



**Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica**

**Influência de Fatores
Técnico-Financeiros na Viabilidade de
Sistemas de Armazenamento à Bateria
em Geração Fotovoltaica Distribuída**

Ângelo Jerônimo da Silva Kothe

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO
ENGENHARIA ELÉTRICA

Brasília
2025

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**Influência de Fatores Técnico-Financeiros
na Viabilidade de Sistemas de
Armazenamento à Bateria em Geração
Fotovoltaica Distribuída**

Ângelo Jerônimo da Silva Kothe

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
como requisito parcial para obtenção do grau
de Engenheiro Eletricista.

Orientador: Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho
Coorientador: Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues
Coorientador: Prof. Dr. Wesley Rodrigues de Oliveira

Brasília
2025

FICHA CATALOGRÁFICA

K87i Kothe, Ângelo Jerônimo da Silva.
Influência de Fatores Técnico-Financeiros na Viabilidade de Sistemas de Armazenamento à Bateria em Geração Fotovoltaica Distribuída / Ângelo Jerônimo da Silva Kothe; orientador Anésio de Leles Ferreira Filho; coorientador Elder Geraldo Domingues. ; coorientador Wesley Rodrigues de Oliveira. -- Brasília, 2025.
117 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (Engenharia Elétrica) -- Universidade de Brasília, 2025.

1. Sistemas Fotovoltaicos. 2. Sistemas de Armazenamento de Energia. 3. Impactos Técnicos e Financeiros. 4. Viabilidade Econômica. 5. Análise de sensibilidade global. I. Ferreira Filho, Anésio de Leles, orient. II. Domingues, Elder Geraldo, coorient. III. Título.

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**Influência de Fatores Técnico-Financeiros na Viabilidade de
Sistemas de Armazenamento à Bateria em Geração
Fotovoltaica Distribuída**

Ângelo Jerônimo da Silva Kothe

Trabalho de Conclusão de Curso submetido
como requisito parcial para obtenção do grau
de Engenheiro Eletricista.

Trabalho aprovado. Brasília, 26 de fevereiro de 2025:

Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho,
UnB/FT/ENE
Orientador

Prof. Dr. Daywes Pinheiro Neto,
IFG/Campus Goiânia
Examinador externo

Prof. Dr. Ronaldo Sérgio Chacon Camargos,
UnB/FT/ENE
Examinador externo

Este trabalho é dedicado a minha avó, Edith Kothe, e minha tia, Dóris Kothe.

Agradecimentos

Agradeço minha família por todo o suporte, em especial meu pai, Flávio Kothe, minha mãe, Kárita Jerônimo, meu irmão, Álvaro, e minhas irmãs Milena e Mila.

Agradeço também a todos meus amigos de escola, Enzo, Filipe, Arthur, André, Matheus, e todos outros, pela boa companhia.

A meus colegas e amigos da faculdade, Felipe Motta, Otávio Rabelo, Benjamin Soudhan, Gustavo Gomes, Letícia Bevilaqua, Lucas Mourão, Gustavo Gomes, também dou meus maiores agradecimentos.

Junto deles, agradeço aos colegas de trabalho da ANEEL, Sanderson Emanuel, Tatiana Gomes, Jhose Capanema, Augusto César, Ysadora Rodovalho, José Antônio Fabbri, e todos colaboradores da SCE, pela vivência e experiência prática do setor elétrico.

Por fim, agradeço a meu orientador, Anésio de Leles, e meus co-orientadores, Elder Geraldo e Wesley Rodrigues, por todo o apoio na pesquisa, escrita, melhoramento pessoal, e no suporte que me deram.

“Vocês, leitores destas notas, quem quer que sejam, o sol está sobre vocês. E se algum dia também estiverem tão doentes como estou agora, sabem como é e como pode ser o sol pela manhã.”

(Ievguêni Zamiátin)

Resumo

O emprego de recursos energéticos distribuídos (RED) traz consigo um enorme número de benefícios para o sistema elétrico. Entretanto, o crescimento de micro e mini geração distribuída em redes de distribuição de energia é acompanhado de desafios que precisam ser avaliados, analisados, e solucionados. Uma das possíveis soluções para os impactos dos RED é o uso de sistemas de armazenamento, especialmente junto de prosumidores de energia. Neste caso, caracterizam-se como relevantes ações que visam identificar as condições de necessárias para que tais alternativas sejam economicamente atrativas. Este trabalho tem como objetivo propor uma metodologia para quantificar a influência de fatores técnicos e financeiros sobre a viabilidade de sistemas de armazenamento à bateria, sob a ótica da concessionária e dos prosumidores, para as estratégias de controle de autoconsumo de energia e de arbitragem de preços, e quatro níveis de penetração. Adota-se, para tanto, o método de densidade da análise de sensibilidade global. É parte da metodologia contemplar o efeito da concessão de parte dos retornos que a concessionária percebe aos instaladores (análise do prêmio), de forma a incentivar tais projetos. Com base neste estudo, é possível perceber que o fator técnico mais influente sobre o retorno a ambas estratégias é a capacidade de armazenamento. A capacidade de armazenamento exibe uma influência significativamente maior sobre a concessionária do que sobre os clientes. Dentre os fatores financeiros, a taxa mínima de atratividade é a mais impactante sobre os clientes especialmente ao se adotar uma estratégia de arbitragem nos preços. A concessionária, por sua vez, verifica que os fatores que influenciam seu retorno variam com o nível de penetração. Em níveis mais baixos, o custo de energia se apresenta como o mais relevante. Já em médios, tem-se a tarifa de uso do sistema de distribuição, e em altos, o custo marginal de expansão. A concessão de um benefício aos clientes, por meio do retorno que a concessionária obteve, mostrou-se insuficiente para alterar a viabilidade à maior parte dos clientes. Isso se deu, em grande parte, devido aos clientes observarem impactos financeiros decorrentes da instalação de sistemas de armazenamento muito maiores que a concessionária. Esse tipo de trabalho é fundamental para viabilizar a transição energética de forma sustentável e equilibrada, garantindo que tanto concessionárias quanto prosumidores possam se beneficiar economicamente da adoção de sistemas de armazenamento de energia. Além disso, ele contribui para a criação de estratégias eficientes que minimizam os desafios técnicos da geração distribuída, promovendo uma rede elétrica mais resiliente, eficiente e alinhada às necessidades futuras de consumo e sustentabilidade.

Palavras-chave: Sistemas Fotovoltaicos; Sistemas de Armazenamento de Energia; Impactos Técnicos e Financeiros; Viabilidade Econômica; Análise de sensibilidade global.

Abstract

The use of distributed energy resources (DER) brings with it a huge number of benefits for the electricity system. However, the growth of micro and mini distributed generation in energy distribution networks is accompanied by challenges that need to be assessed, analyzed and solved. One of the possible solutions to the impacts of DER is the use of storage systems, especially for prosumers. In this case, actions aimed at identifying the necessary conditions for such alternatives to be economically attractive are relevant. The aim of this work is to propose a methodology to quantify the influence of technical and financial factors on the viability of battery storage systems, from the point of view of the utility and prosumers, for strategies to control self-consumption of energy and price arbitrage, and four levels of penetration. To this end, the density method of global sensitivity analysis is used. Part of the methodology includes the effect of granting part of the returns that the utility receives to installers (premium analysis), in order to encourage such projects. Based on this study, it can be seen that the most influential technical factor on the return to both strategies is storage capacity. Storage capacity has a significantly greater influence on the utility than on customers. Among the financial factors, the minimum attractiveness rate is the one that has the greatest impact on customers, especially when adopting a price arbitrage strategy. The utility, for its part, finds that the factors influencing its return vary with the level of penetration. At lower levels, the cost of energy is the most relevant. At medium levels, there is the tariff for use of the distribution system, and at high levels, the marginal cost of expansion. The granting of a benefit to customers, through the return that the utility obtains, proved to be insufficient to change viability for most customers. This was largely due to customers seeing much greater financial impacts than the utility due to the installation of storage systems. This type of work is fundamental to making the energy transition viable in a sustainable and balanced way, ensuring that both utilities and prosumers can benefit economically from the adoption of energy storage systems. In addition, it contributes to the creation of efficient strategies that minimize the technical challenges of distributed generation, promoting a more resilient, efficient electricity grid that is aligned with future consumption and sustainability needs.

Keywords: Photovoltaic Systems; Energy Storage Systems; Technical and Financial Impacts; Economic Viability; Global sensitivity analysis.

Lista de figuras

Figura 2.1	Representação de sistemas fotovoltaicos.	24
Figura 2.2	Representação de sistemas de armazenamento à bateria.	26
Figura 2.3	Histórico dos preços de baterias de íon de lítio ao longo dos últimos anos.	27
Figura 2.4	Faixas de tensão de fornecimento.	28
Figura 2.5	Exemplo de perdas de energia no SEB.	30
Figura 2.6	Demanda líquida e fontes de geração do Sistema Interligado Nacional no dia 11/08/2024.	31
Figura 2.7	Processo de contagem de ciclos a partir do método <i>Rainflow</i> para uma curva de carga de exemplo.	42
Figura 3.1	Visão geral da metodologia adotada.	45
Figura 3.2	Algoritmo para determinação dos impactos técnicos.	52
Figura 3.3	Algoritmo para contabilização da degradação de SAEBs.	59
Figura 3.4	Etapas de obtenção dos impactos financeiros sob a ótica da concessionária.	63
Figura 3.5	Fluxograma de obtenção dos indicadores de viabilidade econômica.	68
Figura 3.6	Fluxograma de obtenção do indicador de sensibilidade do delta de Borgonovo.	71
Figura 3.7	Fluxograma da realização da análise conjunta técnico-financeira.	73
Figura 3.8	Algoritmo de identificação do impacto da concessão do prêmio.	74
Figura 4.1	Vida útil contra profundidade de descarga da bateria RB48V100.	78
Figura 4.2	Custo de Energia.	80
Figura 4.3	Tarifa Monômnia para a Neoenergia Brasília.	80
Figura 4.4	Tarifa Branca para a Neoenergia Brasília.	81
Figura 5.1	Variação das violações de tensão devido à integração de REDs.	83
Figura 5.2	Variação na demanda de pico devido à integração de REDs.	84
Figura 5.3	Variação nas perdas técnicas devido à integração de REDs.	85
Figura 5.4	Impactos técnicos monetizados da integração de REDs.	86
Figura 5.5	VPL do investimento em SAEBs.	87
Figura 5.6	TIRM do investimento em SAEBs.	88
Figura 5.7	PBD do investimento em SAEBs.	88
Figura 5.8	Histograma do Impacto Total para 50% de GDFV e estratégia de autoconsumo.	90
Figura 5.9	Dispersão do impacto total para diferentes capacidades de armazenamento.	90
Figura 5.10	Densidade de probabilidade empíricas e condicionais.	91
Figura 5.11	Demonstração da estimação do valor do delta.	92
Figura 5.12	Valores de deltas sobre o impacto à concessionária.	94

Figura 5.13	Valores de deltas sobre o VPL.	95
Figura 5.14	Valores de deltas sobre a TIRM.	96
Figura 5.15	Valores de deltas sobre o PBD.	96
Figura 5.16	Influência da capacidade de armazenamento.	97
Figura 5.17	Avaliação do efeito do Prêmio à concessionária.	99
Figura 5.18	Avaliação do efeito do Prêmio aos prosumidores.	100

Lista de tabelas

Tabela 2.1	Contagem de Ciclos a partir do método <i>Rainflow</i>	43
Tabela 3.1	Etapas das análises de sensibilidade	46
Tabela 3.2	Faixa de tensões adequadas	48
Tabela 4.1	Número de ciclos dos SAEBS	78
Tabela 4.2	Fatores de entrada técnicos	79
Tabela 4.3	Fatores de entrada financeiros	79
Tabela 5.1	Condições da análise da influência para um fator técnico.	89
Tabela 5.2	Cálculo do índice de densidade para a capacidade de armazenamento e impacto total.	93
Tabela B.1	Influência dos fatores para estratégia de autoconsumo.	116
Tabela B.2	Influência dos fatores para estratégia de arbitragem nos preços.	117

Lista de abreviaturas e siglas

<i>CMPC</i>	Custo Médio Ponderado do Capital
<i>IIQ</i>	Intervalo interquartil
<i>LI</i>	Limite inferior
<i>LS</i>	Limite superior
Q_1	Primeiro quartil
Q_3	Terceiro quartil
<i>TUSD</i>	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CE	Custo do Mix de Compra de Energia
CME	Custo Marginal de Expansão
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
EUSD	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição
FC	Fluxo de Caixa
FCLE	Fluxo de Caixa Livre para a Empresa
FP	Fator de Potência
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
HSP	Horas de Sol Pleno
MMGD	Micro e Mini geração distribuída
PBD	<i>Payback</i> Descontado
PR	<i>Performance Ratio</i>
RED	Recursos energéticos distribuídos
RFC	Retorno Financeiro à Concessionária
SCEE	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
TIR	Taxa Interna de Retorno
TIRM	Taxa Interna de Retorno Modificada
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
UC	Unidade consumidora
VPL	Valor Presente Líquido

Lista de símbolos

Símbolos romanos

$\bar{E}$	Consumo médio diário
$\bar{E}_{UC}^{inter}$	Consumo médio diário de energia nas horas de tarifa intermediária
$\bar{E}_{UC}^{ponta}$	Consumo médio diário de energia nas horas de tarifa de ponta
$\mathcal{P}$	Partição
C_r	Capacidade de armazenamento remanescente dos SAEBs
C_{BE}	Custo Unitário do SAEB
$C_{O\&M}$	Taxa de despesas de O&M
C_{SAEB}	Capacidade de armazenamento nominal do SAEB
CA	Capacidade de Armazenamento no Alimentador
D	Demanda do alimentador
$D_{O\&M}$	Despesas Operacionais
DoD	Amplitude dos ciclos
DoD_f	Capacidade de descarga do SAEB
ED	Energia Despachada
h_B	Banda do Kernel
I	Investimento
K	Função de Kernel
k	Irradiância padrão na terra
k_1, k_2	Coefficientes da função de estresse
L	Perdas técnicas do alimentador
L_{op}	Lucro Operacional
L_{vu}	Vida útil gasta do conjunto de SAEBs
n	Número de fatores de entrada
N_B	Quantidade de barramentos presentes no alimentador
n_c	Número de ciclos
N_D	Parâmetro de proporcionalidade entre o número de fatores e o número de amostra
N_ϕ	Quantidade de fases no alimentador
N_{UCs}	Número de unidades consumidoras no alimentador
P_f^{max}	Potência nominal máxima dos SAEBs
P_{95}	Valor com com probabilidade de 95% de não ser excedido
P_{oci}	Perdas por ociosidade
P_{SAEB}	Potência nominal de carga e descarga do SAEB
P_{SFV}	Potência nominal instalada de GDFV no alimentador

P_{SFV}^{max}	Potência máxima instalável de GDFV no alimentador
pen_{SFV}	Nível de penetração de GDFV no alimentador
R	Receita Operacional
r_N	Taxa de Aplicação
r_P	Taxa de Financiamento
$r_{desc,f}$	Taxa de Desconto
S_f	Posicionamento dos REDs no alimentador
SOC_0	Estado de carga inicial do SAEB
T_E	Tarifa de Energia
T_{vu}	Vida Útil dos REDs
V_h^{pen}	Taxa de Violações de tensão
VF_R	Valor Futuro das Receitas
VP_R	Valor Presente das Despesas
n_{lc}	Número de leituras situadas na faixa crítica
n_{lp}	Número de leituras situadas na faixa precária

Símbolos gregos

$\#\phi$	Quantidade de fases presentes no barramento
Δ	Variação comparado ao caso com nível de penetração igual a zero
η_{SAEB}	Eficiência de carga e descarga do SAEB
S_δ	Estresse de um ciclo

Sobrescritos

0%	Valor quando o nível de penetração igual a zero
pen	Valor Associado ao Nível de Penetração
UC	Unidade Consumidora

Subscritos

d	Valor Diário
f	Valor médio da amostra
h	Valor Horário
n	Valor Negativo
P	Valor Positivo
limite	Limite de tolerância

Sumário

1	Introdução	17
1.1	Contextualização	17
1.2	Estado da Arte	18
1.3	Objetivos e Contribuições	21
1.4	Organização do manuscrito	22
2	Fundamentação Teórica	23
2.1	Considerações Iniciais	23
2.2	Recursos Energéticos Distribuídos	23
2.2.1	Sistemas Fotovoltaicos	23
2.2.2	Sistemas de Armazenamento de Energia	25
2.2.3	Parâmetros da Rede	28
2.2.4	Tarifa de Energia	32
2.2.5	Modelagem Elétrica	33
2.3	Análise de Viabilidade Econômica	33
2.3.1	Fluxo de caixa	33
2.3.2	Custo de Capital	34
2.3.3	Indicadores de Viabilidade Econômica	34
2.4	Análise de Sensibilidade	34
2.4.1	Sequências de Baixa Dispersão	36
2.4.2	Estimadores	37
2.4.3	Métodos de Densidade	39
2.5	Contagem de Ciclos	41
2.6	Considerações Finais	43
3	Metodologia	44
3.1	Considerações iniciais	44
3.2	Visão geral	44
3.3	Impactos Técnicos	46
3.3.1	Método Computacional	46
3.3.2	Estratégias de Controle	53
3.3.3	Degradação dos Sistemas de Armazenamento	56
3.4	Impactos Financeiros	58
3.4.1	Ótica da Concessionária	59
3.4.2	Ótica do Prosumidor	64
3.5	Análise de Sensibilidade Global	69

3.5.1	Análise de Incerteza	70
3.5.2	Análise de Sensibilidade Conjunta: Técnica-Financeira	72
3.6	Análise de Sensibilidade Univariada do Prêmio	74
3.7	Considerações Finais	75
4	Materiais	76
4.1	Considerações Iniciais	76
4.2	Ambiente Computacional	76
4.3	Dados Utilizados	77
4.3.1	Alimentador	77
4.3.2	Variáveis Meteorológicas	77
4.3.3	Degradação de Baterias	77
4.4	Fatores de Entrada	78
4.4.1	Fatores de Entrada Técnicos	78
4.4.2	Fatores de Entrada Financeiros	78
4.5	Análise de Sensibilidade	80
4.6	Considerações Finais	81
5	Resultados e Discussões	82
5.1	Considerações Iniciais	82
5.2	Impactos Técnicos e Financeiros	82
5.2.1	Impactos Técnicos	83
5.2.2	Impactos Financeiros	86
5.3	Análise da Influência Conjunta Técnica-Financeira	89
5.3.1	Análise da Influência dos Fatores Técnicos	89
5.3.2	Influências dos Fatores Técnicos e Financeiros	93
5.4	Análise do Prêmio	98
5.5	Considerações Finais	100
6	Conclusões	102
	Referências	105
	Apêndices	112
	Apêndice A Redução do custo computacional	113
	Apêndice B Resultados para análise conjunta	115

1 Introdução

1.1 Contextualização

O consumo de energia proveniente de fontes fósseis e poluentes, presente desde o início da distribuição de energia elétrica, apresenta enorme impacto ambiental, historicamente desconsiderado, o que fez com que essas fontes fossem instaladas em larga escala. Entretanto, as emissões de gases de efeito estufa (GEE), com aumento do gás carbônico e outros gases nocivos na atmosfera, trouxeram impactos ambientais graves e com repercussão global (ONU, 2021).

A desregulação do clima e a ocorrência de eventos climáticos extremos são algumas facetas do processo de mudanças climáticas. Eles refletem na sociedade e na economia, com menor crescimento econômico e perdas de vidas humanas. O Acordo de Paris busca limitar as mudanças climáticas com diversos países mundo definindo metas para que a temperatura média global não fique 1,5 °C acima da temperatura pré-industrial (UNFCCC, 2020). Caso a temperatura fique 2,5 °C acima da meta, Kompas, Pham e Che (2018) estima que o impacto no Produto Interno Bruto (PIB) mundial seja de 17,5 trilhões de dólares por ano, até 2100.

