, reduzindo a dependência da CEMIG em termos de fornecimento, mas sem alterar a restrição contratual de estar vinculado exclusivamente ao ACR. Do ponto de vista operacional, o sistema fotovoltaico agrega maior previsibilidade ao custo energético e reduz a exposição aos reajustes tarifários anuais, na proporção do consumo atendido pela geração solar. No entanto, interrupções no fornecimento de energia pela CEMIG continuam a impactar a operação, já que o sistema *grid zero* não oferece *backup*.

Além disso, a adoção de uma fonte renovável como a energia solar alinha a operação da empresa com práticas de sustentabilidade. A instalação do sistema fotovoltaico também otimiza o uso do espaço disponível, como o telhado da unidade, que anteriormente não era aproveitado para fins produtivos.

4.2.2 Análise Financeira

A adoção do sistema fotovoltaico neste cenário resulta em uma redução significativa dos custos operacionais totais em relação ao Cenário 1. Os principais parâmetros incluem:

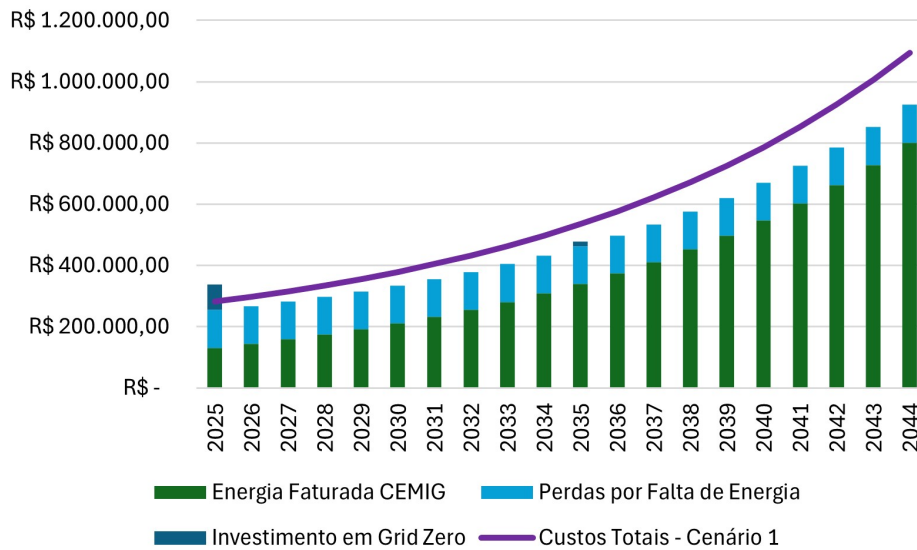
- Custo inicial do sistema fotovoltaico: Investimento de R\$ 82.764,00 em 2025.
- Substituição de inversores: Custo adicional de R\$ 15.000,00 no final do décimo ano de operação.
- Economia anual com energia gerada: O sistema gera 51.479 kWh/ano, reduzindo proporcionalmente os custos de energia faturada pela CEMIG.

Os custos acumulados ao final de 20 anos são projetados em R\$ 10.068.991,53, indicando uma economia de aproximadamente R\$ 1.485.661,37 em comparação ao Cenário 1, o que representa 13% de redução. Vale destacar que essa redução está diretamente relacionada à capacidade de geração do sistema dimensionado: caso fosse tecnicamente viável a instalação de um sistema de maior capacidade (com mais área de telhado disponível), a redução de custos também seria afetada.

A Figura 23 apresenta a evolução anual do custo total projetado, destacando o impacto cumulativo do reajuste inflacionário ao longo do período, agora mitigado proporcionalmente pela capacidade de geração do sistema fotovoltaico. O gráfico evidencia a redução dos custos operacionais proporcionada pela geração solar, que diminui a dependência do fornecimento integral pela concessionária. Com exceção do ano de 2025, quando ocorre o investimento inicial na instalação do sistema grid zero, os custos acumulados anuais do Cenário 1 são superiores aos do Cenário 2 ao longo de todo o período analisado.

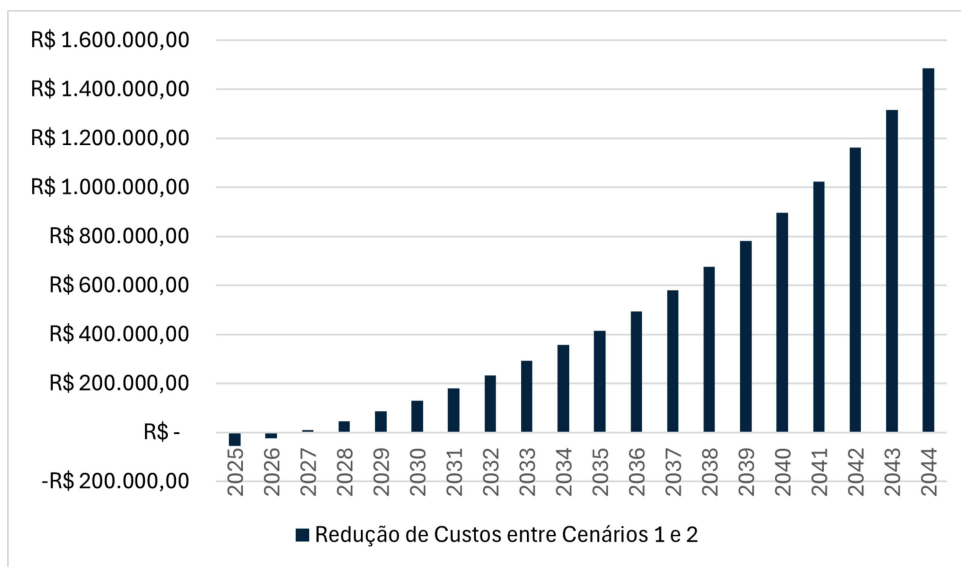
Embora o sistema fotovoltaico contribua para a previsibilidade e a redução de custos, as limitações contratuais do ACR permanecem, como a vinculação exclusiva à concessionária para a compra de energia e a ausência de flexibilidade para negociações em contratos de longo prazo. Além disso, os custos oriundos das interrupções de fornecimento pelo concessionária permanecem representando parte significativa dos custos totais nesse cenário.

Figura 23 – Projeção dos Custos Acumulados no Cenário 2



A Figura 24 apresenta a análise de retorno do investimento (*payback*) do sistema fotovoltaico no Cenário 2, evidenciando que o investimento inicial é totalmente recuperado no terceiro ano de operação, graças às economias geradas em comparação ao Cenário 1.

Figura 24 – Economia entre Cenários 1 e 2



4.3 Resultados do Cenário 3: Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo *Grid Zero* com Armazenamento no ACR

4.3.1 Análise Técnica

Neste cenário, o sistema fotovoltaico em modo *grid zero* é complementado por baterias de armazenamento de energia. Essa combinação atende ao consumo durante ho-

rários de ponta e fornece *backup* em caso de interrupções no fornecimento da CEMIG. Com a estratégia de *Energy Time-Shift*, o sistema aproveita a energia armazenada para reduzir os custos da TE e TUSD em horários de ponta, onde as tarifas são significativamente mais altas no ACR. Além disso, as perdas financeiras decorrentes de interrupções são completamente eliminadas, mitigando um dos principais impactos do Cenário 1.

A presença do sistema de armazenamento elimina a necessidade de geradores a diesel como solução de *backup*, reduzindo a dependência de combustíveis fósseis, os custos operacionais adicionais e as emissões de carbono associadas. Quando combinado com o sistema fotovoltaico, torna a instalação mais sustentável e promove o uso eficiente dos recursos energéticos.

Ainda no ACR, a instalação continua restrita às condições contratuais desse ambiente, o que implica a compra de energia exclusivamente da concessionária.

4.3.2 Análise Financeira

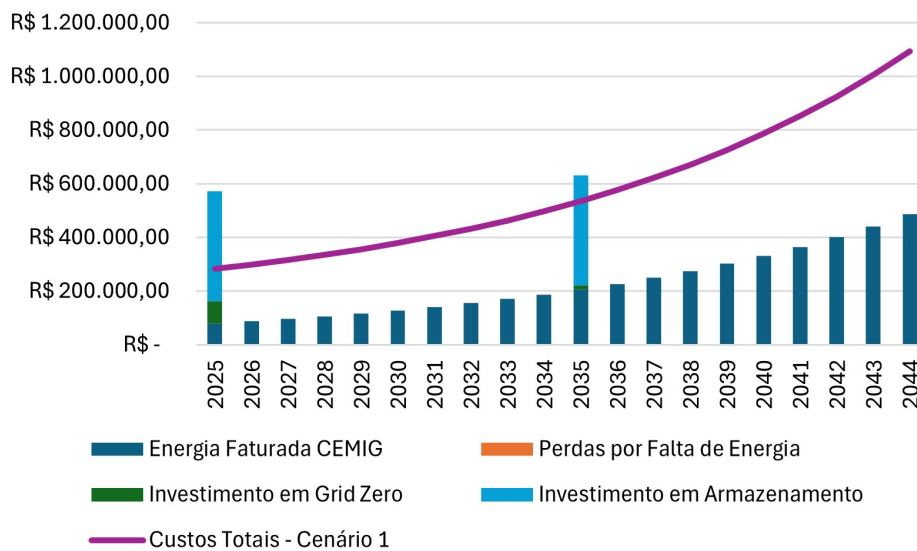
O sistema de armazenamento associado ao sistema *grid zero* representa um investimento inicial elevado, mas também proporciona benefícios financeiros significativos:

- Investimento inicial em 2025: R\$ 492.764,00.
- Custo de *retrofit*: Investimento adicional de R\$ 425.000,00 no final do décimo ano para substituição de equipamentos (baterias e inversores).
- Economia com energia gerada e armazenada: O sistema gera 51.479 kWh/ano, reduzindo proporcionalmente os custos de energia faturada pela CEMIG. Através da estratégia *energy-time shift* armazena 22.714kWh/ano no horário fora de ponta e descarrega no horário ponta, evitando o pagamento de tarifas mais altas de TUSD e TE nesse período.
- *Backup*: Utiliza a energia armazenada para atender a todas as cargas em caso de interrupções da CEMIG, eliminando as perdas por falta de energia e reduzindo anualmente cerca de R\$ 123.431,95 nos custos da instalação devido à falta de fornecimento (perdas de faturamento, queima de equipamentos, etc). Os resultados apresentados consideram a premissa de que o período de interrupção de fornecimento pela concessionária segue os índices DEC e FEC, que indicam a frequência e a duração média das interrupções. No entanto, é importante ressaltar que essas interrupções são fenômenos estocásticos, ou seja, não são exatas e podem variar dependendo de diversos fatores imprevisíveis, como condições climáticas, falhas técnicas ou problemas na infraestrutura de distribuição.

Os custos acumulados ao final de 20 anos são projetados em R\$ 5.465.845,67, indicando uma economia de aproximadamente R\$ 6.088.807,23 em comparação ao Cenário 1, o que representa 53% de redução.

A Figura 25 apresenta a evolução anual do custo total projetado, evidenciando o impacto cumulativo do reajuste inflacionário ao longo do período, agora em grande parte mitigado pela combinação do sistema fotovoltaico e do armazenamento de energia. O gráfico destaca a significativa redução dos custos operacionais proporcionada pela geração solar e pela estratégia de energy-time shift, que diminui tanto a dependência do fornecimento integral pela concessionária quanto os custos elevados associados aos horários de ponta.

Figura 25 – Projeção dos Custos Acumulados no Cenário 3

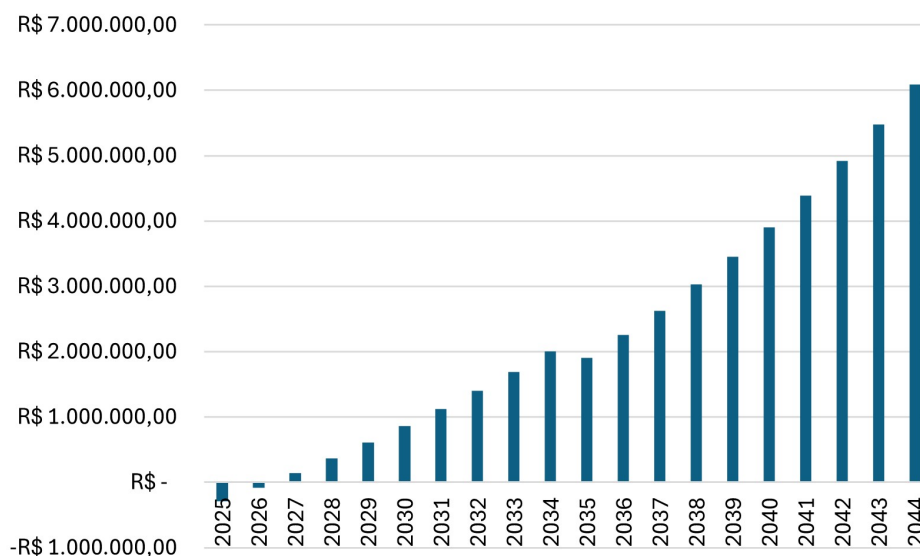


Com exceção dos anos de 2025 e 2035, quando ocorre o investimento inicial e o retrofit na instalação do sistema, os custos acumulados anuais do Cenário 1 permanecem superiores aos do Cenário 3 ao longo do período analisado. Além disso, as perdas financeiras decorrentes de interrupções de fornecimento são eliminadas neste cenário.

Embora os custos iniciais e de retrofit representem um investimento significativo, o sistema do Cenário 3 oferece maior previsibilidade e eficiência energética, mesmo com a instalação ainda vinculada às limitações contratuais do ACR, como a dependência exclusiva da concessionária para a compra de energia.

A Figura 26 apresenta a análise do retorno do investimento para o sistema integrado de geração e armazenamento do Cenário 3, mostrando que o tempo de *payback* é de aproximadamente 3 anos, graças às economias geradas em comparação ao Cenário 1.

Figura 26 – Economia entre Cenários 1 e 3



4.4 Resultados do Cenário 4: Migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL)

4.4.1 Análise Técnica

A migração para o ACL oferece maior flexibilidade contratual, permitindo a compra de energia de múltiplas fontes, incluindo opções incentivadas com descontos na TUSD. Nesse cenário, a unidade consumidora deixa de depender exclusivamente da CEMIG, reduzindo os custos de energia elétrica e diversificando os riscos contratuais. No entanto, a instalação ainda enfrenta o impacto de interrupções no fornecimento, já que não há sistemas de *backup* ou armazenamento implementados.