A mitigação e adaptação de algumas práticas caracterizam-se como fatores essenciais ao combate às mudanças climáticas (Calvin *et al.*, 2023). Neste contexto de adaptação das práticas, encontra-se a transição energética, mais especificamente a substituição de fontes fósseis por fontes limpas e renováveis. As principais fontes hoje sob investigação no tocante à transição energética são a biomassa, a nuclear, a geotérmica, a heliotérmica, a eólica e a fotovoltaica (IEA, 2023). Há um acréscimo considerável da capacidade instalada mundial das últimas duas, em contraponto às fontes fósseis e hídricas (IEA, 2023). Seu elevado acréscimo decorre do reduzido impacto ambiental associado à instalação e geração de energia, robustez tecnológica, e alta capacidade instalável.

O Brasil apresenta elevada capacidade explorável das fontes eólica e solar (IEA, 2024). Para explorá-las, foram criados benefícios tanto para geração centralizada, quanto para geração distribuída (GD), que permitiram que as duas últimas tenham elevada capacidade instalada no Brasil, totalizando 48,3 GW e 35 GW, respectivamente (ONS, 2024b). A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ente regulador do setor elétrico brasileiro (SEB), define microgeração e minigeração distribuída (MMGD) como “*central geradora de energia elétrica que utilize fontes renováveis (...) conectada à rede de distribuição de energia elétrica por meio de unidade consumidora, da qual é considerada parte*” (ANEEL, 2021e). Trata-se de geração de energia pelas próprias unidades consumidoras (UCs) na rede de distribuição. Os benefícios econômicos e regulatórios concedidos culminaram em um expressivo crescimento

destes tipos de geração. O baixo tempo de retorno do investimento resultou na integração de MMGD, e de benefícios ao setor elétrico e a quem as instala.

Porém, cabe destacar que as gerações solar e eólica são intermitentes, e os alimentadores de distribuição não foram planejados para existência de GD, o que justifica os desafios decorrentes da instalação na rede elétrica destas fontes. Do ponto de vista técnico, a elevada penetração da geração distribuída em redes elétricas pode resultar em diversos impactos operacionais e de qualidade de serviço (IEA, 2024). A quantificação do limite de inserção é realizada por meio do conceito de *hosting capacity*, o qual representa a máxima capacidade de geração distribuída que um determinado alimentador pode acomodar sem que haja a violação de restrições técnicas previamente estabelecidas. Uma das principais soluções para este impasse é a integração de sistemas de armazenamento de energia à baterias (SAEBs) na rede elétrica, seja sob responsabilidade da concessionária de distribuição, seja dos prosumidores, na forma de recursos energéticos distribuídos (REDs) ¹.

A integração de REDs possui diversas aplicações como sistemas sem injeção de energia na rede (no inglês, *grid zero*), deslocar o consumo de energia dos horários de maior para menor demanda, e sobrecarga da rede; e provimento de serviços ancilares, como controle da frequência. Com isso, eles podem mitigar os impactos negativos da integração de sistemas fotovoltaicos (SFVs) na rede de baixa tensão (IEA, 2024). Estas aplicações podem se caracterizar como benefícios à rede de distribuição como um todo, ao aumentar a capacidade de hospedagem e permitir um maior proveito da energia limpa. Entretanto, tais tecnologias apresentam grandes desafios para sua exploração com elevado custo de instalação, lacuna regulatória, e operacionalização. Ademais, ainda é difícil se conhecer quais são as condições técnicas dos SAEBS e as condições econômicas necessárias para que a instalação seja viável.

Dessa forma, os SAEBS são amplamente reconhecidos como uma das soluções mais promissoras para mitigar os desafios decorrentes da intermitência da geração fotovoltaica na rede de distribuição (EPE, 2019b). No entanto, os elevados custos de instalação, as dificuldades associadas à viabilização econômica desses sistemas e a incerteza quanto a suas características técnicas e financeiras tornam sua implementação inviável, na atual conjuntura, para unidades consumidoras no Brasil. Nesse sentido, torna-se essencial a identificação das condições necessárias para viabilizar sua adoção.

1.2 Estado da Arte

A seguir, tem-se os resumos dos principais trabalhos encontrados na literatura sobre as formas de se identificar e quantificar os fatores de influência na viabilidade econômica de sistemas de armazenamento em conjunto com sistemas fotovoltaicos.

¹ REDs são “recursos energéticos de pequena escala, geralmente situados perto de locais de consumo de energia elétrica, como instalações de energia solar e armazenamento por baterias” (IEA, 2024).

A mensuração da incerteza associada à integração da geração distribuída, de veículos elétricos e de novos processos decorrentes das mudanças climáticas é discutida por [Yue et al. \(2022\)](#), com foco específico na análise de sistemas de potência. Para a quantificação dessas incertezas, os autores empregam a análise de sensibilidade, apresentando diferentes métodos, suas aplicações potenciais e particularidades na implementação.

Como exemplo prático, o estudo avalia um alimentador modelo do IEEE, analisando os efeitos da variação das potências ativas nos nós da rede sobre os níveis de tensão em regime permanente. No entanto, o escopo do estudo se restringe à demonstração do funcionamento dos métodos de análise de sensibilidade aplicados à avaliação das variáveis do fluxo de potência nos barramentos de um alimentador, sem avançar para outras análises mais abrangentes dos impactos técnicos e econômicos associados à incerteza na operação da rede.

De forma a estudar a evolução da análise de sensibilidade, [Tarantola et al. \(2024\)](#) apresenta um histórico dela. Dele, vê-se que o método possui origens no início do século XX para quantificação da correlação das variáveis de modelos, mas somente com o advento da computação e de modelos altamente complexos ganhou relevância. Depreende-se, também, que em geral são focados em métodos chamados de univariados ou locais, mas os globais apresentam maior confiabilidade de resultados. Seu uso pode auxiliar no desenvolvimento de modelos e facilitar na tomada de decisões, dentre outras aplicações, motivos quais estão sendo inseridos em normas institucionais de instituições. A partir disso, atesta-se a aplicabilidade e benefício do emprego desses métodos.

No estudo conduzido por [Zakeri et al. \(2021\)](#), foram analisadas as políticas públicas mais eficazes para viabilizar a adoção de sistemas de armazenamento de energia em residências da Inglaterra. O objetivo da pesquisa foi determinar a viabilidade do investimento em sistemas fotovoltaicos com armazenamento no contexto do mercado de energia atual, sem a presença de incentivos, além de identificar quais políticas poderiam melhorar a rentabilidade desses sistemas, sejam eles isolados ou combinados com geração fotovoltaica. Adicionalmente, investigou-se o custo sistêmico ou regulatório associado a cada política em relação aos benefícios proporcionados. Como parte da análise de sensibilidade, foi avaliado o retorno sobre o investimento, sendo constatado que determinadas políticas são capazes de incentivar a adoção de sistemas de armazenamento, possibilitando uma redução de 25% a 74% nos custos com energia elétrica. No entanto, o estudo apresenta limitações, uma vez que sua análise se restringiu à cidade de Londres e considerou apenas uma estratégia específica de despacho dos sistemas de armazenamento.

Em [Goulart, Neto e Rüther \(2024\)](#), foi apresentado um método para avaliar os benefícios que sistemas de armazenamento podem trazer para consumidores de média tensão, com ênfase no modelo regulatório brasileiro. A análise de sensibilidade foi empregada para investigar a variação dos índices de viabilidade financeira. Foram empregados dados reais neste estudo, e foram analisadas estratégias de arbitragem nos preços e de controle de

demanda. A abordagem do estudo restringiu-se à análise de benefícios a fim de reduzir custos de demanda e de energia presentes na tarifa de consumidores em média tensão. Ademais, não foram analisados os impactos da integração de sistemas de armazenamento à rede, nem a possibilidade de autogeração de energia.

Wu *et al.* (2022) propõe uma estratégia para otimizar o uso da capacidade de armazenamento sob a tarifa branca e o regime de postos horários, visando aprimorar a eficiência dos sistemas de armazenamento de energia, para o caso chinês. O estudo avaliou o impacto da incerteza dos parâmetros no custo total e na taxa de autoconsumo, considerando a variabilidade das entradas por meio da análise de sensibilidade global. Foram examinados diversos fatores que influenciam a definição da estratégia ideal, incluindo o custo da bateria, a capacidade de armazenamento, o ciclo de vida e a eficiência do sistema, entre outros. No entanto, a pesquisa não abordou a viabilidade econômica das baterias, o que impõe uma limitação aos resultados obtidos.

Niaz *et al.* (2024), da Coreia do Sul, conduziu uma análise sobre a viabilidade econômica da utilização de baterias, geração de hidrogênio verde ou a combinação de ambos em usinas renováveis intermitentes, como fotovoltaicas e eólicas, com o objetivo de otimizar o aproveitamento da energia que, de outra forma, seria impedida de ser injetada na rede. O estudo emprega a análise de sensibilidade global para avaliar o impacto de fatores técnicos e financeiros na viabilidade desses sistemas. Contudo, a pesquisa apresenta limitações, uma vez que se restringe a sistemas centralizados e foca especificamente em uma instalação localizada na Europa.

O estudo de Han, Garrison e Hug (2022) propõe um método de otimização dos parâmetros técnicos de instalações residenciais de SFVs com SAEBs, com o objetivo de maximizar o retorno econômico, tomando como referência o caso da Suíça.

Para avaliar a influência dos parâmetros utilizados na otimização, os autores aplicam uma análise de sensibilidade local, na qual são consideradas variações individuais em cada parâmetro. No entanto, essa abordagem se limita a uma análise univariada, em que apenas um parâmetro é alterado por vez. Estudos que envolvem modelos mais complexos ou múltiplas variáveis de entrada seriam melhor conduzidos por meio de uma análise de sensibilidade global, que permite avaliar interações entre variáveis e proporcionar uma visão mais abrangente da incerteza e dos impactos na otimização dos sistemas.

Diante do exposto, observa-se que os elevados custos de instalação, a dificuldade em rentabilizar os SAEBs e a incerteza quanto às suas características técnicas e econômicas tornam sua implementação em unidades consumidoras brasileiras atualmente inviável. Além disso, as condições necessárias para viabilizar economicamente essas instalações ainda não são bem compreendidas.

Nesse contexto, torna-se essencial a realização de um estudo de análise de sensibilidade, a fim de caracterizar como os parâmetros técnicos, financeiros e econômicos influenciam a

viabilidade econômica da instalação de sistemas de armazenamento de energia. Tal análise permitiria uma avaliação mais precisa dos impactos tanto para as concessionárias quanto para as unidades consumidoras, possibilitando o desenvolvimento de estratégias para tornar esses sistemas mais atrativos e sustentáveis no cenário brasileiro.

1.3 Objetivos e Contribuições

Este trabalho tem como objetivo propor uma metodologia para quantificar a influência dos fatores técnicos e financeiros sobre a viabilidade econômica de sistemas de armazenamento instalados com geração distribuída, à rede e ao prosumidor, para diferentes estratégias de controle e níveis de penetração.

Como objetivos específicos têm-se:

- a) Calcular os impactos técnicos e financeiros (do ponto de vista da concessionária) decorrentes da integração conjunta de sistemas fotovoltaicos com baterias, considerando-se a degradação das baterias;
- b) Empregar a análise de sensibilidade global, visando a identificação e quantificação dos fatores mais influentes na viabilidade econômica do uso conjunto de sistemas fotovoltaicos com sistemas de armazenamento; e
- c) Efetuar uma avaliação dos impactos financeiros, do ponto de vista da concessionária e do prosumidor, decorrentes do emprego de um “prêmio” concedido a quem instala sistemas de armazenamento na rede de distribuição.

As principais contribuições deste estudo residem em três aspectos fundamentais. Primeiramente, a pesquisa busca desenvolver e aplicar uma **metodologia inovadora baseada na análise de sensibilidade global**, utilizando o **delta de Borgonovo** para quantificar a influência de fatores técnicos e financeiros na viabilidade da integração de **REDs**. Esse avanço permite uma compreensão mais precisa das variáveis críticas que afetam tanto concessionárias quanto consumidores.

Em segundo lugar, o estudo busca avaliar se **há uma assimetria entre os impactos financeiros para concessionárias e prosumidores**, dado que o **dimensionamento dos SAEBS** afeta desproporcionalmente as concessionárias, especialmente em elevados níveis de penetração fotovoltaica. Tal resultado pode fornecer subsídios para o aprimoramento de políticas regulatórias e estratégias de incentivo que promovam uma integração equilibrada dos sistemas de armazenamento.

Por fim, o trabalho busca destacar a necessidade de um **planejamento criterioso para a viabilidade econômica da estratégia de autoconsumo**, evidenciando que suas condições de atratividade são mais restritivas em comparação à estratégia de arbitragem de preços. Esses aspectos oferecem suporte para a formulação de **políticas energéticas**

mais eficazes, incentivando a adoção sustentável de tecnologias de armazenamento e contribuindo para a transição energética e a estabilidade das redes elétricas.

1.4 Organização do manuscrito

Este manuscrito é separado em 6 capítulos.

A base teórica deste estudo é apresentada no [Capítulo 2](#), onde são abordados análise de sensibilidade, os tipos mais comuns, o uso de estimadores para cálculo de seus índices, e aspectos de sistemas fotovoltaicos e de geração distribuída.

A metodologia deste estudo é descrita no [Capítulo 3](#).

No [Capítulo 4](#), são percorridos os materiais utilizados para alcançar o objetivo desse estudo .

O [Capítulo 5](#) apresenta os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia.

Por fim, o [Capítulo 6](#) resume o exposto nos capítulos anteriores e conclui o trabalho.

2 Fundamentação Teórica

2.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo, serão abordados os conceitos necessários para se compreender com propriedade os conteúdos percorridos neste trabalho. Entre eles, estão os REDs, os preceitos da análise de viabilidade econômica, a base teórica da análise de sensibilidade, e o procedimento de contagem de ciclos.

Por esta razão, este capítulo é dividido nas seguintes seções:

- a) [Seção 2.2](#) – discorre sobre o que são os REDs;
- b) [Seção 2.3](#) – trata de tópicos necessários à análise de viabilidade econômica dos SAEs;
- c) [Seção 2.4](#) – expõe as principais características da análise de sensibilidade, que devem ser observadas nesse estudo; e
- d) [Seção 2.5](#) – apresenta o método de contagem de ciclos.

Considerações finais são apresentadas na [Seção 2.6](#).

2.2 Recursos Energéticos Distribuídos

A eletrificação em massa, e conectividade de equipamentos e aparelhos distribuídos nas residências, comércios e indústrias, são aspectos fundamentais da transição energética. Por serem descentralizados, os REDs são um fator-chave para alcançar as metas de emissões. [EPE \(2019a\)](#) define-os como:

tecnologias de geração e/ou armazenamento de energia elétrica, localizados dentro dos limites da área de uma determinada concessionária de distribuição, normalmente junto a unidades consumidoras, atrás do medidor (*behind-the-meter*). (...) contemplam: i) geração distribuída (GD), ii) armazenamento de energia, iii) veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga, iv) eficiência energética e v) resposta da demanda (RD).

A definição apresentada abarca uma série de tecnologias que estão alterando o setor elétrico mundial. Entre elas, se têm os SFVs e sistemas de armazenamento de energia (SAEs) que, como sistemas *behind-the-meter*, o próprio cliente instala, mantém e opera-os, com seus devidos benefícios. Neste estudo, serão abordados os efeitos de integração de REDs constituídos por SFVs e dos SAEs.

2.2.1 Sistemas Fotovoltaicos

Os SFVs são constituídos por um arranjo de módulos fotovoltaicos que gera energia elétrica em corrente contínua (CC) e um dispositivo de conversão de energia chamado de

inversor. O inversor converte a energia gerada em corrente alternada (CA), para ser utilizada pela UC ou injetada na rede. Eles podem variar seu fator de potência (FP), de forma a gerar ou consumir potência reativa. A energia é gerada a partir da irradiação solar, dependendo também da temperatura dos módulos e do estágio de conversão de CC para CA.

Os SFVs possuem elevada robustez tecnológica e baixos custos, mas um desafio associado a eles é que, por dependerem de condições climáticas para gerar energia, eles possuem variabilidade na geração e não há garantia de geração de energia em dado momento. Dessa forma, eles são classificados como fontes intermitentes, sendo um problema para a robustez da rede.

A modelagem elétrica dos SFVs é apresentada na [Figura 2.1](#).

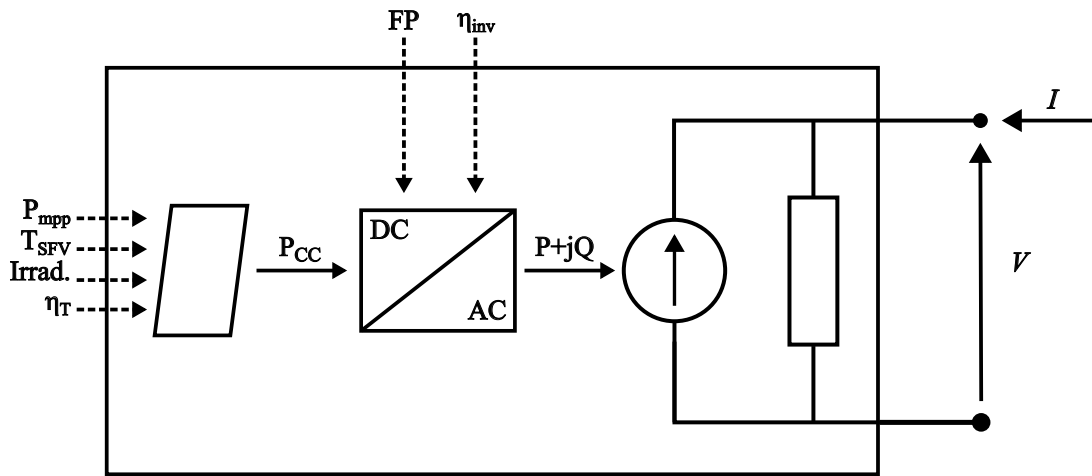


Figura 2.1 – Representação de sistemas fotovoltaicos.

Fonte: Adaptado de [EPRI \(2011\)](#).

Da [Figura 2.1](#), percebe-se o uso do circuito equivalente de Norton para a representação de um sistema fotovoltaico. Os fatores associados à produção de energia, indicados na figura, são a potência máxima dos módulos, quando há condições padrões (P_{mpp}); a temperatura dos módulos fotovoltaicos (T_{SFV}); o FP; o fator de geração dos módulos fotovoltaicos (η_T); e a eficiência do inversor (η_{inv}).

As [Equações \(2.1a\)](#) a [\(2.1c\)](#) trazem, respectivamente, a potência gerada pelos módulos fotovoltaicos, a potência ativa gerada pelo SFV, e a potência reativa do SFV.

$$P_{CC}(h) = P_{mpp} \times \frac{Irr(h)}{k} \times \eta_T(T_{SFV}(h)) \quad (2.1a)$$

$$P_{CA}(h) = P_{CC}(h) \times \eta_{inv}(P_{CC}(h)) \quad (2.1b)$$

$$Q_{SFV}(h) = P_{CA}(h) \times \frac{\sqrt{1 - FP^2}}{FP} \quad (2.1c)$$

Em que:

- $P_{CC}(h)$: Potência gerada pelos módulos fotovoltaicos, na hora h [kW];
- P_{mpp} : Potência máxima do SFV, à condições padrões; [kW];
- $Irr(h)$: Irradiância na hora h [kW/m²];
- k : Irradiância solar padrão da terra, de 1 kW/m² [kW/m²];
- η_T : Fator de geração do módulo fotovoltaico [adimensional];
- η_{inv} : Eficiência do inversor [adimensional];
- FP: Fator de potência do inversor [adimensional];
- T_{SFV} : Temperatura dos módulos fotovoltaicos [°C].
- $P_{CA}(h)$: Potência ativa do SFV, na hora h [kW]; e
- $Q_{SFV}(h)$: Potência reativa do SFV, na hora h [kvar].