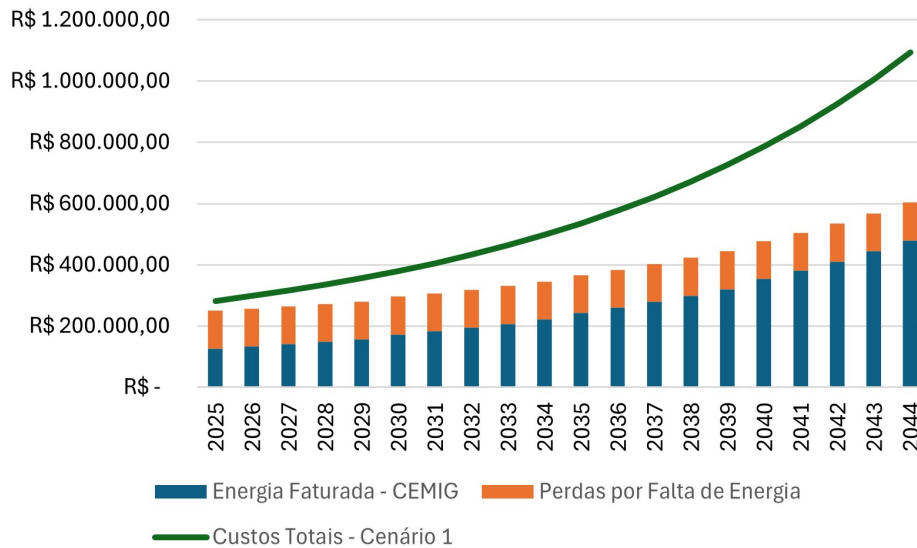
4.4.2 Análise Financeira

A migração para o ACL resulta em economias expressivas devido à redução nos custos tarifários, especialmente na TE, e ao desconto de 50% na TUSD para fontes incentivadas. Embora a energia seja comercializada por diversos agentes no ACL, a infraestrutura física de distribuição de energia permanece sob responsabilidade da CEMIG. Assim, os índices de DEC e FEC apresentados anteriormente continuam impactando a operação, e os custos associados às perdas por falta de energia permanecem equivalentes aos do Cenário 1, totalizando R\$ 123.431,95 anuais.

Os custos acumulados ao longo de 20 anos são projetados em R\$ 7.621.287, representando uma economia de aproximadamente R\$ 3.933.365,04 em relação ao Cenário 1. Essa redução de 34% nos custos ocorre sem qualquer investimento inicial, apenas pela migração do Ambiente de Contratação Regulada para o Ambiente de Contratação Livre.

A Figura 27 ilustra a evolução anual dos custos totais projetados para este cenário. Os custos acumulados do Cenário 1 permanecem consistentemente superiores aos do Cenário 4 ao longo de todo o período analisado.

Figura 27 – Projeção dos Custos Acumulados no Cenário 4



4.5 Resultados do Cenário 5: Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo *Grid Zero* no ACL

4.5.1 Análise Técnica

Combinando a flexibilidade contratual do ACL com a geração própria, o Cenário 5 reduz ainda mais os custos operacionais. O sistema fotovoltaico em modo *grid zero* permite uma redução no consumo de energia comprada, enquanto o ACL garante tarifas mais vantajosas. Apesar disso, o cenário ainda depende do fornecimento contínuo de energia da rede, sem mitigação de interrupções.

4.5.2 Análise Financeiras

A adoção do sistema fotovoltaico no ACL neste cenário resulta em uma redução significativa dos custos operacionais totais em relação ao Cenário 1. Os principais parâmetros incluem:

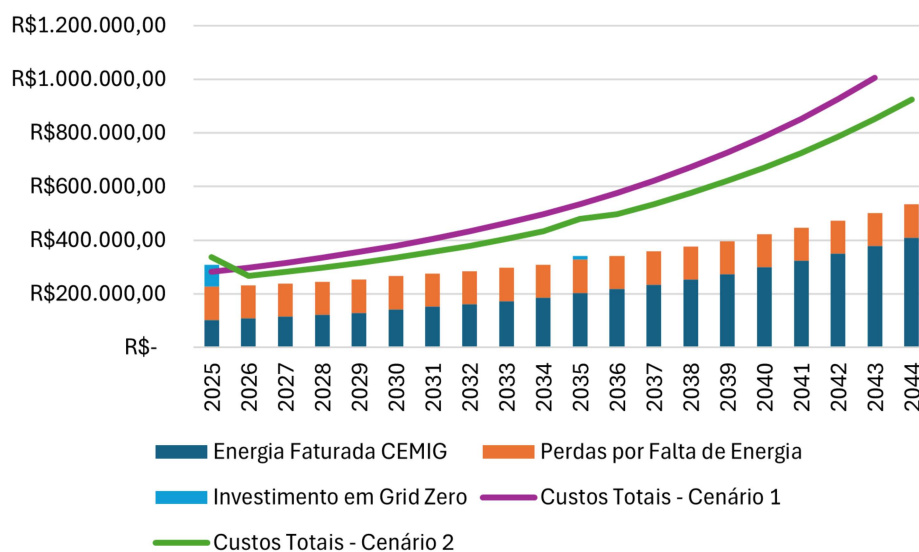
- Custo inicial do sistema fotovoltaico: Investimento de R\$ 82.764,00 em 2025.
- Substituição de inversores: Custo adicional de R\$ 15.000,00 no final do décimo ano de operação.