A temperatura do módulo fotovoltaico depende de diversos fatores meteorológicos. Em [TamizhMani et al. \(2003\)](#) foram estudadas diversas tecnologias de módulos fotovoltaicos, temperaturas de operação e condições meteorológicas. Neste estudo, os autores concluíram que a temperatura dos módulos depende da irradiância solar, da temperatura ambiente e da velocidade do vento. A [Equação \(2.2\)](#) apresenta a fórmula da temperatura dos módulos fotovoltaicos.

$$T_{SFV}(h) = 0,943 \times T_{amb}(h) + 0,028 \times Irr(h) - 1,528 \times v(h) + 4,3 \quad (2.2)$$

Em que:

- $T_{amb}(h)$: Temperatura ambiente, na hora h [°C];
- $v(h)$: Velocidade do vento, na hora h [m/s];

Um fator importante para a análise do emprego de energia solar é o potencial solarimétrico do local da instalação. Nesse estudo, será usada quantidade de horas de sol pleno (HSP). Ela representa quanta horas de sol de irradiância padrão seriam necessários para ter a mesma energia irradiada em dia. Seu cálculo é apresentado na [Equação \(2.3\)](#).

$$HSP = \frac{1}{k} \int_0^{24} Irr(h)dh \quad (2.3)$$

Em que:

- HSP : Horas de sol pleno [horas].

O valor médio histórico das HSP é utilizado para avaliação do potencial energético de e no dimensionamento de SFVs. Isso permite conhecer, em média, quanta energia o sistema deve gerar diariamente. Neste estudo, este valor será dado por $\overline{HSP}$.

2.2.2 Sistemas de Armazenamento de Energia

Equipamentos para armazenar energia são muito utilizados em aparelhos elétricos e lugares onde é essencial a garantia do suprimento de energia elétrica. Historicamente,

esses sistemas não eram eficientes sob a ótica de densidade energética, ao observar métricas como kJ/kg e kJ/m^3 . A ausência de armazenamento com alta densidade energética impedia a eletrificação dos meios de transporte e a proliferação de sistemas de armazenamento conectados à rede.

O advento das baterias de íon de lítio, e novas técnicas construtivas, tem permitido que capacidades elevadas de energia elétrica sejam armazenadas com menor espaço e custo, útil para veículos elétricos (VEs) e SAEs de larga escala. Para este último, suas principais aplicações são: em UCs da rede de distribuição; em sistemas de balanço da energia, em *smart-grids*; no atendimento de cargas de pico em subestações de transmissão, como já ocorre na subestação de Registro (ANEEL, 2023); e, no segmento de geração, em usinas híbridas.

A Figura 2.2 apresenta a modelagem elétrica dos sistemas.

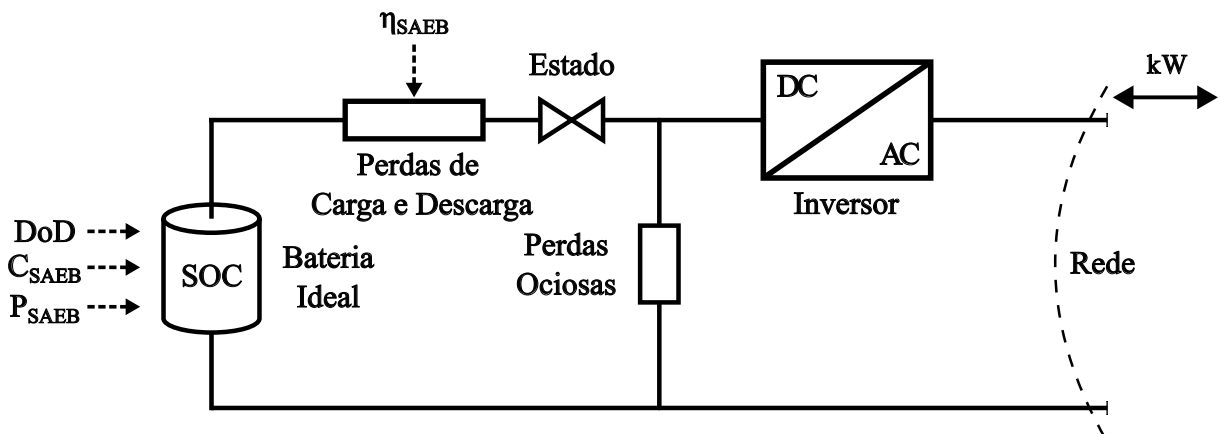


Figura 2.2 – Representação de sistemas de armazenamento à bateria.

Fonte: Adaptado de Rocha *et al.* (2020).

Da Figura 2.2, é possível observar que três fatores estão diretamente relacionados à bateria: a profundidade de descarga (DoD); a capacidade nominal instalada (C_{SAEB}); e a potência nominal da bateria (P_{SAEB}). A profundidade de descarga é a proporção da bateria que pode ser utilizada para carga e descarga. A capacidade remanescente é mantida carregada para emergências e para aumentar a vida útil dos SAEs. A capacidade nominal corresponde à máxima quantidade de energia eletroquímica que pode ser armazenada na bateria. O limite de potência, de carga ou descarga, é dado pela potência nominal do SAE.

A bateria também possui outros fatores, que são a eficiência de carga e descarga (η_{SAEB}), o estado de operação, as perdas ociosas e o estado de carga. O SAE pode estar carregando, consumindo energia, descarregando, fornecendo energia, ou ocioso, sem interagir com a rede. A potência ociosa da bateria são as perdas internas, que permanentemente descarregam a bateria. A potência operativa desconta a eficiência do sistema e a potência ociosa. O estado de carga é dado pela quantidade de energia armazenada, como porcentagem da energia nominal.

As Equações (2.4a) e (2.4b) apresentam a potência de carga e de descarga (Togo, 2024).

$$P_{SAEB}^{carga}(h) = (P_{inv}(h) \times \eta_{inv}(P_{CC}(h)) - P_{oci}(h)) \times \eta_{SAEB} \quad (2.4a)$$

$$P_{SAEB}^{descarga}(h) = \frac{P_{inv}(h)}{\eta_{inv}(P_{CC}(h)) \times \eta_{SAEB}} + \frac{P_{oci}(h)}{\eta_{SAEB}} \quad (2.4b)$$

Em que:

- $P_{SAEB}^{carga}(h)$: Potência de carga da bateria em CC, na hora h [kW];
- $P_{SAEB}^{descarga}(h)$: Potência de descarga da bateria em CC, na hora h [kW];
- $P_{inv}(h)$: Potência, no lado CA do inversor, na hora h [kW];
- $P_{CC}(h)$: Potência, no lado CC do inversor, na hora h [kW];
- $P_{oci}(h)$: Perdas por ociosidade da bateria na hora h [kW];
- η_{SAEB} : Eficiência de carga e descarga do SAEB [adim.].

A operação dos SAEBs consiste em definir o estado e a potência do inversor. Essa operação segue estratégias de despacho previamente definidas.

Os custos dos sistemas de armazenamento estão associados tanto às células eletroquímicas quanto à montagem da bateria. A Figura 2.3 apresenta os custos de sistemas de baterias no mercado internacional, em US\$/kWh, desde 2013.

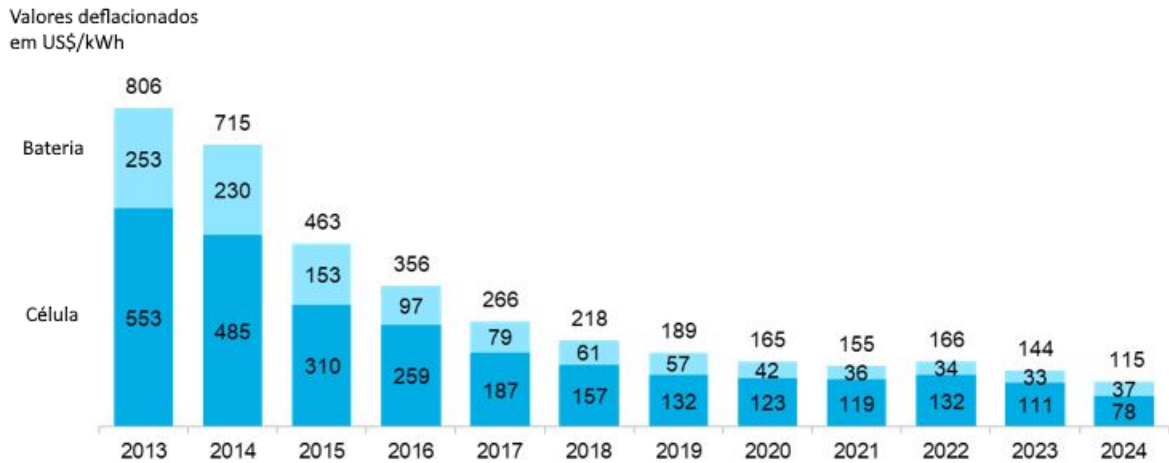


Figura 2.3 – Histórico dos preços de baterias de íon de lítio ao longo dos últimos anos.

Fonte: Adaptado de Catsaros (2024).

Observa-se, da Figura 2.3, que os custos das baterias saíram de 165 US\$/kWh, em 2020, para 115 US\$/kWh em 2024, uma redução de 30% em 5 anos. Essa redução tem origem no aumento expressivo de VEs no mundo, fazendo com que as baterias de VEs sejam mais baratas (Catsaros, 2024). A possibilidade de reutilização de baterias de VEs pode fazer com que os custos dos SAEBs sejam reduzidos (Tankou; Bieker; Hall, 2023).

2.2.3 Parâmetros da Rede

Os três parâmetros da rede estudados nesse trabalho, de forma a mensurar os impactos da inserção de REDs, são os níveis de tensão, as perdas técnicas e a demanda de pico. Cada um deles será apresentado a seguir.

2.2.3.1 Níveis de Tensão

A tensão de fornecimento é um critério fundamental para a qualidade do suprimento de energia elétrica, influenciando diretamente o desempenho e a durabilidade dos equipamentos elétricos. Cada dispositivo opera dentro de uma faixa específica de tensão, de modo que valores abaixo do nominal podem comprometer seu funcionamento, enquanto valores acima do limite admissível podem resultar em danos aos equipamentos, reduzindo sua vida útil e aumentando os riscos operacionais.

A ANEEL define normas de fornecimento de energia para garantir o funcionamento adequado de equipamentos na rede. Desta forma, [ANEEL \(2021d\)](#) separa as tensões fornecidas em três categorias, representando fornecimento adequado, precário e crítico. Elas são mostradas na [Figura 2.4](#).

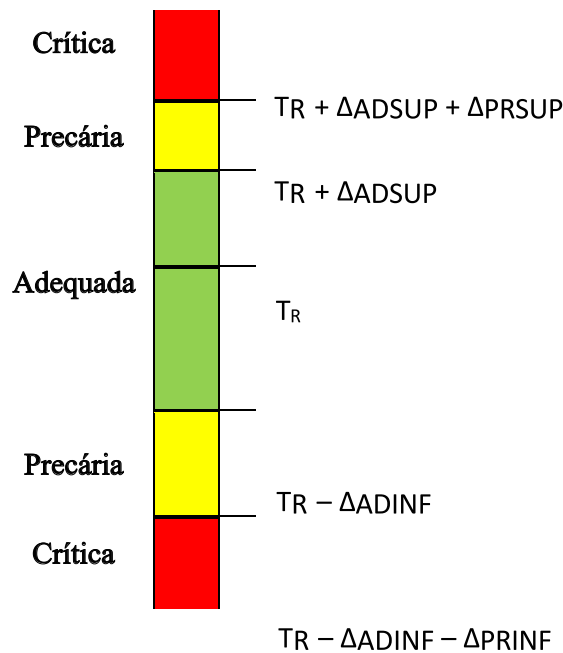


Figura 2.4 – Faixas de tensão de fornecimento.

Fonte: Adaptado de [ANEEL \(2021d\)](#).

Da [Figura 2.4](#) pode-se perceber que as cores verde, amarela e vermelha são associadas à faixa de fornecimento. A verde representa a tensão adequada, a amarela, a precária, e a vermelha, a crítica. Elas são categorizadas com base na tensão de referência (T_R).

Empregando-se estas faixas, são construídos dois indicadores de qualidade de energia

em regime permanente. Os indicadores são a Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e a Duração Relativa da Transgressão Crítica (DRC). Elas são mensuradas com base em 1.008 leituras das tensões em um barramento em intervalos de 10 minutos, dado pelas [Equações \(2.5\) e \(2.6\)](#)

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100 \quad (2.5)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100 \quad (2.6)$$

Em que:

- *DRP*: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária [%];
- *DRC*: Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica [%];
- *nlp*: Maior valor, entre as fases medidas, do número de leituras situadas na faixa precária [adim.]; e
- *nlc*: Maior valor, entre as fases medidas, do número de leituras situadas na faixa crítica [adim.].

Às distribuidoras, são definidos limites máximos do *DRP* e do *DRC*. Quando eles não são atendidos, as UCs são compensadas financeiramente, com base na [Equação \(2.7\)](#).

$$\text{Comp.} = \left(\frac{DRP - DRP_{\text{limite}}}{100} \times k_1 + \frac{DRC - DRC_{\text{limite}}}{100} \times k_2 \right) \times EUSD \quad (2.7)$$

Em que:

- *Comp.*: Compensação aos clientes [R\$];
- *DRP_{limite}*: Limite de tolerância do *DRP*, de 3% [%];
- *DRC_{limite}*: Limite de tolerância do *DRC*, de 0,5% [%];
- *k₁*: 0, caso *DRP* ≤ *DRP_{limite}*, e 3, caso *DRP* > *DRP_{limite}* [adim.];
- *k₂*: 0, caso *DRC* ≤ *DRC_{limite}*, e, caso *DRC* > *DRC_{limite}*: 7 para fornecimento em baixa tensão, 5 para média tensão e 3 para alta tensão [adim.]; e
- *EUSD*: Encargo de Uso do Sistema de Distribuição [R\$]

A introdução de REDs pode afetar a qualidade do fornecimento, e eventualmente a tensão dos barramentos do alimentador ao qual eles pertencem. Isso ocorre especialmente para a geração distribuída fotovoltaica (GDFV), onde locais em que se tenha muitos SFVs podem apresentar uma drástica redução no fluxo de potência pelos condutores, que, devido à lei de Ohm, leva a um aumento das tensões.

2.2.3.2 Perdas Técnicas

De acordo com [ANEEL \(2022d\)](#), as perdas elétricas são a “*energia elétrica gerada que passa pelas linhas de transmissão (Rede Básica) e redes da distribuição, mas que não chega a*

ser comercializada, seja por motivos técnicos ou comerciais”. As perdas por motivos técnicos, ou simplesmente perdas técnicas, decorrem de processos físicos na geração, transmissão e distribuição. A Figura 2.5 apresenta a composição de perdas no SEB.

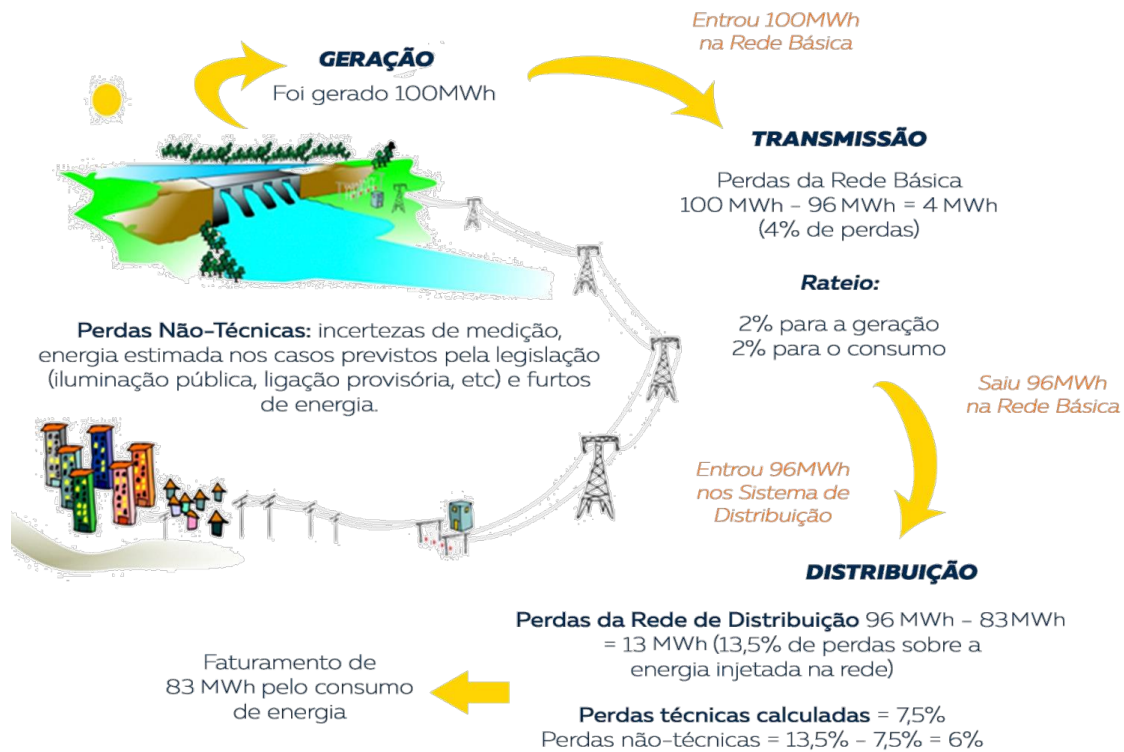


Figura 2.5 – Exemplo de perdas de energia no SEB.

Fonte: ANEEL (2022d).

Na rede de distribuição, as perdas técnicas estão associadas às perdas nos condutores e às perdas por transformação. As perdas nos condutores são proporcionais ao quadrado da corrente nos condutores, devido ao efeito Joule. As perdas por transformação ocorrem nos transformadores e reguladores de tensão e possuem uma parcela fixa e uma que varia com o carregamento dos equipamentos.

De forma a quantificar as perdas técnicas no sistema de distribuição, a ANEEL emprega *softwares* de fluxo de carga e modelos computacionais dos alimentadores de distribuição. As concessionárias de distribuição devem fornecer esses modelos à ANEEL por meio da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD).

A integração de REDs muda as características de consumo de energia das cargas, com a geração própria da GD. Essa mudança no consumo pode reduzir ou aumentar a corrente nos condutores e o carregamento dos transformadores, afetando nas perdas técnicas.

2.2.3.3 Demanda de Pico

A demanda de um alimentador, de acordo com [ANEEL \(2021e\)](#), é a média “das potências elétricas ativas ou reativas, injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição durante um intervalo de tempo especificado”. A distribuidora supre essa demanda fornecendo energia elétrica por meio de subestações de distribuição. Essas subestações recebem energia do sistema de transmissão e de geradores conectados nelas, e a fornecem aos alimentadores de sua área de concessão.

Elas são categorizadas entre: residenciais; industriais; comerciais; rurais; poder público; iluminação pública; serviço público; e consumo próprio. As distribuidoras fazem campanhas de medição, onde elas mensuram a demanda de algumas UCs, considerando períodos de 15 minutos e de uma hora. Curvas de carga típicas das UCs de cada uma das categorias são montadas com as leituras horárias, considerando os dias úteis, sábados, e domingos e feriados, para cada mês do ano, para uso da ANEEL no cálculo das perdas técnicas.

A integração de MMGD faz com que parte da demanda de energia seja suprida pelos próprios consumidores. Quando há uma expressiva penetração de GDFV, ocorre a chamada “curva de pato”. A [Figura 2.6](#) mostra a demanda total e líquida do Sistema Interligado Nacional (SIN), e as fontes que atenderam-a, no dia 11 de agosto de 2024.