- Economia anual com energia gerada: O sistema gera 51.479 kWh/ano, reduzindo proporcionalmente os custos de energia comprada no ACL.

Os custos acumulados ao final de 20 anos são projetados em R\$ 6.900.920,27, indicando uma economia de aproximadamente R\$ 4.653.732,62 em comparação ao Cenário 1, o que representa uma redução de 40% nos custos totais.

A Figura 28 apresenta a evolução anual do custo total projetado, destacando o impacto cumulativo do reajuste inflacionário ao longo do período, mitigado parcialmente pela geração do sistema fotovoltaico e pelas condições mais vantajosas de contratação no ACL. O gráfico evidencia que, com exceção do ano de 2025, quando ocorre o investimento inicial na instalação do sistema *grid zero*, os custos acumulados anuais do Cenário 1 são superiores aos do Cenário 5 em todo o período analisado. Além disso, ao comparar com o Cenário 2, que utiliza o mesmo sistema *grid zero*, porém no ACR, observa-se que, em todos os anos, o Cenário 2 apresentará custos anuais superiores ao Cenário 5, devido às condições tarifárias mais vantajosas no ACL.

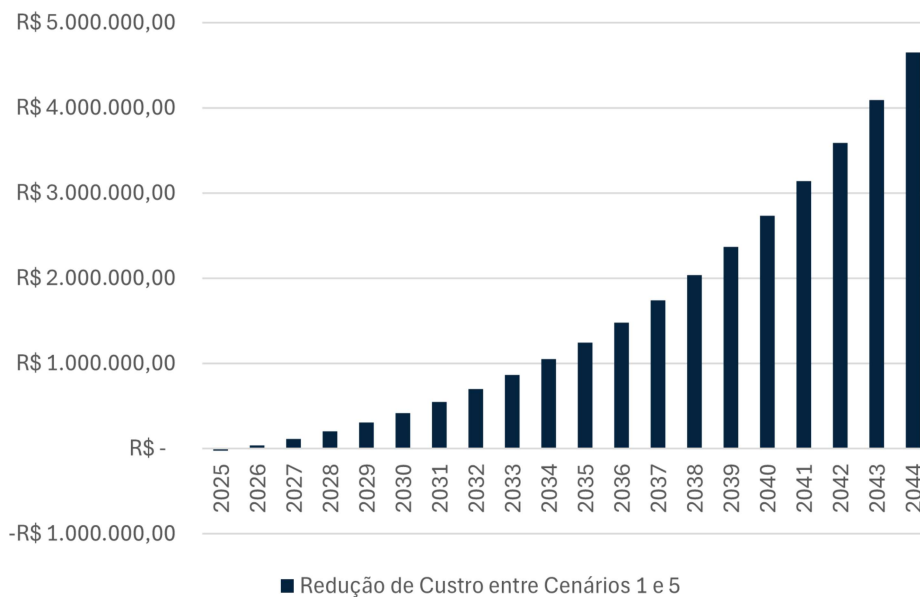
Figura 28 – Projeção dos Custos Acumulados no Cenário 5



Além disso, o cenário aproveita os benefícios do ACL, como tarifas mais competitivas e maior flexibilidade contratual, enquanto a geração própria aumenta a previsibilidade e reduz a exposição às variações tarifárias. Entretanto, os custos associados às interrupções no fornecimento permanecem presentes, já que o sistema não possui armazenamento ou *backup*.

A Figura 29 apresenta a análise de retorno do investimento (*payback*) do sistema fotovoltaico no Cenário 5, evidenciando que o investimento inicial é totalmente recuperado no segundo ano de operação, graças às economias geradas em comparação ao Cenário 1.

Figura 29 – Economia entre Cenários 1 e 5



4.6 Resultados do Cenário 6: Inserção de um Sistema Fotovoltaico em Modo *Grid Zero* com Armazenamento no ACL

4.6.1 Análise Técnica

Este cenário combina as vantagens do ACL com a resiliência energética e as economias proporcionadas por sistemas de geração e armazenamento. As perdas financeiras por interrupções são eliminadas devido ao *backup*, e a estratégia de Energy Time-Shift reduz ainda mais os custos operacionais, especialmente com a componente TUSD.

4.6.2 Análise Financeira

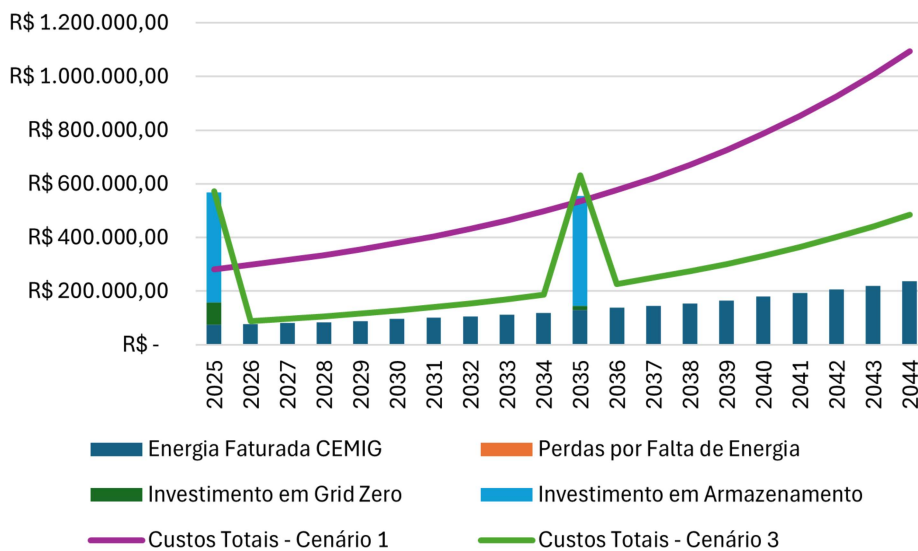
O sistema de armazenamento associado ao sistema *grid zero* no ACL combina geração própria e flexibilidade contratual, resultando no cenário com maior redução de custos operacionais em comparação ao atual (Cenário 1), alcançando cerca de 69% de economia.

- Investimento inicial em 2025: R\$ 492.764,00.
- Custo de retrofit: R\$ 425.000,00 no décimo ano.
- Economia com geração e armazenamento: O sistema gera 51.479 kWh/ano e armazena 22.714 kWh/ano para uso no horário ponta, evitando tarifas elevadas e eliminando perdas financeiras por interrupções de fornecimento, estimadas em R\$ 123.431,95/ano.

Os custos acumulados em 20 anos são projetados em R\$ 3.627.358,68, com uma economia de aproximadamente R\$ 7.927.294,22 em comparação ao Cenário 1, o que representa uma redução de 69%.

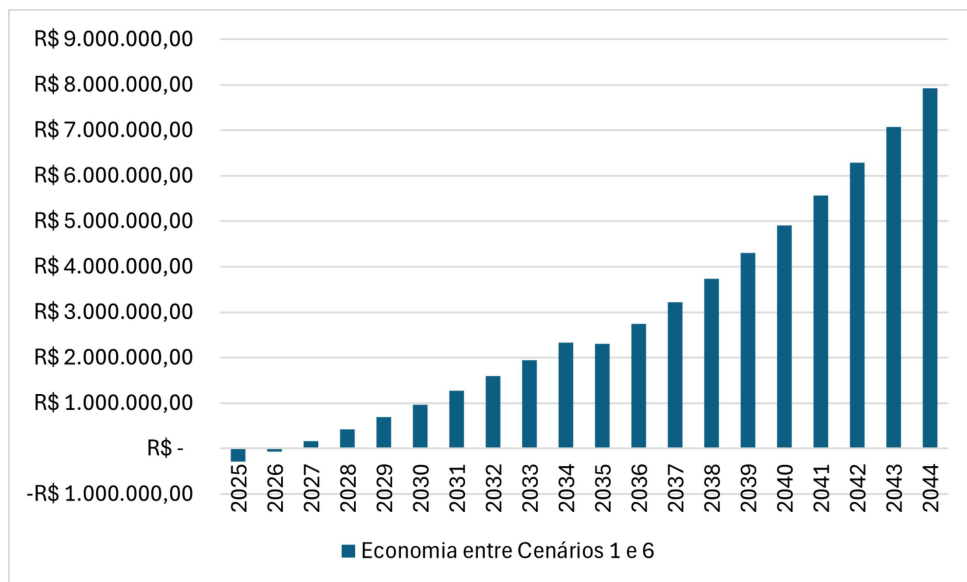
A Figura 30 apresenta a evolução dos custos, mostrando que, exceto pelos anos de investimento inicial e retrofit, os custos anuais do Cenário 1 permanecem superiores aos do Cenário 6. Este cenário demonstra a maior eficiência técnica e financeira, além de manter a instalação protegida de interrupções, mas ainda vinculada à infraestrutura física da concessionária.

Figura 30 – Projeção dos Custos Acumulados no Cenário 6



O *payback* do sistema integrado é atingido em 3 anos, conforme mostrado na Figura 31, destacando o impacto das economias no ACL.