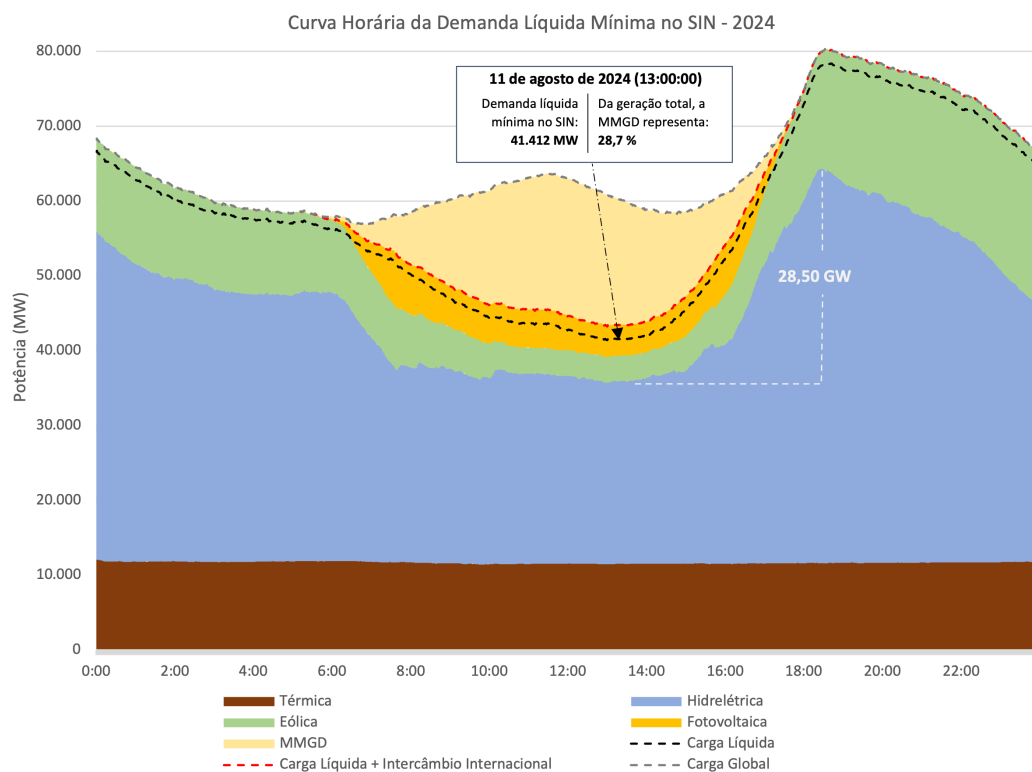


Figura 2.6 – Demanda líquida e fontes de geração do Sistema Interligado Nacional no dia 11/08/2024.

Fonte: [ONS \(2024a\)](#).

Percebe-se que uma parcela significativa da energia demandada foi suprida pela MMGD no período das 06:00 às 18:00, e que há uma queda na demanda das fontes centralizadas. Também ocorre uma elevada rampa de carga com a redução da energia gerada a partir das 16 horas, de 28,5 GW. Esses dois aspectos caracterizam a curva de pato.

Em alguns alimentadores, a energia gerada pelos SFVs é capaz de suprir toda a demanda do alimentador. Nesses casos ocorre o fluxo de potência no sentido do alimentador à subestação de distribuição. Quando ele ocorre, são necessárias diversas alterações nos equipamentos da distribuidora.

2.2.4 Tarifa de Energia

Cada concessionária de distribuição de energia elétrica possui tarifas específicas aplicáveis às UCs acessantes. Essas unidades são classificadas em Grupos Tarifários (A e B) e Classes Consumidoras (Residencial, Industrial, Comercial, Rural e Poder Público), cujas tarifas são calculadas e regulamentadas pela ANEEL ([ANEEL, 2022a](#)).

A tarifa de energia elétrica remunera os serviços de geração, transmissão, distribuição e comercialização da eletricidade. Sua estrutura é dividida em duas parcelas: Parcela A, que engloba os custos de compra de energia, transmissão e encargos setoriais, e Parcela B, que corresponde à distribuição de energia. Sobre ambas as parcelas incidem tributos federais e estaduais ([ANEEL, 2022b](#)).

Os consumidores conectados em baixa tensão (Grupo Tarifário B) podem optar por duas modalidades tarifárias: Convencional Monômnia e Horária Branca. Em ambas, o pagamento incide exclusivamente sobre o consumo de energia, sem cobrança adicional por demanda ou potência reativa ([ANEEL, 2022c](#)). A principal diferença entre elas está na variação horária da tarifa: enquanto a Convencional Monômnia possui um valor fixo, a Horária Branca apresenta três postos tarifários distintos (fora de ponta, intermediário e ponta), aplicáveis apenas em dias úteis¹ ([ANEEL, 2022e](#)).

No caso da MMGD, a aplicação da tarifa de energia depende da quantidade de eletricidade consumida e injetada na rede elétrica. A medição desses valores é realizada por meio de um medidor bidirecional, e o custo de disponibilidade da unidade consumidora também é considerado. A energia injetada na rede é compensada por meio do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), no qual a tarifa da unidade consumidora é calculada com base no saldo energético, isto é, a diferença entre a energia consumida e a energia injetada ([ANEEL, 2024c](#)).

¹ Em dias não-úteis, é aplicado o preço da tarifa fora de ponta

2.2.5 Modelagem Elétrica

A representação de sistemas elétricos físicos em ambientes computacionais é essencial para o conhecimento e planejamento de sistemas elétricos reais. Para tanto, arquivos chamados de *scripts* modelam computacionalmente a rede elétrica, por meio de cargas, geradores, linhas, e outros equipamentos, todos eles conectados a barramentos. O principal método de estudo da rede é o de fluxo de carga, no domínio da frequência e em estado permanente

Nesse método, via *scripts*, criam-se nós para cada uma das barras, e os componentes são transformados em admitâncias e fontes conectados aos nós. Unindo as admitância e fontes, monta-se a matriz de admitância nodal do sistema $\mathbf{Y}_{sys}$, que associa as correntes do sistema às tensões dos nós. A matriz de admitância nodal é invertida, para se calcular as tensões e correntes de cada barramento.

As parcelas não-lineares dos componentes, como a eficiência dos inversores, a parcela da carga ativa das UCs, e os transformadores, são modelados por meio de fontes de corrente, por meio do equivalente de Norton. De tal forma, o cálculo das tensões dos sistema utiliza soluções numéricas iterativas da [Equação \(2.8\)](#) para determinar as condições em regime permanente da rede ([EPRI, 2016](#); [Dugan; Montenegro; Ballanti, 2022](#)).

$$\mathbf{V}_{n+1} = \mathbf{Y}_{sys}^{-1} \mathbf{I}_{inj}(\mathbf{V}_n) \quad (2.8)$$

Em que:

- $\mathbf{V}_k$: Vetor de tensões do barramento para iteração k [V];
- $\mathbf{Y}_{sys}$: Matriz de admitância nodal do sistema [S]; e
- $\mathbf{I}_{inj}(\mathbf{V})$: Correntes injetadas no sistema, de acordo com as tensões $\mathbf{V}$ [A].

2.3 Análise de Viabilidade Econômica

A análise de viabilidade econômica é o método empregado para determinar se um investimento deve ser realizado. Ela estima o lucro ou prejuízo do projeto, o retorno, e os riscos do empreendimento. Toda escolha de investir, e em que investir, idealmente inicia pela análise de viabilidade econômica.

O estudo de viabilidade econômica depende de dois passos: a determinação do fluxo de caixa para a vida útil completa do projeto, e o cálculo dos indicadores econômicos. Eles serão abordados a seguir

2.3.1 Fluxo de caixa

O fluxo de caixa (FC) é a contabilização, ao longo da vida útil, das entradas e saídas financeiras do empreendimento, como as receitas, despesas, investimentos, e tributos. O

método do fluxo de caixa descontado (FCD) consiste em trazer os valores futuros projetados no fluxo de caixa para o valor presente, permitindo a comparação de montantes financeiros em diferentes períodos de tempo. Essa abordagem viabiliza a avaliação da viabilidade econômica de investimentos, considerando o valor temporal do dinheiro e a taxa de desconto aplicada (Camargos, 2022).

As duas principais abordagens do FCD são o fluxo de caixa livre para o acionista (FCLA), que está associado ao retorno do investimento para os investidores, e o fluxo de caixa livre para a empresa (FCLE), que determina o valor da companhia como um todo. A distinção entre essas abordagens reside na taxa de desconto utilizada no cálculo do valor presente: enquanto o FCLA emprega o custo do capital próprio, o FCLE utiliza o custo médio ponderado de capital (CMPC, em inglês, WACC), refletindo a estrutura de financiamento da empresa (Damodaran, 2011).

2.3.2 Custo de Capital

O custo de capital é uma forma de representar o custo de oportunidade do recurso em determinado investimento. Quem detém capital, seja o investidor ou financiador, utiliza-o para precificar a tomada de decisão do investimento.

O capital é separado em capital próprio (relativo aos acionistas e investidores do empreendimento, que são seus donos) e capital de terceiros (agentes bancários, que financiam). Ao assumir uma maior parcela dos riscos, o capital próprio é melhor remunerado que o capital de terceiros (Camargos, 2022).

2.3.3 Indicadores de Viabilidade Econômica

Os indicadores de viabilidade econômica analisam a viabilidade econômica do empreendimento. Eles podem estimar o lucro, o retorno ao longo do tempo, o tempo de retorno, o risco, entre outros aspectos. Os indicadores também são utilizados para comparar diferentes projetos. Normalmente, eles empregam múltiplos indicadores, como forma de analisar os diferentes aspectos do investimento em face de alguns critérios do investidor.

Neste estudo, serão aplicados três indicadores, a saber: o valor presente líquido (VPL), a taxa interna de retorno modificada (TIRM), e o *payback* descontado (PBD). Eles representam, respectivamente, o potencial de criação de valor do investimento, a taxa de retorno dos recursos aplicados, e o tempo para que haja retorno líquido do investimento.

2.4 Análise de Sensibilidade

A análise de sensibilidade é uma área de estudo da modelagem, próxima à análise de risco, em que são estudados os efeitos da incerteza dos fatores de entrada sobre as saídas de

um modelo (Tarantola *et al.*, 2024). Rosen (1991) define que um modelo é uma representação de um sistema, natural ou artificial, por meio das regras e estruturas de um sistema formal, ou seja, matemático. Ele pode ser descrito como uma função $g : X \rightarrow Y$, possuindo n entradas (ou fatores de entrada) reais ($X \subseteq \mathbb{R}^n$) e D saídas reais ($Y \subseteq \mathbb{R}^D$). O processo de uso dos valores de entrada para determinação das saídas é chamado de execução do modelo.

O uso da análise de sensibilidade possui diversas finalidades, entre elas a:

- a) quantificação do efeito da variação de parâmetros sobre a saída de um modelo;
- b) identificação dos fatores mais ou menos importantes;
- c) compreensão do modelo;
- d) análise do sistema natural; e
- e) controle de robustez de processos e modelos.

Ela é dividida em três tipos, univariada, local, e global. Elas se diferenciam principalmente pela forma de estudo das entradas. Borgonovo e Plischke (2016) apresenta o funcionamento das três, que serão sintetizadas a seguir.

A análise univariada avalia o efeito da variação das entradas individualmente. Determinística, analisa uma entrada x_i por vez, fazendo com que ela assuma um valor diferenciado x'_i , enquanto todas as outras são mantidas constantes. Isso se repete para todas as entradas. Esse é o tipo de análise mais comum na literatura (Borgonovo; Plischke, 2016). Saltelli *et al.* (2019) argumenta que esse método desconsidera não-linearidades ou fortes interações entre os modelos, e recomenda evitar seu uso em modelos mais complexos.

A análise local envolve a exploração do modelo ao redor de um ponto de operação, explorando variações de todos os fatores de entrada de forma determinística. Valores de referência ($\mathbf{x}^0$), de variação positiva ($\mathbf{x}^+$), e negativa ($\mathbf{x}^-$), para cada fator de entrada são utilizados na execução do modelo, compreendendo todas as combinações possíveis. Ele quantifica as interações entre parâmetros, conferindo-lhe maior robustez. O baixo número de valores em que cada fator é analisado leva a uma baixa exploração do espaço de entradas. Modelos com grande número de fatores de entrada também necessitam de um número elevado de valores simulados, de ordem 2^n .

A análise global busca compreender como a incerteza nas variáveis de entrada de um modelo influencia suas saídas. Para isso, são aplicados modelos probabilísticos às entradas, definindo funções de distribuição para cada uma delas, o que justifica sua denominação alternativa como análise de sensibilidade probabilística. A partir dessa abordagem, as incertezas das entradas são propagadas através do modelo, resultando em saídas que também possuem distribuições de probabilidade associadas, possibilitando uma avaliação mais abrangente e robusta dos impactos das variáveis no sistema analisado. Na estatística, esse processo é chamado de transformação dos dados (Morettin; Bussab, 2021).

Com base na relação entre as distribuições das saídas, das entradas, e medidas esta-

tísticas como a variância, são obtidos os resultados desse método, chamados de índices de sensibilidade. Esses resultados, em geral, dizem o quão sensível uma entrada é à alguma saída, sob a ótica da saída, ou o quão influente, sob a ótica da entrada.

Diversos índices são utilizados na literatura para avaliar a sensibilidade de modelos, sendo os principais o índice de variância, que mede a contribuição de cada variável de entrada para a variabilidade das saídas, e o índice de densidade, que analisa a distribuição das saídas em função das incertezas nas entradas. Esses índices permitem uma compreensão mais aprofundada da influência de cada parâmetro, auxiliando na tomada de decisões e na otimização de sistemas complexos (Borgonovo; Hazen; Plischke, 2016). Alguns índices determinam como a melhor decisão de um investimento dependerá dos fatores de entrada, ou decompõem a variabilidade das saídas entre influências individuais, conjuntas e por interações (Borgonovo; Plischke, 2016).

Um dos principais desafios dos métodos de densidade global é a determinação das medidas de incerteza, uma vez que não há soluções analíticas para esse cálculo devido ao uso de abordagens probabilísticas, exigindo, portanto, a aplicação de métodos numéricos. A estimativa dos índices é geralmente realizada por meio do método de estimadores, com destaque para a utilização do método de Monte Carlo e de sequências de baixa dispersão, que aprimoram a taxa de convergência dos índices ao promover uma amostragem mais eficiente do espaço amostral. Entre os principais índices empregados, destaca-se o índice de influência do δ , também conhecido como delta de Borgonovo ou medida de sensibilidade de densidade, sendo amplamente utilizado para avaliar a relevância das variáveis de entrada na distribuição das saídas do modelo.

Neste estudo, será empregado o índice de influência do δ , que também é chamado de delta de Borgonovo, e de medida de sensibilidade de densidade. A [subseção 2.4.3](#) apresenta aspectos mais aprofundados sobre o método do índice de influência do δ .

2.4.1 Sequências de Baixa Dispersão

Para reduzir a quantidade de simulações necessárias, uma abordagem eficiente consiste em aprimorar a distribuição dos pontos no espaço amostral. Uma estratégia para alcançar esse objetivo é o uso de sequências de baixa dispersão, que correspondem a métodos determinísticos de geração de números, proporcionando uma distribuição mais uniforme ao longo do domínio das variáveis de entrada em comparação com números gerados aleatoriamente. A geração desses valores ocorre por meio de uma variável auxiliar, geralmente denotada por $\mathbf{u}$, que permite a obtenção de pontos amostrais mais representativos, otimizando a convergência dos modelos numéricos.

Existem diferentes formas de geração dessas sequências, mas em geral, empregam-se sequências de valores no disco unitário com baixa dispersão. É provado em [Borgonovo e](#)

Plischke (2016), para métodos de Monte Carlo, que a taxa de erro decresce à razão $o(\frac{1}{\sqrt{N}})$, enquanto que para métodos com sequências de baixa dispersão decresce à taxa $o(\frac{1}{N})$.

A Equação (2.9) apresenta o método de conversão de sequência de baixa dispersão para as entradas.

$$\mathbf{u} \in I^n \mapsto \mathbf{x} = F_{\mathbf{X}}^{-1}(\mathbf{u}) \mapsto \mathbf{y} = g(\mathbf{x}) \quad (2.9)$$

Em que:

- $\mathbf{u}$: Variável auxiliar utilizada somente para gerar as entradas do modelo, não sendo utilizado caso sejam gerados diretamente ou se utilizem dados reais;
- I^n : Domínio limitado entre 0 e 1 ($I = \{u \in [0,1]\}$); e
- $F_{\mathbf{X}}^{-1}$: Função quartil do conjunto de entradas $\mathbf{X}$.

Para obtenção dos resultados, é aplicado o método de Monte Carlo. Ele consiste na geração de $N_f \times n$ valores de u , limitados entre 0 e 1, com base nas sequências de baixa dispersão. Esses valores são, então, transformados em valores para as entradas $x_1, \dots, x_n$ por meio da função quartil das entradas ($F_{\mathbf{X}}^{-1}$). Com isso, cada conjunto de n valores gerados para a amostra $f(x_1^f, \dots, x_n^f)$ são aplicados no modelo g . Como resultado, D valores das saídas, associada à amostra m são obtidos ($y_1^f, \dots, y_D^f$).

Existem diversos métodos, onde estão incluídos o de Halton, usado nesse estudo. Para maiores referências, indicamos Ökten e Liu (2021) e Hung (2024).

2.4.2 Estimadores

Para o cálculo dos índices de sensibilidade global, incluindo o delta de Borgonovo, será utilizado o método de estimadores, amplamente empregado devido à sua capacidade de fornecer resultados a partir das amostras geradas pelo método de Monte Carlo. Essa abordagem permite a estimativa dos índices sem a necessidade de conhecimento prévio das funções analíticas do modelo, garantindo maior flexibilidade e aplicabilidade em diferentes contextos, especialmente em sistemas complexos com incertezas associadas. (Plischke; Borgonovo; Smith, 2013).

O método de estimadores consiste em, dado N_f cenários de sensibilidade, ou amostras das entradas do modelo e as saídas correspondentes, separar os N_f resultados (Y) dos cenários em $M(N_f)$ partições ($\mathcal{P}_m$) com base na proximidade das entradas, para cada fator de entrada a ser analisado. Em seguida, são obtidas as funções de densidade empíricas da partição ($\hat{f}_{Y|X \in \mathcal{P}_m}$) e dos resultados ($\hat{f}_Y$), que são empregadas pela função estimadora (ζ) do índice de sensibilidade ξ .

O cálculo do estimador do índice de sensibilidade é apresentado na Equação (2.10).

$$\hat{\xi} = \frac{1}{N_f} \sum_{m=1}^{M(N_f)} |\mathcal{P}_m| \times \zeta \left(\hat{f}_Y, \hat{f}_{Y|X \in \mathcal{P}_m} \right) \quad (2.10)$$

Em que:

- $\hat{f}_{Y|X \in \mathcal{P}_m}(y)$: Função de densidade empírica da partição dos resultados $\mathcal{P}_m$ em y ;
- $|\mathcal{P}_m|$: Cardinalidade (número de elementos) da partição $\mathcal{P}_m$;
- $\mathcal{P}_m$: Partição de número m dos resultados;
- $\hat{\xi}$: Estimação do índice de sensibilidade ξ ;
- $M(N_f)$: Número de partições realizadas para os N_f cenários; e
- $\zeta(f_a, f_b)$: Função estimadora do índice de sensibilidade ξ , calculada por meio das curvas de densidade f_a e f_b .

Este método é estatisticamente consistente, sendo tal fato provado em [Borgonovo, Hazen e Plischke \(2016\)](#), estudo onde também são apresentados os métodos de calcular as partições. O número de partições ótimo é dado pela [Equação \(2.11\)](#).

$$M(N_f) = \left\lceil \sqrt[3]{N_f} \right\rceil \quad (2.11)$$

Para convergência mais consistente, as partições devem seguir os quantis dos dados de entrada ([Borgonovo; Hazen; Plischke, 2016](#)). Assim, a m -ésima partição $\mathcal{P}_m$ deve ser construída de tal forma que:

$$\mathcal{P}_m = \left\{ (x, y) \mid y = g(x) \text{ e } x \in X \cap \left[q_X \left(\frac{m-1}{M} \right), q_X \left(\frac{m}{M} \right) \right] \right\} \quad (2.12)$$

Em que:

- $q_X(u)$: Função quantil (inversa da função de probabilidade acumulada) de X .

O [Exemplo 2.1](#) apresenta o funcionamento do método de estimadores.

Exemplo 2.1. Como exemplo, tome o conjunto de pares e saídas em $U = \{(x, y) \mid y = f(x), y \in Y \text{ e } x \in X\}$, com $X = \{0, 1, 2, 3, 4\}$ e $Y = \{f(0), f(1), f(2), f(3), f(4)\}$. Podemos particionar U em dois subconjuntos, $M = 2$, de forma que $\mathcal{P}_1 = \{(0, f(0)), (1, f(1)), (2, f(2))\}$ e $\mathcal{P}_2 = \{(3, f(3)), (4, f(4))\}$. São calculadas 3 funções de distribuição empíricas, $\hat{f}_Y(y)$, $\hat{f}_{Y|X \in \mathcal{P}_1}(y)$ e $\hat{f}_{Y|X \in \mathcal{P}_2}(y)$.