Figura 31 – Economia entre Cenários 1 e 6



5 Conclusão e Considerações Finais

A presente monografia abordou a análise da viabilidade técnica e financeira da inserção de sistemas de energia renovável, especificamente a energia solar fotovoltaica, em um contexto de migração para o Ambiente de Contratação Livre (ACL) no Brasil. Ao longo do trabalho, foram apresentados diferentes cenários de implementação, incluindo a adoção de sistemas de armazenamento de energia, o que demonstrou o potencial das tecnologias de energia renovável na promoção da eficiência energética e na redução dos custos operacionais das empresas.

Os resultados obtidos indicam que a integração de um sistema fotovoltaico operando em modo *grid zero* representa uma alternativa viável para empresas que buscam otimizar seu consumo energético e reduzir a dependência de concessionárias, seja no ACR ou no ACL. Estes cenários demonstraram uma economia significativa nos custos com energia, impulsionado por um fator de simultaneidade elevado, que maximiza o aproveitamento da geração solar durante o horário fora ponta.

Além disso, a análise da adição de sistemas de armazenamento revelou-se essencial para aumentar a resiliência das instalações, permitindo a utilização da energia gerada quando ocorrem quedas de fornecimento da rede elétrica, por meio de *backup*. A combinação do ACL com sistemas fotovoltaicos e armazenamento não apenas oferece maior flexibilidade na gestão da energia, como também apresenta ótima viabilidade financeira.

Em suma, este trabalho demonstra que a transição para fontes de energia renovável, especialmente a solar fotovoltaica, aliada a estratégias de armazenamento e à flexibilidade do ACL, não é apenas uma tendência, mas uma possibilidade das empresas aumentarem sua competitividade e sustentabilidade em um mercado em constante transformação.

Como proposta de continuidade deste estudo, sugere-se refinar o modelo econômico, considerando questões relacionadas ao financiamento dos sistemas, o custo do dinheiro e outros aspectos financeiros que possam influenciar a viabilidade econômica do projeto. Além disso, propõe-se realizar análises de viabilidade para a integração de outras fontes de energia renovável, como eólica e biomassa, avaliando o potencial técnico e financeiro em diferentes cenários de consumo. Outra possibilidade seria expandir o escopo da análise para incluir grupos de instalações de média tensão, explorando a viabilidade de operar como uma microrrede. Nesse modelo, as unidades poderiam compartilhar geração e armazenamento de energia.

Referências

ABSOLAR. *Infografico ABSOLAR*. 2024. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 18 nov. 2024. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 25.

AGUIAR, A. P. d. A. N. Estudo comparativo da viabilidade econômica entre os sistemas on-grid e grid zero após a aprovação do novo marco legal(lei 14.300). [sn], 2022. Disponível em: <<http://repositorio.ufc.br/handle/riufc/77848>>. Citado na página 27.

ANEEL. *RESOLUÇÃO NORMATIVA N^o 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012*. 2012. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 18 nov. 2024. Citado na página 23.

ANEEL. *Constrained-off de Centrais Geradoras Fotovoltaicas*. 2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/air2022002srg.pdf>>. Acesso em: 18 nov. 2024. Citado na página 32.

ANEEL. *Modalidades Tarifárias*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>>. Acesso em: 20 nov. 2024. Citado na página 37.

ANEEL. *Postos Tarifários*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>>. Acesso em: 20 nov. 2024. Citado na página 37.

ANEEL. *Sistemas Isolados e com Fontes Intermitentes*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/sistemas-isolados-e-com-fontes-intermitentes/>>. Acesso em: 20 nov. 2024. Citado na página 29.

ANEEL. *ANEEL aprova novas tarifas da Cemig (MG)*. 2023. Disponível em: <<https://encurtador.com.br/F6Lv3>>. Acesso em: 27 nov. 2024. Citado na página 41.

ANEEL. *Indicadores DEC e FEC no Brasil em 2023*. 2024. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/aneel-divulga-os-resultados-do-desempenho-das-distribuidoras-na-continuidade-do-fornecimento-de>>. Acesso em: 19 nov. 2024. Citado 2 vezes nas páginas 33 e 47.

ANEEL. *RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA N^o 3.328, DE 21 DE MAIO DE 2024*. 2024. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20243328ti.pdf>>. Acesso em: 21 nov. 2024. Citado na página 39.

BRASIL. *LEI N^o 14.300, DE 6 DE JANEIRO DE 2022*. 2022. Disponível em: <https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm>. Acesso em: 18 nov. 2024. Citado na página 24.

CCEE. *CCEE contabiliza quase 21 mil migrações ao mercado livre até outubro*. 2024. Disponível em: <<https://www.ccee.org.br/web/guest/-/ccee-contabiliza-quase-21-mil-migracoes-ao-mercado-livre-ate-outubro>>. Acesso em: 20 nov. 2024. Citado na página 36.

CEMIG. *Usina Solar Fotovoltaica Mineirão*. 2024. Disponível em: <<https://www.cemig.com.br/usina/usina-solar-fotovoltaica-mineirao/>>. Acesso em: 20 nov. 2024. Citado na página 27.

CNPE. *RESOLUÇÃO CNPE nº 2, de 22/04/2024*. 2024. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/conselhos-e-comites/cnpe/resolucoes-do-cnpe/2024/Res_2_2024publicada.pdf>. Acesso em: 18 nov. 2024. Citado na página 24.

CRESESB. Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos. [sn], 2014. Citado 2 vezes nas páginas 27 e 28.

EPE. *PDE 2034: Micro e Minigeração Distribuída Baterias Atrás do Medidor*. 2024. Disponível em: <[https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_\(20240702\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-804/topico-709/Caderno_MMGD_Baterias_PDE2034_(20240702).pdf)>. Acesso em: 18 nov. 2024. Citado 2 vezes nas páginas 25 e 26.

FEIJÃO, V. R. *Ambiente de Contratação Regulada*. Tese (Doutorado) — PUC-Rio, 2021. Citado na página 35.

FIGUEREDO. *Sistemas fotovoltaicos com armazenamento de energia para operação isolada e conectada à rede*. 2016. Disponível em: <<https://anaiscbens.emnuvens.com.br/cbens/article/view/1453/1446>>. Acesso em: 20 nov. 2024. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 34.

GREENER. *Estudo Estratégico Geração Distribuída - 2024*. 2024. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2024/03/Estudo-GD-2024-V1.0-3.pdf>>. Acesso em: 23 nov. 2024. Citado na página 45.

HUAWEI. *Manual do Usuário LUNA2000*. 2024. Disponível em: <<https://support.huawei.com/enterprise/br/doc/EDOC1100173566>>. Acesso em: 23 nov. 2024. Citado na página 48.

IRENA. *Capacity and Generation Country Rankings*. 2024. Disponível em: <<https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings>>. Acesso em: 18 nov. 2024. Citado na página 23.

IRENA. Renewable capacity statistics 2024. [sn], 2024. Citado 2 vezes nas páginas 23 e 24.

Junior. *Comercialização de swaps de geração de energia solar no Brasil: o efeito curva do pato*. 2023. Disponível em: <<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/62396/62396.PDF>>. Acesso em: 20 nov. 2024. Citado 2 vezes nas páginas 32 e 33.

LAWDER, M. T. et al. Battery energy storage system (bess) and battery management system (bms) for grid-scale applications. *Proceedings of the IEEE*, v. 102, n. 6, p. 1014–1030, 2014. Citado 2 vezes nas páginas 30 e 31.

Loja Eletrica LTDA. *Loja Eletrica LTDA*. 2024. Disponível em: <<https://www.lojaeletrica.com.br/energia-solar.html>>. Acesso em: 28 nov. 2024. Citado na página 48.

MARTINS, R. R. M. Modelo eletrotérmico de baterias de íons de lítio. 2016. Citado na página 31.

- MME. *PORTARIA NORMATIVA 50/GM/MME, DE 27 DE SETEMBRO DE 2022*. 2022. Disponível em: <<https://www.gov.br/mme/pt-br/acesso-a-informacao/legislacao/portarias/2022/portaria-normativa-n-50-gm-mme-2022.pdf>>. Acesso em: 20 nov. 2024. Citado na página 35.
- OLIVEIRA, V. A. d. *Estudo do mercado de energia elétrica no ambiente de contratação livre*. Universidade Federal de Campina Grande, 2018. Citado na página 35.
- RIBEIRO, E. B. *Desafios para expansão do mercado de fontes incentivadas: uma análise de atratividade do ponto de vista do consumidor especial*. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2009. Citado na página 36.
- ROSSI. *Sistemas de Armazenamento de Energia por Baterias: Levantamento de Estado da Arte Tecnológico, Aplicações e Desafios*. 2023. Disponível em: <<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/65413/65413.PDF>>. Acesso em: 20 nov. 2024. Citado na página 31.
- Schmitz. *SISTEMA DE GERENCIAMENTO DO ARMAZENAMENTO DE ENERGIA RESIDENCIAL PERANTE EVENTOS METEOROLÓGICOS SEVEROS*. 2021. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/22713/TES_PPGEE_2021_SCHMITZ_WILLIAM.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 20 nov. 2024. Citado na página 33.
- UCB. *MIGDI - Principais Componentes*. 2024. Disponível em: <<https://ucbpower.com.br/3d-flip-book/catalogo-sigfi/>>. Acesso em: 20 nov. 2024. Citado na página 29.
- WALTER, A. As mudanças climáticas e a questão energética. *Revista Multiciência. Campinas. Edição*, v. 8, p. 29–47, 2007. Citado na página 21.
- ZIPP. *solar white paper: peak demand reduction using battery storage*. 2013. Disponível em: <<http://www.solarpowerworldonline.com/2013/02/solar-white-paper-peak-demand-reduction-using-battery-storage/>>. Acesso em: 20 nov. 2024. Citado na página 34.