Por fim, a estimativa do índice de sensibilidade é calculada por meio da [Equação \(2.13\)](#).

$$\hat{\xi} = \frac{1}{5} \times \left[3 \times \zeta(\hat{f}_Y, \hat{f}_{Y|X \in \mathcal{P}_1}) + 2 \times \zeta(\hat{f}_Y, \hat{f}_{Y|X \in \mathcal{P}_2}) \right] \quad (2.13)$$

2.4.3 Métodos de Densidade

O índice de sensibilidade do delta de Borgonovo está dentre os diversos métodos de densidade que empregam as funções de densidade de probabilidade. Um dos seus grandes benefícios é informar, com propriedade, se um fator de entrada influencia ou não o modelo, mesmo com correlações, não-linearidades e interações entre entradas, sendo inequívoco (Borgonovo, 2007).

Este método utiliza a diferença esperada da função de densidade de probabilidade de sua saída (obtida com base na transformação das probabilidades das entradas por $g(X_1, \dots, X_n) = Y$) à função de densidade de probabilidade dessa mesma entrada, mas quando o fator de entrada x_i é mantido em um valor fixo x_i^* , ou seja, quando todas entradas menos x_i variam (obtida via transformação das probabilidades das entradas por $g(X_1, \dots, x_i^*, \dots, X_n) = Y_{cond}$) (Borgonovo; Castaings; Tarantola, 2011). É empregado o valor esperado com relação a x_i , e assim considera-se todos os valores que x_i^* pode assumir.

Matematicamente, ele é igual ao valor esperado das distâncias L^1 (distância de Manhattan) das funções de densidade de probabilidade livre e condicional. Graficamente, a distância de Manhattan de duas curvas é a área contida entre elas;

A Equação (2.14) apresenta a fórmula do delta de Borgonovo.

$$\delta_i^k = \frac{1}{2} \mathbb{E}_{x_i^*} \left[\int_{Y_k} \left| f_{Y_k}(y_k) - f_{Y_k|X_i=x_i^*}(y_k) \right| dy_k \right] \quad (2.14)$$

Em que:

- δ_i^k : Delta de Borgonovo para o fator de entrada i e saída k ;
- $E_{x_i^*}$: Esperança considerando a variação de x_i^* ;
- Y_k : Espaço amostral da saída k do modelo;
- $f_{Y_k}(y_k)$: Função de densidade de probabilidade da saída k do modelo em y_k ; e
- $f_{Y_k|X_i=x_i^*}(y_k)$: Função de densidade de probabilidade condicional à $X_i = x_i^*$ da saída k do modelo em y_k .

Por meio da Equação (2.14), podem ser observadas diversas vantagens desse método. A primeira delas é que a métrica resultante é inequívoca e limitada entre 0 e 1. O índice assume o valor $\delta = 0$ se, e somente se, a variável de entrada não influencia a variável de saída, enquanto valores $\delta = 1$ indicam que a entrada determina completamente a saída. Essa propriedade decorre do uso de funções de densidade, em vez dos valores reais das saídas, tornando a medida mais robusta.

A segunda vantagem é sua invariância a transformações monotônicas, ou seja, transformações que preservam a ordem dos pontos nas entradas, como todas as transformações lineares, logarítmicas e exponenciais. Dessa forma, se um valor pode ser expresso tanto em decibéis quanto em números reais, o índice δ permanece o mesmo, indicando a mesma influência da variável de entrada na saída. Essa propriedade torna o método flexível para

diferentes representações dos dados e permite ajustes que melhoram a convergência dos resultados.

Por fim, a terceira vantagem é que o índice δ constitui uma medida forte de correlação, sendo mais eficiente do que outros índices de sensibilidade na captura da relação entre variáveis (Borgonovo; Plischke, 2016).

A fórmula para estimação foi desenvolvida em Borgonovo e Plischke (2016). Portanto, seguindo o desenvolvido na subseção 2.4.2, são empregadas as Equações (2.15) e (2.16).

$$\gamma_i^k(\mathcal{P}_m) = \int_{\min Y_k}^{\max Y_k} \left| \hat{f}_{Y_k}(y_k) - \hat{f}_{Y_k|X_i \in \mathcal{P}_m}(y_k) \right| dy_k \quad (2.15)$$

$$\delta_i^k = \frac{1}{N_f} \sum_{m=1}^{M(N_f)} |\mathcal{P}_m| \times \gamma_i^k(\mathcal{P}_m) \quad (2.16)$$

Em que:

- $\gamma_i^k(\mathcal{P}_m)$: Estimador do delta da partição $\mathcal{P}_m$, para o fator de entrada i e saída k , igual a $\zeta(\hat{f}_Y, \hat{f}_{Y|X \in \mathcal{P}_m})$.

Como se vê, é necessária a obtenção da função de densidade empírica ($\hat{f}_Y(y)$) e as funções de densidade condicionais ($\hat{f}_{Y|X \in \mathcal{P}_m}(y)$) de cada uma das partições. Para isso, será utilizada a estimação de densidade *kernel*. Ela gera uma aproximação da função de densidade empírica atribuindo, para cada observação y_f , uma função chamada *kernel* centrada em si, atribuindo uma probabilidade de encontrar um valor próxima a si. Dessa forma, ao calcular a média das funções para um determinado valor de y , obtém-se a densidade de probabilidade associada à ocorrência desse valor, permitindo a aproximação da função de densidade. Esse procedimento possibilita uma estimativa mais precisa da distribuição das saídas do modelo, contribuindo para uma análise mais robusta da incerteza e da sensibilidade das variáveis de entrada (Honkela, 2020; Węglarczyk, 2018).

O método emprega um valor conhecido como banda (h_B), associada à função *kernel*, que controla o peso de cada observação. Para determinação da banda foi empregado o método de validação cruzada, apresentado em (Honkela, 2020). A função de densidade empírica considerando todos os resultados, e a função de densidade empírica da partição m , são dadas, respectivamente, pelas equações Equações (2.17) e (2.18).

$$\hat{f}_Y(y) = \frac{1}{N_f} \sum_{f=1}^{N_f} \frac{1}{h} K\left(\frac{y - y_f}{h_B}\right) \quad (2.17)$$

$$\hat{f}_{Y|X \in \mathcal{P}_m}(y) = \frac{1}{|\mathcal{P}_m|} \sum_{y_f \in \mathcal{P}_m} \frac{1}{h_m} K\left(\frac{y - y_f}{h_{B,m}}\right) \quad (2.18)$$

Em que:

- $\hat{f}_Y(y)$: Função de densidade empírica dos resultados em y ;
- h_B : Banda do kernel para o conjunto total dos resultados;
- $K(v)$: Função kernel;
- y_f : Resultado do modelo correspondente à amostra f ; e
- $h_{B,m}$: Banda do kernel usado na função de densidade empírica da m -ésima partição dos resultados.

2.5 Contagem de Ciclos

A contagem de ciclos é um processo, que faz parte da análise de fadiga, busca identificar o estresse ao qual sistemas experimentam. Ele possibilita identificar possíveis pontos de falha e a degradação dos sistemas. Para tanto, ela é utilizada, principalmente, na análise de sistemas mecânicos. Porém, no ramo da Engenharia Elétrica, ela é empregada na contabilização de estresses de: sistemas eletromecânicos (motores e geradores elétricos) (Lindh *et al.*, 2016); semicondutores (GopiReddy *et al.*, 2015); equipamentos eletroquímicos (Serrao *et al.*, 2005; Xu *et al.*, 2018); veículos (Lindh *et al.*, 2016; Serrao *et al.*, 2005); e sistemas de armazenamento de energia (Xu *et al.*, 2018; Tziovani; Hadjidemetriou; Timotheou, 2024; Berg *et al.*, 2022; Alam; Saha, 2016), entre outros.

O algoritmo *Rainflow*, conforme definido na norma ASTM E1049-85, é um método amplamente utilizado na análise de fadiga para a contagem de ciclos (ASTM International, 2023). Esse processo exige a existência de uma curva de carga ou carregamento, que represente o estresse ao qual o sistema é submetido. Com base nesta curva, o algoritmo identifica e contabiliza os ciclos e semiciclos de tensão, determinando suas respectivas amplitudes de carregamento. Essas informações são essenciais para a previsão da vida útil de componentes estruturais sujeitos a variações cíclicas de tensão.

Nesse algoritmo, a curva de carregamento é decomposta em seus extremos (picos e vales) onde ocorrem reversões na tendência². Via extremos, são obtidas faixas de variação entre extremos consecutivos. Então, os ciclos e os semiciclos são identificados, bem como suas amplitudes, resultando em um número de ciclos para cada amplitude. Um ciclo completo, com valor 1, é caracterizado por dois extremos consecutivos inseridos por outros dois extremos, enquanto um semiciclo com valor 0,5, é caracterizado por dois extremos consecutivos que não estão entremeados por outros dois.

Exemplo 2.2. A Figura 2.7 apresenta o funcionamento por meio de seis gráficos exemplificativos do processo, com base em uma curva de carga exemplificativa.

² Da norma ASTM E1049-85, é quando muda o sinal da derivada da curva de carregamento

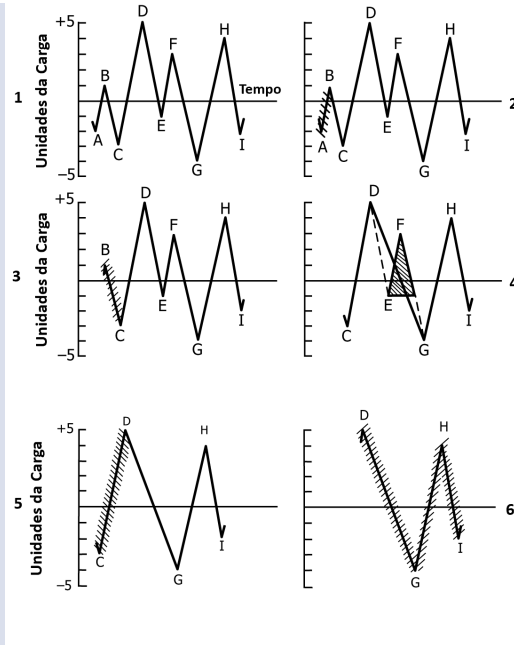


Figura 2.7 – Processo de contagem de ciclos a partir do método *Rainflow* para uma curva de carga de exemplo.

Fonte: Adaptado de [ASTM International \(2023\)](#).

Observando a [Figura 2.7](#) se vê, para cada um dos seis gráficos exemplificativos, que: o primeiro expõe o carregamento ao longo do tempo; o segundo, a extração de um semiciclo de amplitude 3; o terceiro, a extração de outro semiciclo com amplitude 4; o quarto, a extração de um ciclo completo de amplitude 4; e o quinto e o sexto, a extração de todas as outras curvas como semiciclos.

Com base nessas observações é possível elaborar a [Tabela 2.1](#), que contém o número de ciclos, a amplitude de ciclos e os extremos que geraram os ciclos.

Tabela 2.1 – Contagem de Ciclos a partir do método *Rainflow*.

Amplitude (unidade)	Número de Ciclos	Eventos
10	0	
9	0,5	D-G
8	1	C-D, G-H
7	0	
6	0,5	H-I
5	0	
4	1,5	B-C, E-F
3	0,5	A-B
2	0	
1	0	

Fonte: Adaptado de [ASTM International \(2023\)](#).

2.6 Considerações Finais

Neste capítulo foram apresentadas as características dos REDs, abrangendo aspectos dos sistemas fotovoltaicos, sistemas de armazenamento de energia, dos parâmetros da rede e da modelagem elétrica. Em seguida, apresentou-se alguns fundamentos da análise de viabilidade econômica, discorrendo sobre o fluxo de caixa e o custo de capital. Foi apresentada a base matemática da análise de sensibilidade, e, por fim, demonstrado o processo de contagem de ciclos.

3 Metodologia

3.1 Considerações iniciais

Este capítulo apresenta a metodologia adotada para identificação da influência de fatores técnicos e financeiros na viabilidade de SAEBs na rede elétrica. Ele é composto pelas seguintes seções:

- a) [Seção 3.2](#) – apresenta a visão geral da metodologia;
- b) [Seção 3.3](#) – exhibe o método de determinação dos impactos técnicos;
- c) [Seção 3.4](#) – expõe o processo de quantificação dos impactos financeiros;
- d) [Seção 3.5](#) – descreve como é realizada a análise de sensibilidade global;
- e) [Seção 3.6](#) – mostra como será efetuada a análise de sensibilidade univariada do prêmio.

Ao final do capítulo, são expostas considerações finais acerca do que foi proposto.

3.2 Visão geral

Em linhas gerais, a metodologia consiste em 4 etapas diferentes, exibidas na [Figura 3.1](#).

A primeira etapa, modelagem e cálculo dos impactos técnicos, consiste na execução de fluxos de carga da rede elétrica com a inserção de SFVs e SAEBs para diferentes níveis de penetração, estratégias de controle do despacho das baterias e valores dos fatores técnicos. Os impactos técnicos são mensurados em termos das perdas técnicas, da demanda de pico e dos níveis de tensão. A taxa de uso e a energia despachada das baterias também são calculadas.

Os impactos financeiros sob as óticas da concessionária e dos prosumidores são determinados na segunda etapa, considerando cada amostra de fatores financeiros, nível de penetração e estratégia de controle. Do ponto de vista da concessionária, monetizam-se os impactos técnicos, e, dos prosumidores, calculam-se os indicadores de viabilidade do conjunto de SAEBs.

A terceira etapa compreende a realização da análise de sensibilidade global conjunta dos fatores técnicos e financeiros, de modo a aferir a influência deles nos impactos que a distribuidora e os prosumidores experimentam. Nesta análise, são empregados os resultados das primeira e segunda etapas. Os fatores técnicos e financeiros são ponderados conjuntamente. Com isso busca-se identificar as influências conjuntas e interações entre os fatores técnicos e financeiros.

A quarta etapa contempla a avaliação dos efeitos da repartição dos benefícios da inserção de REDs na rede (impactos técnicos monetizados) entre as UCs instaladoras de SAEBs. Para tanto, a concessionária concede uma porcentagem dos benefícios obtidos na etapa como

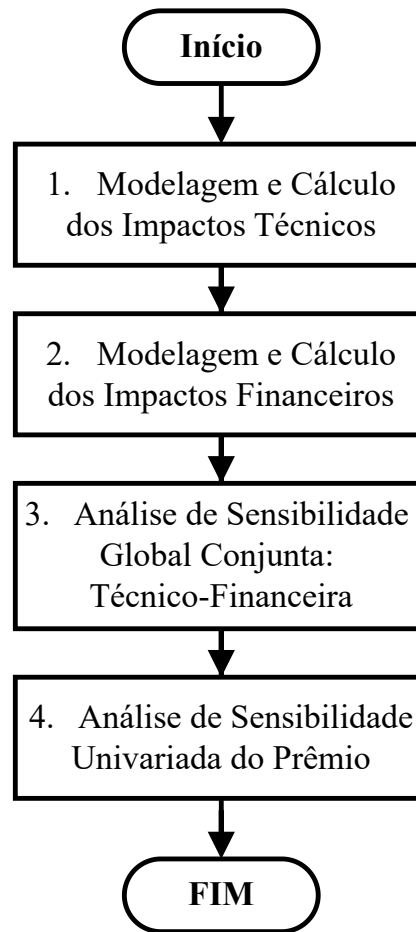


Figura 3.1 – Visão geral da metodologia adotada.

Fonte: Autoria própria.

um prêmio pela instalação às UCs. Neste caso, será aplicada uma análise de sensibilidade univariada sobre o valor do prêmio. De acordo com [Camargos \(2022\)](#), essa abordagem favorece o investimento em armazenamento com geração distribuída.

Dessa forma, é avaliada a viabilidade da instalação de SAEBs considerando diversos fatores técnicos e financeiros. Trata-se de uma ação essencial para se compreender os procedimentos que devem ser adotados para viabilizar esse tipo de investimento.

Os indicadores técnicos dos impactos da inserção de REDs são as perdas técnicas, a demanda de pico e os níveis de tensão, seguindo a metodologia elaborada em ([Stecanella, 2020](#)). Os indicadores de viabilidade econômica do conjunto de SAEBs serão o VPL, a TIRM e o PBD, conforme executado em [Camargos \(2022\)](#).

O [Tabela 3.1](#) apresenta para análise de sensibilidade conjunta técnico-financeira (terceira etapa), e para a análise de sensibilidade univariada do prêmio (quarta etapa), os fatores de entrada, as saídas (ou impactos) a serem analisados, e os parâmetros mantidos fixos.

Da [Tabela 3.1](#) é possível observar que na análise conjunta são empregados 11 fatores de entrada, sendo 5 técnicos (capacidade de armazenamento, profundidade de descarga,

Tabela 3.1 – Etapas das análises de sensibilidade

Etapa de Análise de Sensibilidade	Fatores de Entrada	Saídas (Impactos)	Parâmetros Fixos
Análise Conjunta	Capacidade de Armazenamento, Profundidade de Descarga, Limite de Potência do SAEB, Eficiência de Carga e Descarga, Posicionamento, CMPC, Custo Médio de Energia, Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, Custo Marginal de Expansão da Rede, Custo da Bateria, e Taxa Mínima de Atratividade	VP dos Impactos Técnicos Monetizados (Viabilidade à concessionária) & VPL, TIRM e PBD do SAE (Viabilidade ao prosumidor)	Nível de Penetração e Estratégia de Controle
Análise do Prêmio	Benefício no momento da instalação, (% do VP dos Impactos Técnicos)	Retorno à Concessionária (Viabilidade à concessionária) & VPL do SAE (Viabilidade ao prosumidor)	Nível de Penetração, Estratégia de Controle e Impactos Financeiros

limite de potência do SAE, eficiência do SAE e posicionamento) e 6 financeiros (custo médio ponderado do capital (CMPC), custo médio de energia, tarifa de uso do sistema de distribuição, custo marginal de expansão da rede, custo da bateria e a taxa mínima de atratividade). Os parâmetros considerados fixos, do nível de penetração e da estratégia de controle, serão analisados considerando todas as possíveis variações deles. Na análise do prêmio serão empregado os impactos financeiros obtidos durante a análise conjunta.

3.3 Impactos Técnicos

O método para determinação dos impactos técnicos da integração de SAEs na rede de distribuição foi desenvolvido em (Camargos, 2022) e em (Togo, 2024), e adaptado neste trabalho para atender às necessidades deste estudo. Para que haja compreensão dos detalhes dos materiais usados, será efetuada uma transcrição de parte do que foi desenvolvido em ambos trabalhos. Resumidamente, ele consiste na inserção de SFVs e SAEs em UCs em um alimentador de distribuição modelado computacionalmente e, subsequentemente, na execução de fluxos de potência ao longo das 24 horas do dia. São considerados diversos dias do ano e vários níveis de penetração fotovoltaica, valendo-se de sorteios de dados meteorológicos históricos, a fim de obter resultados representativos daqueles que de fato ocorrem no sistema de distribuição.

3.3.1 Método Computacional

O método computacional consiste no uso do fluxo de potência de um alimentador de distribuição para determinação dos impactos da integração de REDs, que abrangem os

níveis de tensão, a demanda de pico e as perdas técnicas. Inicialmente, o fluxo de potência é executado para o alimentador em questão considerando todos os 365 dias do ano sem nenhum RED. Este é o caso base, cujos resultados serão comparados a fim de se obter os efeitos da inserção de REDs.

Em seguida, são efetuados fluxos de carga considerando a inserção de diferentes níveis de penetração de GDFV e estratégias de controle, para as 24 horas do dia e diversos dias do ano. Esse passo é repetido até que todas as simulações para amostras dos fatores de entrada técnicos sejam efetuadas.

3.3.1.1 Nível de Penetração

A proporção de REDs na rede elétrica possui alta influência sobre os efeitos de sua integração, relação esta conhecida como nível de penetração. Os impactos técnicos da GDFV variam com o nível de penetração (Vieira, 2016), sendo eles: baixa penetração (até 30%), média penetração (entre 30% e 60%) e alta penetração (acima de 60%).

Vieira (2016) e Togo (2024) apresentam cinco métodos de quantificação do nível de penetração para GDFV, expresso pela relação entre: 1) a energia gerada pelos SFVs e a energia total consumida pelas UCs; 2) a potência nominal instalada de GDFV e a potência máxima (demanda de pico) do alimentador; 3) a potência nominal instalada de GDFV e a potência mínima do alimentador; 4) a potência nominal dos SFVs e a potência nominal do alimentador; e 5) a potência nominal instalada de SFVs e a potência máxima de SFVs que pode ser instalada no alimentador. A potência máxima instalável é a potência instalada quando todas as UCs do alimentador possuem SFVs.

O quinto método, definido pela Equação (3.1), será adotado para se determinar o nível de penetração neste estudo.

$$pen_{SFV} = \frac{P_{SFV}}{P_{SFV}^{max}} \quad (3.1)$$

Em que:

- pen_{SFV} : Nível de penetração de GDFV no alimentador [%];
- P_{SFV} : Potência nominal instalada de GDFV no alimentador [kW]; e
- P_{SFV}^{max} : Potência máxima de GDFV que poderia ser instalada no alimentador [kW].

A potência instalada de GDFV em cada unidade consumidora (P_{SFV}^{UC}) é dada pela Equação (3.2), e a potência nominal instalada de GDFV no alimentador (P_{SFV}), pela Equação (3.3).

$$P_{SFV}^{UC}(i) = \frac{\bar{E}_{UC}(i)}{HSP \times PR} \quad (3.2)$$

$$P_{SFV} = \sum_{i=1}^{N_{UCs}} P_{SFV}^{UC}(i) \quad (3.3)$$

Em que:

- $P_{SFV}^{UC}(i)$: Potência instalada do SFV na i -ésima UC [kW];
- $\bar{E}_{UC}(i)$: Consumo médio diário da i -ésima UC [kWh];
- PR : *Performance Ratio* [%]; e
- N_{UCs} : Número de unidades consumidoras no alimentador [adim.].

3.3.1.2 Níveis de Tensão

Os níveis de tensão devem estar dentro de faixas de valores adequados, com base na tensão nominal, conforme definido pela ANEEL no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST). No caso em que as tensões das fases dos barramentos do alimentador estejam em desconformidade com a regulamentação, a distribuidora é penalizada (ANEEL, 2021c).

A inserção de GDFV altera os níveis de tensão dos barramentos, uma vez que a energia gerada reduz o consumo das UCs e diminui a corrente nos condutores. Em caso de geração excessiva, há injeção de energia na rede e inversão do fluxo de potência. Tais circunstâncias alteram o carregamento da rede de distribuição e os níveis de tensão, situando-os dentro ou fora da faixa adequada.

Como a análise está restrita a um alimentador de distribuição, serão avaliados somente os níveis de tensão de linha dos barramentos em baixa tensão e em média tensão. As tensões de referência e as faixas de tensão adequadas utilizadas estão indicadas na Tabela 3.2, para a tensão nominal de linha igual a 380/220 V.

Tabela 3.2 – Faixa de tensões adequadas

Tipo de Fornecimento	Tensão de referência (V)	Faixa de tensões adequadas (V)
Superior a 2,3 kV e inferior a 69 kV (MT)	13.800	12.834 a 14.490
Igual ou inferior a 2,3 kV (380/220) (BT)	380	350 a 399

Fonte: PRODIST – Módulo 8 (ANEEL, 2021d).

As fases dos barramentos da rede que estiverem fora da faixa de tensão de referência serão quantificadas pela Equação (3.4) (Togo, 2024).

$$I(\phi, b, h, d) = \begin{cases} 0, & \text{se a tensão da fase } \phi \text{ do barramento } b \text{ na hora } h \\ & \text{do dia } d \text{ estiver na faixa adequada,} \\ 1, & \text{se a tensão da fase } \phi \text{ do barramento } b \text{ na hora } h \\ & \text{do dia } d \text{ estiver fora da faixa adequada.} \end{cases} \quad (3.4)$$

Em que:

- $I(\phi, b, h, d)$: Indicador de violação de tensão da fase ϕ do barramento b na hora h do dia d [adim.].

A taxa de violações de tensão é o número de fases com tensões inadequadas relativo ao número total de fases no alimentador, de acordo com as [Equações \(3.5\) e \(3.6\)](#). Os impactos técnicos da inserção de REDs nos níveis de tensão são quantificados por meio das [Equações \(3.7\) e \(3.8\)](#).

$$N_\phi = \sum_{b=1}^{N_B} \# \phi(b) \quad (3.5)$$

$$V_h^{pen}(d, h) = 100 \times \frac{1}{N_\phi} \sum_{b=1}^{N_B} \sum_{\phi}^{\# \phi(b)} I(\phi, b, h, d) \quad (3.6)$$

$$V_d^{pen}(d) = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} V_h^{pen}(d, h) \quad (3.7)$$

$$V_f^{pen} = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} V_d^{pen}(d) \quad (3.8)$$

Em que:

- N_ϕ : Quantidade de fases presentes no alimentador [adim.];
- N_B : Quantidade de barramentos presentes no alimentador [adim.];
- $\# \phi(b)$: Quantidade de fases presentes no barramento b [adim.];
- $V_h^{pen}(d, h)$: Taxa de violações de tensão na hora h do dia d [%];
- $V_d^{pen}(d)$: Taxa média de violações de tensão no dia d [%]; e
- V_f^{pen} : Taxa média de violações de tensão, para a amostra f e nível de penetração pen [%].

Os valores encontrados são comparados com o caso de referência, com 0% de penetração fotovoltaica, antes da instalação de REDs, conforme a [Equação \(3.9\)](#).

$$\Delta V_f^{pen} = V_f^{pen} - V^{0\%} \quad (3.9)$$

Em que:

- ΔV_f^{pen} : Variação na taxa média de violações de tensão, para o cenário f e nível de penetração pen , comparado ao caso com nível de penetração igual a zero [%]; e
- $V^{0\%}$: Taxa média de violações de tensão com nível de penetração igual a zero [%].

3.3.1.3 Demanda de Pico

A demanda de pico, a maior demanda habitual do alimentador, impacta no dimensionamento dos equipamentos da concessionária, como condutores e proteções. Um aumento na demanda de pico leva a investimentos adicionais na rede de distribuição.

Define-se demanda de pico diária como a demanda horária que não é excedida em 95% das simulações, calculadas por meio das Equações (3.10) e (3.11). A demanda de pico do alimentador é a maior demanda de pico diária, seguindo a Equação (3.12) (Togo, 2024).

$$D_h^{pen}(d,h) = \sum_{i=1}^{N_{UCs}} D_{UC}^{pen}(d,h,i) \quad (3.10)$$

$$D_d^{pen}(d) = P_{95} \left[D_h^{pen}(d,h) \right]_{h=1,\dots,24} \quad (3.11)$$

$$D_f^{pen} = \max_{d=1,\dots,N_d} \{ D_d^{pen}(d) \} \quad (3.12)$$

Em que:

- $D_h^{pen}(d,h)$: Demanda do alimentador na hora h do dia d [kW];
- $D_{UC}^{pen}(d,h,i)$: Demanda da i -ésima UC na hora h do dia d [kW];
- $D_d^{pen}(d)$: Demanda de pico do dia d [kW];
- $P_{95}\{Y\}$: Valor de Y com probabilidade de 95% de não ser excedido; e
- D_f^{pen} : Demanda de pico do alimentador, para a amostra f e nível de penetração pen [kW].

Assim como nos níveis de tensão, utiliza-se a variação na demanda de pico, comparando o valor da Equação (3.12) com a demanda de pico sem REDs. A Equação (3.13) é utilizada para esse fim.

$$\Delta D_f^{pen} = D_f^{pen} - D^{0\%} \quad (3.13)$$

Em que:

- ΔD_f^{pen} : Variação na demanda de pico do alimentador, para a amostra f e nível de penetração pen [kW]; e
- $D^{0\%}$: Demanda de pico do alimentador quando o nível de penetração é zero [kW].

3.3.1.4 Perdas Técnicas

As perdas técnicas em um alimentador correspondem à energia provida que não atende às UCs. Elas são causadas por fenômenos naturais associados ao transporte de energia elétrica, como as perdas por efeito Joule.

O cálculo das perdas técnicas é iniciado com a quantificação das perdas para o dia d , por meio da [Equação \(3.14\)](#). Em seguida, calcula-se a média das perdas técnicas diárias dos N_d dias simulados mediante a [Equação \(3.15\)](#) (Togo, 2024).

$$L_d^{pen}(d) = \sum_{h=1}^{24} L_h^{pen}(h,d) \quad (3.14)$$

$$L_f^{pen} = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} L_d^{pen}(d) \quad (3.15)$$

Em que:

- $L_h^{pen}(h,d)$: Perdas técnicas do alimentador na hora h do dia d [kWh];
- $L_d^{pen}(d)$: Perdas técnicas totais no dia d [kWh]; e
- L_f^{pen} : Perdas técnicas médias do alimentador para a amostra f e nível de penetração pen [kWh].

A [Equação \(3.16\)](#) determina os impactos técnicos da inserção de GDFV com SAEBS nas perdas técnicas.

$$\Delta L_f^{pen} = L_f^{pen} - L^{0\%} \quad (3.16)$$

Em que:

- ΔL_f^{pen} : Variação nas perdas técnicas do alimentador para o cenário f e nível de penetração pen [kWh]; e
- $L^{0\%}$: Perdas técnicas do alimentador quando o nível de penetração é zero [kW].

3.3.1.5 Algoritmo

A [Figura 3.2](#) apresenta o algoritmo para determinação dos impactos técnicos da inserção das REDs em avaliação.

1. Defina os parâmetros da rede elétrica, como alimentador e irradiância;
2. Dimensione, para cada UC, a potência instalada de GDFV, a capacidade de armazenamento e a máxima potência de SAEBS, de acordo com a estratégia de controle selecionada;
3. Utilize os fatores de entrada técnicos da primeira amostra dos fatores técnicos ($N_f = 1$);
4. Selecione o primeiro nível de penetração ($pen_{SFV} = 25\%$);

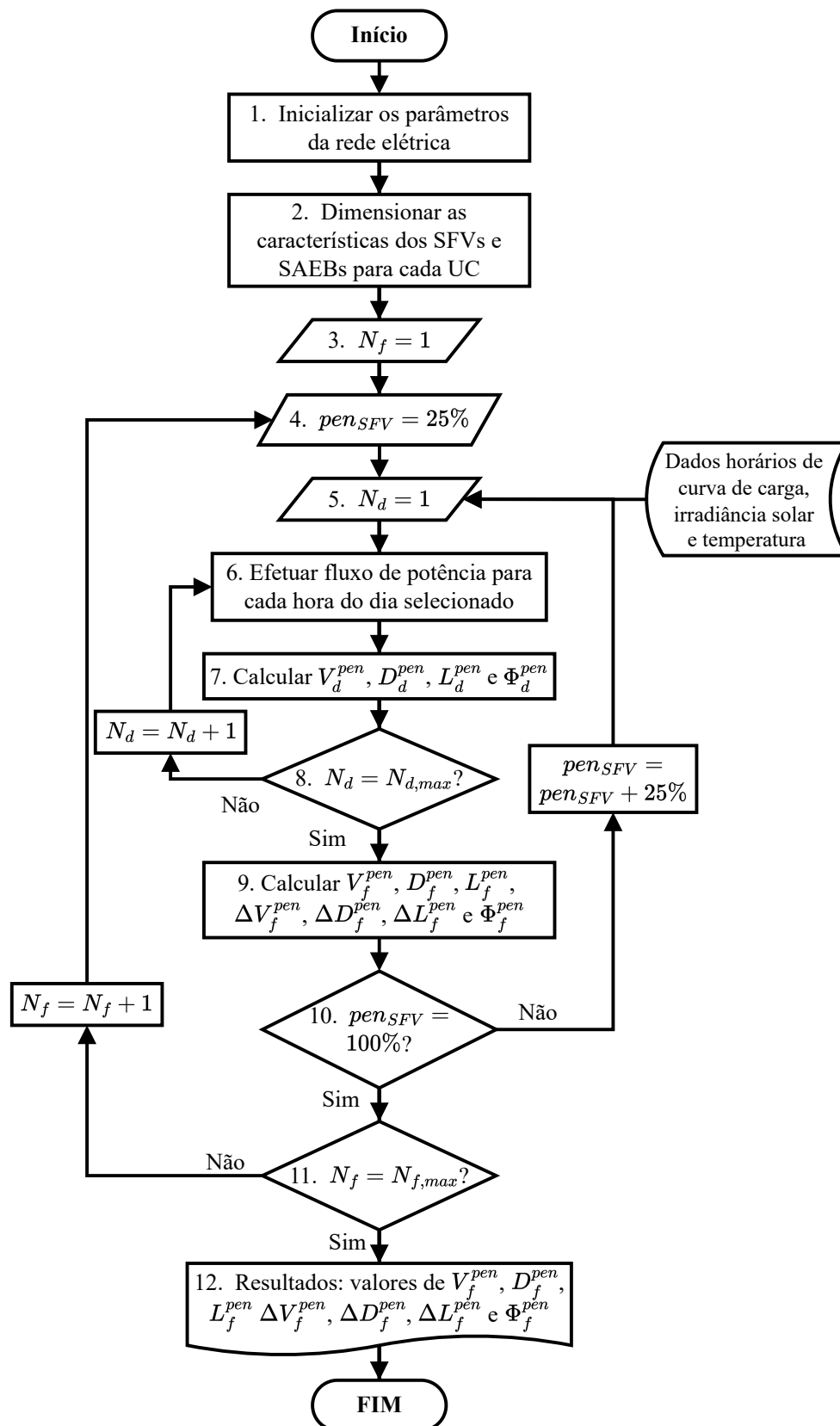


Figura 3.2 – Algoritmo para determinação dos impactos técnicos.

Fonte: Autoria própria.

5. Instale GDFV/SAEB até que o nível de penetração desejado seja alcançado, e selecione o dia que será simulado ($N_d = 1$);
6. Execute o fluxo de carga em regime permanente para cada hora do dia selecionado;
7. Calcule a média dos níveis de tensão (V_d^P), da demanda de pico (D_d^P), das perdas técnicas (L_d^P) e da degradação das baterias (ϕ_d^P) para o dia selecionado;
8. Se $N_{d,max}$ dias forem executados, encerre a rotina dos dias e vá para o passo 9. Caso contrário, selecione o próximo dia ($N_d = N_d + 1$), e repita os passos 6 e 7;
9. Calcule os níveis de tensão (V_f^{pen}), a demanda de pico (D_f^{pen}), as perdas técnicas (L_f^{pen}), a variação dos níveis de tensão (ΔV_f^{pen}), a variação da demanda de pico (ΔD_f^{pen}), a variação das perdas técnicas (ΔL_f^{pen}) e a degradação das baterias (ϕ_f^{pen}), considerando todos os N_d dias simulados;
10. Se $pen_{SFV} = 100\%$ não for alcançado, incremente pen_{SFV} ($pen_{SFV} = pen_{SFV} + 25\%$) e repita os passos de 5 a 9. Caso contrário, vá para o passo 11;
11. Caso $N_{f,max}$ simulações tenham sido executados, encerre a rotina de cenários e vá para o passo 12. Caso contrário, selecione a próxima amostra ($N_f = N_f + 1$) e repita os passos de 5 a 10;
12. Armazene os resultados dos níveis de tensão (V_f^{pen} e ΔV_f^{pen}), da demanda de pico (D_f^{pen} e ΔD_f^{pen}), das perdas técnicas (L_f^{pen} e ΔL_f^{pen}) e a degradação das baterias (ϕ_f^{pen}), considerando todos os níveis de penetração e amostras de fatores técnicos simuladas. Em seguida, encerre o processo.

3.3.2 Estratégias de Controle

Neste estudo, são investigadas a estratégia de autoconsumo, que busca maximizar o uso de energias renováveis, e a de arbitragem no preço, voltada à maximização dos custos evitados. A implementação de ambas se dá conforme efetuado em [Camargos \(2022\)](#).

Em ambas as estratégias analisadas, a energia armazenada nas baterias é utilizada exclusivamente para suprir a demanda da UC onde os sistemas estão instalados, sem que ocorra a injeção de energia na rede elétrica. Em outras palavras, a carga das baterias é realizada unicamente pelo SFV, e a energia armazenada é consumida exclusivamente pela própria UC.

Dessa forma, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) não se aplica ao presente estudo, uma vez que não há excedente de geração sendo exportado para a rede, e toda a energia gerada e armazenada é utilizada localmente. Todo o montante de energia gerado e armazenado é utilizado localmente, eliminando a necessidade de compensação energética por meio do sistema regulatório vigente.

Os SAEBS possuem diversos fatores estabelecidos no momento de inserção: 1) o posicionamento no alimentador (S_f); 2) a potência nominal de carga e descarga (P_{SAEB}); 3) a

eficiência de carga e descarga (η_{SAEB}); 4) a capacidade de armazenamento (C_{SAEB}); 5) o estado de carga inicial (SOC_{SAEB}^0); e 6) a profundidade de descarga (DoD_f). O posicionamento, a potência nominal, a eficiência e a capacidade de descarga não dependem da estratégia de controle.

O posicionamento do conjunto de SAEBS afeta os impactos técnicos da GDFV (Vieira, 2016). O fator S_f define a ordem de inserção dos SFVs e dos SAEBS no alimentador.

A potência nominal é a potência máxima de carga e descarga dos SAEBS, e se dá pela Equação (3.17). Normalmente, será igual à potência nominal dos SFVs, porém, limitada a uma potência máxima P_f^{max} . A potência máxima dos SAEBS P_f^{max} analisa a viabilidade de um incentivo regulatório a um limite da potência máxima, como ocorre com MMGD, onde sistemas com menos de 7,5 kW não necessitam de uma análise de inversão de fluxo (ANEEL, 2024b).

$$P_{SAEB}(i) = \min\{P_{SFV}(i), P_f^{max}\} \quad (3.17)$$

Em que:

- $P_{SAEB}(i)$: Potência nominal do SAEBS da i -ésima UC [kW]; e
- P_f^{max} : Potência nominal máxima dos SAEBS [kW].

A seguir, as especificidades das estratégias de autoconsumo e arbitragem nos preços serão apresentadas.

3.3.2.1 Autoconsumo

A estratégia de autoconsumo busca utilizar toda a energia gerada pelos SFVs na UC instaladora. Ela é útil em sistemas com restrição na injeção de energia ou quando não há compensação.

Supõe-se que a UC instale um sistema com capacidade de atender ao seu consumo médio diário. O SFV é dimensionado de modo que a energia gerada iguale o consumo médio, e o SAEBS fornece energia nos momentos sem irradiação solar.

A bateria é carregada sempre que a potência gerada exceder a demanda da UC, e descarregada quando o consumo da UC não for atendido pelo SFV. Em ambos os casos, a potência do SAEBS é a diferença entre geração e consumo. Nessa estratégia a rede de distribuição é utilizada para receber o excedente de energia fotovoltaica, que o SAEBS não consegue armazenar, ou para prover energia demandada pela carga (Camargos, 2022).

A capacidade de armazenamento da bateria, como se vê pela Equação (3.18), é o consumo médio da carga, considerando a capacidade de descarga do SAEBS (DoD_f) e o fator de proporcionalidade C_f . O fator de proporcionalidade C_f faz com que a capacidade instalada seja superior ou inferior à capacidade de armazenamento de referência, quando diferente de 1.

$$C_{SAEB}^{AC}(i) = \frac{\bar{E}_{UC}(i)}{DoD_f} \times C_f \quad (3.18)$$

Em que:

- $C_{SAEB}^{AC}(i)$: Capacidade nominal do SAEB instalado na i -ésima UC, quando emprega a estratégia de autoconsumo [kWh];
- DoD_f : Profundidade de descarga [%]; e
- C_f : Fator de capacidade dos SAEBs [%].

O estado de carga inicial (SOC) será 50% da capacidade efetiva da bateria, e, após corrigido pela capacidade efetiva da bateria, dado pela [Equação \(3.19\)](#).

$$SOC_0^{AC} = 50\% \times DoD_f + 100\% \times (1 - DoD_f) \quad (3.19)$$

Em que:

- SOC_0^{AC} : Estado de carga inicial para a estratégia de autoconsumo [%].

3.3.2.2 Arbitragem no Preço

A estratégia de arbitragem no preço (de energia) maximiza as despesas evitadas pela UC carregando os SAEBs quando o custo de energia é menor e despachando-os quando ele é maior. Ela depende da existência de uma estrutura de tarifação horária, em que o custo da energia varia ao longo do dia. A tarifa horária brasileira (Tarifa Branca) possui três postos: fora de ponta, com energia mais barata; intermediária; e de ponta, mais cara.

[Camargos \(2022\)](#) implementa o despacho das baterias e a capacidade de armazenamento dessa estratégia da seguinte forma:

O consumidor carrega o SAEB com a energia proveniente da GDFV, em que o período de geração coincide com a tarifa fora da ponta, e a descarrega para suprir o seu consumo nos horários em que o preço da energia é mediano (tarifa intermediária) e elevado (tarifa na ponta). Como resposta ao incentivo, considera-se que o SAEB possui uma capacidade de armazenamento igual ao seu consumo médio nos horários referentes aos patamares intermediário e na ponta.

A capacidade nominal de armazenamento consta na [Equação \(3.20\)](#), seguindo o citado anteriormente.

$$C_{SAEB}^{AP}(i) = \frac{\bar{E}_{UC}^{inter}(i) + \bar{E}_{UC}^{ponta}(i)}{DoD_f} \times C_f \quad (3.20)$$

Em que:

- $C_{SAEB}^{AP}(i)$: Capacidade nominal do SAEB instalado na i -ésima UC, quando emprega a estratégia de arbitragem no preço [kWh];
- $\bar{E}_{UC}^{inter}(i)$: Consumo médio diário de energia nas horas de tarifa intermediária da i -ésima UC [kWh]; e

- $\bar{E}_{UC}^{ponta}(i)$: Consumo médio diário de energia nas horas de tarifa de ponta da i -ésima UC [kWh].

O SOC inicial efetivo é de 0%, como se vê na [Equação \(3.21\)](#). Isso ocorre porque o SAEB é carregado durante o dia para ser descarregado completamente durante as horas de tarifa intermediária e de ponta.

$$SOC_0^{AP} = 100\% \times (1 - DoD_f) \quad (3.21)$$

Em que:

- SOC_0^{AP} : Estado de carga inicial para a estratégia de arbitragem no preço [%].

3.3.3 Degradação dos Sistemas de Armazenamento

Com o tempo, os SAEBs perdem capacidade de armazenamento por meio de processos físico-químicos relacionados ao tempo decorrido desde sua fabricação e ao funcionamento do sistema. O tipo de tecnologia e a aplicação impactam na degradação e perda da capacidade de armazenamento das baterias, afetando o retorno financeiro dos SAEBs ([Berg et al., 2022](#); [Tziovani; Hadjidemetriou; Timotheou, 2024](#)). O método de quantificação da degradação dos sistemas de armazenamento deste estudo é baseado em [Xu et al. \(2018\)](#).

3.3.3.1 Contagem de Ciclos

A contabilização do uso do sistema envolve a contagem dos ciclos de carga e descarga de cada um dos SAEBs. O algoritmo Rainflow, da norma ASTM E1049-85, é um método tradicional utilizado na análise de fadiga para contagem de ciclos ([ASTM International, 2023](#)). Ele permite a contagem de ciclos em baterias por meio do uso da curva de carga horária dos SAEBs.

3.3.3.2 Perda de Capacidade

A contabilização da perda de capacidade das baterias requer ciclos de uso extraídos do estado de carga horário de cada SAEB e de cada dia, por meio do algoritmo Rainflow. O emprego do algoritmo está descrito pela [Equação \(3.22a\)](#), o número de ciclos pela [Equação \(3.22b\)](#), e a amplitude desses ciclos pela [Equação \(3.22c\)](#).

$$[\mathbf{n}_c(i), \mathbf{DoD}(i)] = \text{Rainflow}(SOC_1(i), \dots, SOC_{24}(i)) \quad (3.22a)$$

$$\mathbf{n}_c(i) = [n_c(i,k)]_{(1 \times k)} \quad (3.22b)$$

$$\mathbf{DoD}(i) = [DoD(i,k)]_{(1 \times k)} \quad (3.22c)$$

Em que:

- $\mathbf{n}_c(i)$: Vetor coluna com k elementos, em que o k -ésimo elemento é o número de ciclos com amplitude DoD_k [adim.];
- $\mathbf{DoD}(i)$: Vetor coluna com k elementos, cujos elementos são as amplitudes dos ciclos [%];
- $SOC_h(i)$: Estado de carga da bateria na i -ésima UC na hora h [%];
- $n_c(i,k)$: Número de ciclos do k -ésimo ciclo da bateria instalada na i -ésima UC [adim.]; e
- $DoD(i,k)$: Amplitude do k -ésimo ciclo da bateria instalada na i -ésima UC [%].

Os ciclos reduzem a capacidade de armazenamento do SAEB de maneira não linear e cumulativa. Com o objetivo de linearizar a perda de capacidade, a degradação da vida útil é contabilizada pelo fator de estresse (S_δ) da amplitude de cada ciclo do SAEB. Dessa maneira, é possível determinar a capacidade restante e o momento de substituição dos SAEBs com base na vida útil remanescente.

A modelagem do fator de estresse depende da tecnologia da bateria, e seus coeficientes devem ser obtidos por um ajuste a dados experimentais (Xu *et al.*, 2018). Este trabalho considera baterias de ferrofosfato de lítio (LiFePO₄), com o modelo matemático da Equação (3.23).

$$S_\delta(DoD) = k_1 \times DoD \times e^{k_2 \times DoD} \quad (3.23)$$

Em que:

- $S_\delta(DoD)$: Estresse de um ciclo completo de amplitude DoD [%]; e
- k_1, k_2 : Coeficientes da função de estresse dos SAEBs instalados no alimentador [adim.].

A contabilização da perda de vida útil, ou degradação, é linear e cumulativa ao fator de estresse. Assim, a perda de vida útil em cada UC é encontrada por meio da Equação (3.24), e a contabilização para o conjunto de baterias pelas Equações (3.25) e (3.26).

$$\Phi_{UC}^{pen}(d,i) = \sum_{k=1}^{|\mathbf{DoD}(i)|} n(i,k) \times S_\delta(DoD(i,k)) \quad (3.24)$$

$$\Phi_d^{pen}(d) = \frac{1}{N_{UCs}} \sum_{i=1}^{N_{UCs}} \Phi_{UC}^{pen}(d,i) \quad (3.25)$$

$$\Phi_f^{pen} = 365 \times \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} \Phi_d^{pen}(d) \quad (3.26)$$

Em que:

- $\Phi_{UC}^{pen}(d,i)$: Perda de vida útil da i -ésima UC no dia d DoD [%];
- $\Phi_d^{pen}(d)$: Degradação média dos SAEBs no dia d [%/dia]; e
- Φ_f^{pen} : Degradação média anualizada dos SAEBs para a amostra f e nível de penetração pen [%/ano].

A degradação anualizada indica o quanto cada ano de operação aproxima as baterias do fim de sua vida útil. Neste trabalho, ela é definida quando a capacidade remanescente C_r é 80% da capacidade inicialmente instalada, como indicado em [Alam e Saha \(2016\)](#). A partir desse momento, elas começam a ter uma degradação muito mais rápida (decaimento exponencial) e um aumento na resistência interna das células, tornando imprescindível a troca ([Xu et al., 2018](#)).

A proporção da sua vida útil gasta do conjunto de baterias no ano t se dá pelo fator $L_{vu}(t)$ e a bateria está gasta quando $L_{vu}(t) \geq 100\%$. Nesse momento, a bateria deve ser substituída e ocorre um novo investimento.

A capacidade remanescente com relação à proporção da vida útil gasta apresentada é calculada por meio da [Equação \(3.27\)](#).

$$C_r(L_{vu}(t)) = 100\% - 20\% \times L_{vu}(t) \quad (3.27)$$

Em que:

- $L_{vu}(t)$: Vida útil gasta do conjunto de SAEs no ano t [%]; e
- $C_r(L_{vu}(t))$: Capacidade de armazenamento remanescente dos SAEs, à degradação L , como proporção da capacidade inicial [%].

3.3.3.3 Algoritmo

A [Figura 3.3](#) apresenta o fluxograma empregado para contabilizar a degradação dos SAEs. O algoritmo é descrito a seguir.

1. Selecione o primeiro dia ($N_d = 1$);
2. Obtenha o vetor de estados de carga diário, para cada SAE;
3. Obtenha o número e a amplitude de ciclos de carga e descarga no dia simulado, para cada SAE;
4. Calcule a degradação diária de cada SAE;
5. Calcule a degradação média diária do conjunto de SAEs no alimentador;
6. Caso o número de dias calculados seja igual à $N_{d,max}$, siga para o passo 7. Caso contrário, repita os passos de 2 a 5;
7. Calcule a degradação média anualizada considerando os N_d dias simulados; e
8. Salve como resultados os valores da degradação média diária e a degradação média anualizada. Em seguida, termine o processo.

3.4 Impactos Financeiros

Os impactos financeiros dos SAEs estão divididos em duas partes: sob a ótica da concessionária e sob a ótica dos prosumidores. Os impactos à concessionária contemplam os

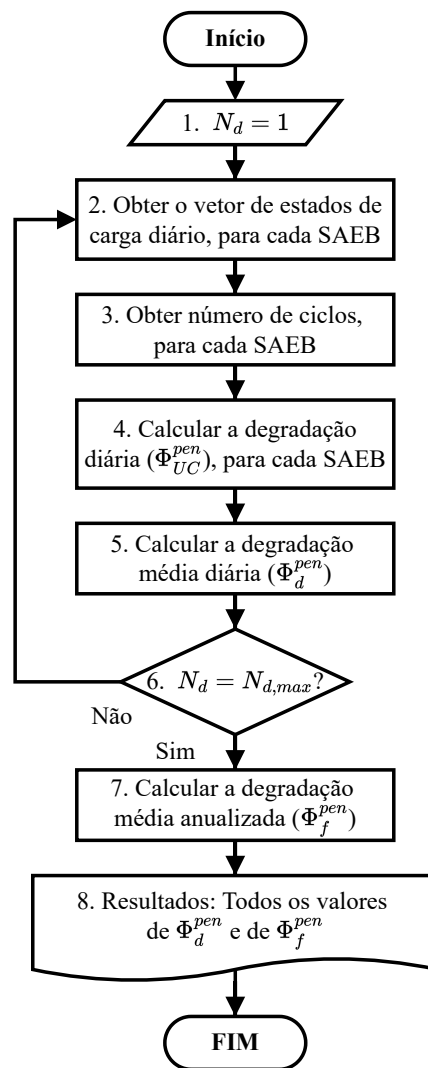


Figura 3.3 – Algoritmo para contabilização da degradação de SAEBs.

Fonte: Autoria própria.

níveis de tensão, a demanda de pico e as perdas técnicas monetizadas, considerando o valor ao longo do tempo e as normas da ANEEL. Sob a perspectiva do prosumidor, o impacto é a viabilidade econômica das UCs instaladoras de SAEBs.

3.4.1 Ótica da Concessionária

O método de valoração dos impactos técnicos da inserção de GDFV neste estudo foi desenvolvido em [Vieira \(2016\)](#) e em [Stecanella \(2020\)](#). Os autores empregavam um método estocástico para gerar os valores dos impactos técnicos com base em suas curvas de distribuição. No entanto, a estocasticidade introduz variabilidade nos resultados que não se deve às entradas, e sim pela escolha randômica das curvas de distribuição, sendo não-controlada. Como a análise de sensibilidade global utiliza métodos estatísticos, essa

variabilidade prejudica o cálculo dos índices de densidade, razão pela qual ela não será empregada, e os valores utilizados serão os mesmos para todas as amostras.

O CMPC do setor de distribuição de energia elétrica será utilizado como taxa de desconto no cálculo do valor presente da monetização dos níveis de tensão, da demanda de pico e das perdas técnicas.

3.4.1.1 Níveis de Tensão

A valoração dos níveis de tensão considera as diretrizes da ANEEL de qualidade de fornecimento, aplicando-se uma penalidade à concessionária em caso de descumprimento dos níveis de tensão regulatórios. Essa penalidade é uma compensação às UCs de valor proporcional às violações de tensão (ANEEL, 2021d).

Stecanella (2020) estima o custo à concessionária por meio da Equação (3.28).

$$V_{\$}^{pen} = \frac{-\Delta V_f^{pen} \times 3 \times TUSD_f \times CA}{100} \quad (3.28)$$

Em que:

- $V_{\pen : Valor monetizado dos níveis de tensão [R\$];
- $TUSD_f$: Tarifa de uso do sistema de distribuição [R\$/kWh]; e
- CA : Consumo anual do alimentador [kWh].

Assume-se que as concessionárias solucionam as tensões inadequadas por meio de intervenções ou melhorias na rede como a alteração do tap de transformadores ou instalação de compensadores. Considerando isso, entende-se que os impactos decorrentes das variações nos níveis de tensão ocorrem somente no primeiro ano após a inserção de REDs.

O valor dos níveis de tensão monetizados é o valor presente da Equação (3.28), considerando somente o primeiro ano de instalação, de acordo com a Equação (3.29).

$$V_{VP}^{pen} = \frac{V_{\$}^{pen}}{1 + CMPC_f} \quad (3.29)$$

Em que:

- V_{VP}^{pen} : Valor presente da monetização dos níveis de tensão [R\$]; e
- $CMPC_f$: Custo médio ponderado do capital do setor de distribuição de energia elétrica [% a.a.].

3.4.1.2 Demanda de Pico

O aumento da demanda de pico do alimentador faz com que sejam necessárias substituições de equipamentos e condutores, aumentando a capacidade de corrente ou térmica. A

integração de SFVs e SAEs reduz a demanda de pico, gerando uma economia à concessionária ao evitar ou postergar esses investimentos.

A estimativa utilizará o custo marginal de expansão (CME) de baixa e média tensão da concessionária, definido pela ANEEL (2014) como: “calculado por agrupamento ou subgrupo tarifário, indica quanto custa expandir determinado nível de tensão para o atendimento de um acréscimo marginal de carga nesse mesmo nível”. A monetização da demanda de pico corresponderá ao custo associado à sua variação, determinado pela Equação (3.30) (Stecanella, 2020).

$$D_{\$}^{pen} = -\Delta D_f^{pen} \times CME_f \quad (3.30)$$

Em que:

- $D_{\pen : Valor monetizado da demanda de pico [R\$]; e
- CME : Custo marginal de expansão da distribuidora [R\$/kW].

Assim como na monetização dos níveis de tensão, considera-se que o custo de expansão do sistema ocorre no primeiro ano da integração de RED. Os valores devem ser atualizados ao momento de instalação de acordo com a Equação (3.31).

$$D_{VP}^{pen} = \frac{D_{\$}^{pen}}{1 + CMPC_f} \quad (3.31)$$

Em que:

- D_{VP}^{pen} : Valor presente da monetização da demanda de pico [R\$].

3.4.1.3 Perdas Técnicas

A contabilização financeira do impacto das REDs nas perdas técnicas é realizada por meio do custo do mix de compra de energia (CE) considerando os 365 dias do ano, conforme Equação (3.32), de Stecanella (2020). O CE é o custo da concessionária pela energia distribuída, corrigindo-o para o ano em que as perdas técnicas estão sendo contabilizadas por meio de uma regressão do histórico do CE.

$$L_{\$}^{pen}(t) = -365 \times \Delta L_f^{pen} \times CE_f(t) \quad (3.32)$$

Em que:

- $L_{\$}^{pen}(t)$: Valor monetizado das perdas técnicas no ano t [R\$]; e
- $CE_f(t)$: Custo do mix de compra de energia da concessionária no ano t [R\$/kWh].

Ao contrário dos níveis de tensão ou da demanda de pico, os impactos das perdas técnicas não são momentâneos e contabilizados apenas no primeiro ano, e sim recorrentes ao longo da vida útil dos REDs. O valor presente das perdas técnicas é dado pela Equação (3.33).

$$L_{VP}^{pen} = \sum_{t=1}^{T_{vu}} \frac{L_{\$}^{pen}(t)}{(1 + CMPC_f)^t} \quad (3.33)$$

Em que:

- L_{VP}^{pen} : Valor presente dos impactos da inserção de REDs no nível de penetração pen sobre as perdas técnicas [R\$]; e
- T_{vu} : Vida útil dos REDs [anos].

3.4.1.4 Impacto Total

O impacto total da inserção de REDs é a soma dos impactos individuais dos níveis de tensão, da demanda de pico e das perdas técnicas. Os valores presentes de cada um deles são somados, de modo que se obtenha um valor presente total pela [Equação \(3.34\)](#).

$$VP_f^{pen} = V_{VP}^{pen} + D_{VP}^{pen} + L_{VP}^{pen} \quad (3.34)$$

Em que:

- VP_f^{pen} : Valor presente total dos impactos técnicos monetizados, para o cenário f e nível de penetração pen [R\$].

No caso de concessão do benefício de prêmio pela instalação dos SAEBs às UCs, de forma proporcional ao benefício à rede, haverá um custo associado à concessionária. O impacto financeiro da inserção de REDs à concessionária é calculado por meio da [Equação \(3.35\)](#).

$$RFC_f^{pen} = VP_f^{pen} \times (1 - \text{Prêmio}) \quad (3.35)$$

Em que:

- RFC_f^{pen} : Retorno financeiro à concessionária da inserção de REDs, para o cenário f e nível de penetração pen [R\$]; e
- Prêmio: Porcentagem dos impactos totais da inserção das REDs no alimentador que é dado às unidades instaladores de SAEBs no momento de instalação [%].

3.4.1.5 Algoritmo

As etapas de obtenção dos impactos financeiros e o impacto total da inserção de REDs é exposto no fluxograma da [Figura 3.4](#), e descrito a seguir.

1. Determine a linha de tendência do CE com base em seus valores históricos;
2. Utilize os fatores de entrada da primeira amostra dos fatores financeiros ($N_f = 1$);
3. Selecione o primeiro nível de penetração ($pen_{SFV} = 25\%$);
4. Estabeleça o ano igual a 1 ($t = 1$);

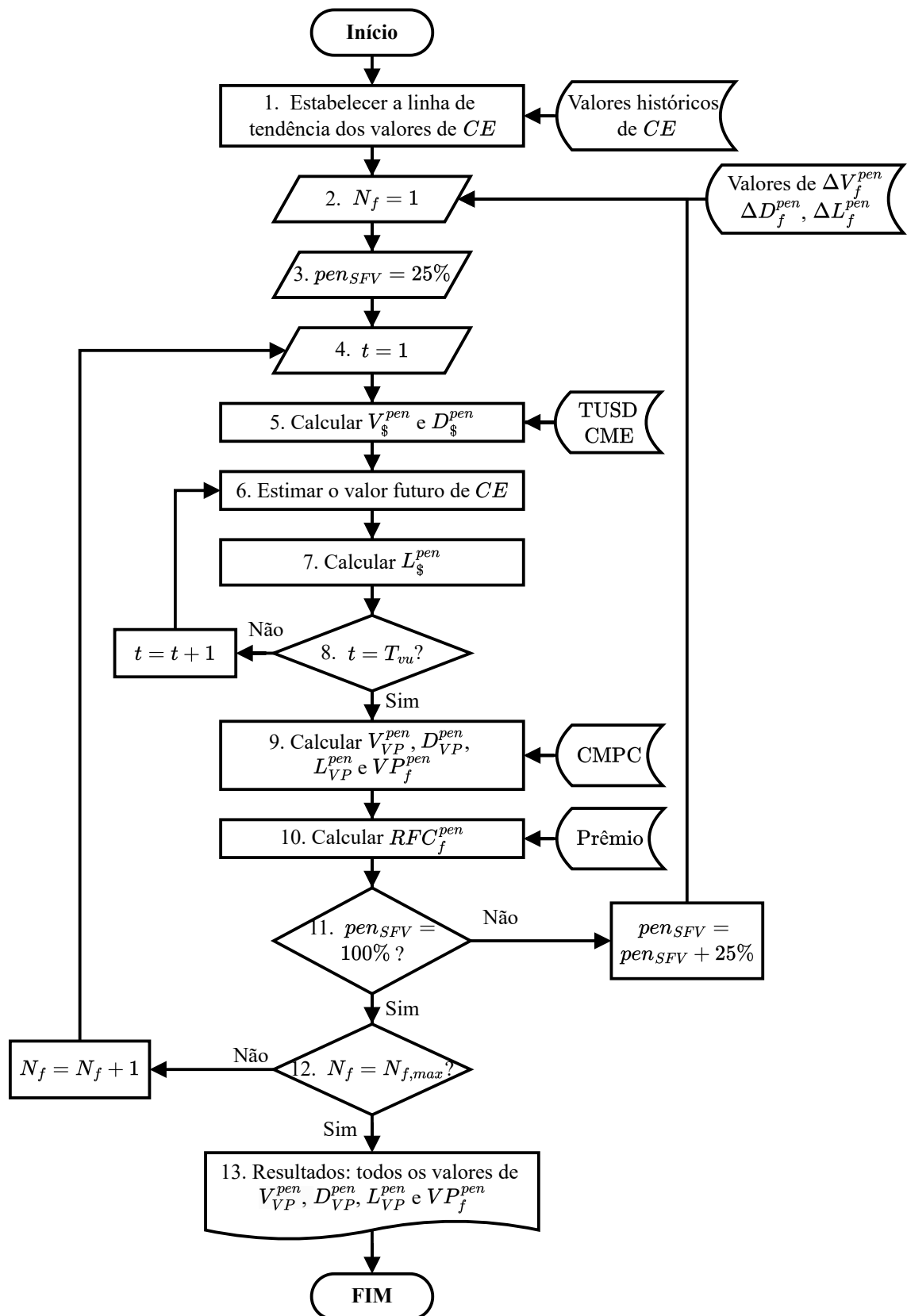


Figura 3.4 – Etapas de obtenção dos impactos financeiros sob a ótica da concessionária.

Fonte: Autoria própria.

5. Calcule o valor monetizado das violações de tensão ($V_{\pen) e o valor monetizado da demanda ($D_{\pen);
6. Estime o valor futuro do CE a partir da linha de tendência;
7. Calcule o valor monetizado das perdas técnicas ($L_{\pen) a partir dos valores de perdas técnicas;
8. Se $t = T_{vu}$ não for alcançado, incremente o ano ($t = t + 1$) e repita as etapas 6–7. Caso contrário, vá para a etapa 9;
9. Calcule o valor presente das violações de tensão (V_{VP}^{pen}), o valor presente da demanda (D_{VP}^{pen}), o valor presente das perdas técnicas (L_{VP}^{pen}), e o valor presente total (VP_f^{pen});
10. Calcule o retorno financeiro à concessionária (RFC_f^{pen});
11. Se $pen_{SFV} = 100\%$ não for alcançado, incremente pen_{SFV} ($pen_{SFV} = pen_{SFV} + 25\%$) e repita as etapas 3–10. Caso contrário, vá para a etapa 12;
12. Se $N_f = N_{f,max}$ não for alcançado, selecione a próxima amostra ($N_f = N_f + 1$) e repita as etapas 4–11. Caso contrário, vá para a etapa 13;
13. Armazene os resultados de todos os valores de V_{VP}^{pen} , D_{VP}^{pen} , L_{VP}^{pen} , VP_f^{pen} e RFC_f^{pen} . Em seguida, encerre o processo.

3.4.2 Ótica do Prosumidor

Os impactos técnicos sob a ótica do prosumidor tratam da avaliação do retorno financeiro da instalação dos SAEs. O levantamento dos indicadores de viabilidade econômica, VPL, TIRM e PBD, utilizará o FC dos SAEs ao longo da vida útil dos REDs. Neste estudo, optou-se por se aplicar a metodologia desenvolvida em [Camargos \(2022\)](#) para o cálculo dos mencionados indicadores.

3.4.2.1 Fluxo de Caixa

O cálculo da viabilidade econômica utiliza o fluxo de caixa livre para a empresa (FCLE) como modelo de FC. Trata-se de um tipo de fluxo de caixa descontado utilizado para encontrar o valor real do empreendimento.

O FCLE corresponde à diferença entre o lucro do empreendimento e o investimento realizado, e o lucro, por sua vez, é a diferença entre as receitas e as despesas operacionais. A incidência de tributos no FC não será considerada, por não ocorrerem operações de compra ou venda de energia.

Considerando o exposto, calcula-se o lucro por meio da [Equação \(3.36\)](#), e o FC pela [Equação \(3.37\)](#). O FC será contabilizado ao longo da vida útil das REDs (T_{vu}).

$$L_{op}(t) = R(t) - D_{O\&M}(t) \quad (3.36)$$

$$FC(t) = L_{op}(t) - I(t) \quad (3.37)$$

Em que:

- $L_{op}(t)$: Lucro do conjunto de SAEBs no ano t [R\$];
- $R(t)$: Receita do conjunto de SAEBs no ano t [R\$];
- $D_{O\&M}(t)$: Despesas operacionais do conjunto de SAEBs no ano t [R\$];
- $FC(t)$: Fluxo de caixa do empreendimento no ano t [R\$]; e
- $I(t)$: Investimento no conjunto de SAEBs no ano t [R\$].

A receita do empreendimento corresponde à economia de energia; As despesas operacionais refletem o custo de operação e manutenção. Os investimentos, por sua vez, dizem respeito ao ato de instalação da bateria, inicialmente sujeito à dedução do prêmio da instalação, e, posteriormente, às suas reposições ao fim da vida útil.

A receita e os investimentos nas baterias dependem do efeito da degradação sobre a capacidade útil e o tempo de substituição. A receita do SAEB, considerando a capacidade operativa no início do ano t , é o produto da tarifa de energia aplicável às UCs¹ e a energia despachada pelos SAEBs. A receita anualizada é dada pela [Equação \(3.38\)](#).

$$R(t) = 365 \times T_E(t) \times ED_f^{pen} \times C_r(L_{vu}(t)) \quad (3.38)$$

Em que:

- $T_E(t)$: Tarifa de energia aplicada às UCs no ano t [R\$/kWh]; e
- ED_f^{pen} : Energia despachada pelas UCs para a amostra financeira f e nível de penetração pen [kWh].

A troca dos SAEBs observa a vida útil remanescente $L_{vu}(t)$. Ao final do ano t eles acumulam a degradação anualizada Φ_f^{pen} , de forma a se ter uma vida útil $L'_{vu} = L_{vu}(t) + \Phi_f^{pen}$. Caso L'_{vu} seja igual ou superior a 100% ocorre a troca da bateria e um investimento no ano t , e $L_{vu}(t + 1)$ é igualado a zero. Caso contrário, a capacidade no próximo ano será $L_{vu}(t + 1) = L'_{vu}$. A evolução da vida útil gasta do conjunto de SAEBs é contabilizada por meio da [Equação \(3.39\)](#).

$$L_{vu}(t + 1) = \begin{cases} L_{vu}(t) + \Phi_f^{pen}, & \text{caso } L_{vu} + \Phi_f^{pen} < 100\%, \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (3.39)$$

A despesa de operação e manutenção dos SAEBs corresponde a uma proporção do investimento inicial, considerado igual em todos os anos da vida útil dos REDs. Seu valor é calculado em [3.40](#).

¹ Para a estratégia de autoconsumo é aplicada a tarifa convencional monômnia. Para a estratégia de arbitragem nos preços considera-se a tarifa horária branca, com os postos de ponta, intermediário e fora de ponta, e a energia despachada é contabilizada separadamente para os três postos.

$$D_{O\&M}(t) = I \times C_{O\&M} \quad (3.40)$$

Em que:

- I : Investimento inicial do conjunto de SAEBs [R\$]; e
- $C_{O\&M}$: Taxa de despesas de O&M [%].

O dispêndio da compra do conjunto de SAEBs é proporcional à capacidade instalada e ao custo unitário do kWh. O investimento sempre ocorre no ano de instalação e nos anos em que se chega ao fim da vida útil. A [Equação \(3.41\)](#) apresenta o valor do investimento inicial, e a [Equação \(3.42\)](#), o investimento ao longo da vida útil.

$$I = C_{BE,f} \times CA_f^{pen} \quad (3.41)$$

$$I(t) = \begin{cases} I - VP_f^{pen} \times \text{Prêmio}, & \text{caso } t = 0, \\ I, & \text{caso } L_{vu} + \Phi_f^{pen} \geq 100\% \text{ e } t \neq T_{vu}, \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (3.42)$$

Em que:

- $C_{BE,f}$: Custo unitário de aquisição dos SAEBs [R\$/kWh]; e
- CA_f^{pen} : Capacidade de armazenamento de SAEBs instalada para a amostra f e nível de penetração pen [kWh].

3.4.2.2 Indicadores de Viabilidade Econômica

A determinação do FC permite que sejam aferidos os indicadores de viabilidade econômica. Neste estudo, serão utilizados os custos do capital – taxa de desconto ($r_{desc,f}$), igual à taxa mínima de atratividade (TMA), taxa de financiamento (r_p) e taxa de aplicação (r_N).

O VPL é a soma dos fluxos de caixa trazidos ao valor presente, considerando a vida útil e a TMA como custo de capital ([Camargos, 2022](#)). O cálculo do VPL é dado pela [Equação \(3.43\)](#), considerando todo o conjunto de SAEBs instalados no alimentador.

$$VPL = \sum_{t=0}^{T_{vu}} \frac{FC(t)}{(1 + r_{desc,f})^t} \quad (3.43)$$

Em que:

- VPL : Valor presente líquido do investimento [R\$]; e
- $r_{desc,f}$: Taxa de desconto, ou taxa mínima de atratividade, do investimento [% a.a.].

A taxa interna de retorno (TIR) é o custo de capital que zera o VPL, indicando a maior taxa mínima de atratividade para um investimento viável. A TIR apresenta multiplicidade

quando o fluxo de caixa apresenta mais de uma inversão de sinal. Neste caso, emprega-se a TIRM.

A TIRM é o custo de capital que iguala o valor futuro das receitas (3.44a) ao valor presente das despesas (3.44b) (Newnan; Eschenbach; Lavelle, 2012). Neste estudo, são utilizados dois custos de capital: a taxa de aplicação de recursos (r_P), quando FC for positivo; e a taxa de financiamento (r_N), quando negativo. Com isso, computa-se a TIRM por meio da Equação (3.44c).

$$VF_R = \sum_{t=0}^{T_{vu}} FC_p(t) \times (1 + r_P)^{T_{vu}-t} \quad (3.44a)$$

$$VP_D = \sum_{t=0}^{T_{vu}} \frac{FC_n(t)}{(1 + r_N)^t} \quad (3.44b)$$

$$TIRM = \left(\frac{VF_R}{-VP_D} \right)^{T_{vu}} - 1 \quad (3.44c)$$

Em que:

- $TIRM$: Taxa interna de retorno modificada dos SAEBS [% a.a.];
- VF_R : Valor futuro das receitas [R\$];
- $FC_p(t)$: Fluxo de caixa no ano t, se positivo [R\$];
- r_P : Taxa de aplicação de recursos dos SAEBS [% a.a.];
- VP_D : Valor presente das despesas [R\$];
- $FC_n(t)$: Fluxo de caixa no ano t, se negativo [R\$]; e
- r_N : Taxa de financiamento dos SAEBS [% a.a.].

O PBD é o tempo necessário para que os retornos do empreendimento igualem o custo do investimento, considerando o custo de capital. Ele mensura a celeridade com que os benefícios do projeto são percebidos pelo investidor (Newnan; Eschenbach; Lavelle, 2012). Ele pode ser expresso por meio da Equação (3.45).

$$PBD = (T - 1) + \frac{\left| \sum_{t=0}^{T-1} \frac{FC(t)}{(1+r_{desc,f})^t} \right|}{\frac{FC(T)}{(1+r_{desc,f})^T}} \quad (3.45)$$

Em que:

- PBD : *Payback* descontado [anos]; e
- T : Ano em que o fluxo de caixa acumulado é igual ou maior que zero [anos].

3.4.2.3 Algoritmo

O algoritmo de cálculo da viabilidade econômica do conjunto de SAEBS é apresentado na Figura 3.5, em que:

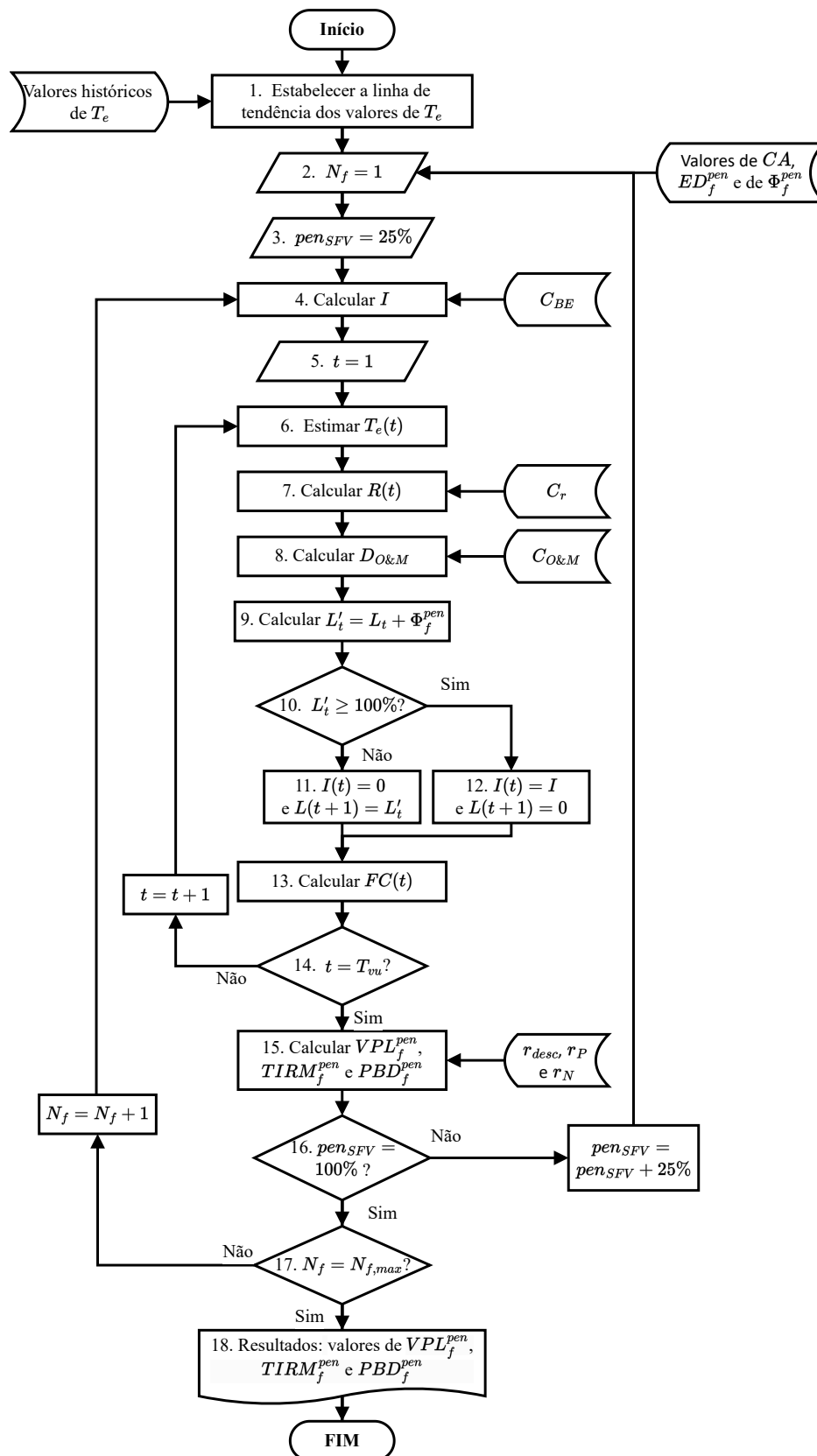


Figura 3.5 – Fluxograma de obtenção dos indicadores de viabilidade econômica.

Fonte: Autoria própria.

1. Determine a linha de tendência da T_e com base em seus valores históricos;
2. Utilize os fatores de entrada financeiros da primeira amostra dos fatores ($N_f = 1$);
3. Estabeleça o primeiro nível de penetração ($pen_{SFV} = 25\%$);
4. Calcule o investimento inicial dos SAEBs (I);
5. Estabeleça o ano igual a 1 ($t = 1$);
6. Estime o valor futuro da T_e com base na linha de tendência;
7. Calcule a receita dos SAEBs para o ano t ($R(t)$) de acordo com a estratégia de controle selecionada;
8. Calcule a despesa de operação e manutenção para o ano t ($D_{O\&M}(t)$);
9. Calcule a degradação acumulada ao final do ano (L');
10. Se o fim da vida útil das REDs ($L' \geq 100\%$) não for alcançado, vá para a etapa 11. Caso contrário, vá para a etapa 12;
11. Faça o investimento igual a zero ($I(t) = 0$), e a degradação acumulada igual a L' ($L(t+1) = L'$). Vá para a etapa 14.
12. Faça o investimento igual a I ($I(t) = I$), e a degradação acumulada igual a 0 ($L(t+1) = 0$), exceto se $t = T_{vu}$;
13. Calcule o fluxo de caixa para o ano t ($FC(t)$);
14. Se o fim da vida útil dos REDs não for alcançado, incremente o ano ($t = t + 1$) e repita as etapas 7–11. Caso contrário, vá para a etapa 15;
15. Calcule VPL_f^{pen} , $TIRM_f^{pen}$ e PBD_f^{pen} usando o r_{desc} , r_P e r_N ;
16. Se $pen_{SFV} = 100\%$ não for alcançado, incremente pen_{SFV} ($pen_{SFV} = pen_{SFV} + 25\%$) e repita as etapas 4–15. Caso contrário, vá para a etapa 17;
17. Se $N_f = N_{f,max}$ não for alcançado, selecione o próximo cenário ($N_f = N_f + 1$) e repita as etapas 5–16. Caso contrário, vá para a etapa 18;
18. Armazene os valores de VPL_f^{pen} , $TIRM_f^{pen}$ e PBD_f^{pen} . Em seguida, encerre o processo.

3.5 Análise de Sensibilidade Global

A análise de sensibilidade global identificará a influência dos fatores técnicos e financeiros sobre a viabilidade dos SAEBs. Para tanto, será empregado o método do delta de Borgonovo (Borgonovo, 2007; Borgonovo; Castaings; Tarantola, 2011).

Também serão utilizados os métodos dos estimadores e de Monte Carlo, bem como a sequência de baixa dispersão de Halton para amostragem das entradas. Dessa maneira, o espaço das entradas será amostrado de forma eficiente e aumentará a taxa de convergência dos resultados (Hung, 2024; Ökten; Liu, 2021).

3.5.1 Análise de Incerteza

A análise de incerteza é uma etapa inicial. Ela consiste na execução do modelo considerando diversos cenários de sensibilidade por meio do método de Monte Carlo. O número de execuções do modelo para resultados rigorosos é estimado em Saltelli (2008) por meio da Equação (3.46).

$$N_{f,max} = N_D \times (n + 2) \quad (3.46)$$

Em que:

- $N_{f,max}$: Número de amostras necessárias à análise de sensibilidade [adim.];
- N_D : Parâmetro de proporcionalidade entre o número de fatores e o número de execuções [adim.]; e
- n : Número de fatores de entrada analisados [adim.].

Os fatores de entradas do modelo analisado neste estudo estão indicados na Tabela 3.1. Ademais, os valores empregados para as entradas estão presentes na Seção 4.4 do Capítulo 4.

O algoritmo de cálculo do indicador de sensibilidade do delta de Borgonovo é composto pelo particionamento das entradas, pela estimação da função de densidade e pela estimação do valor do indicador de sensibilidade. O fluxograma do algoritmo da análise de sensibilidade global é apresentado na Figura 3.6.

1. Selecione a primeira saída ($k = 1$);
2. Calcule a média e desvio padrão do conjunto de resultados da saída analisada (Y_k);
3. Estime a função de densidade de probabilidade incondicional da saída analisada ($\hat{f}_{Y_k}(y_k)$);
4. Selecione o primeiro fator de entrada ($i = 1$);
5. Separe o conjunto de dados da entrada X_i em $M(N_f)$ partições ($\mathcal{P}_1, \mathcal{P}_2, \dots, \mathcal{P}_M$);
6. Selecione a primeira partição de ($X_i \times Y_k$) ($m = 1$);
7. Estime a função de densidade de probabilidade condicional de Y_k ($\hat{f}_{Y_k|X_i \in \mathcal{P}_m}(y_k)$) considerando o conjunto de entradas e saídas pertencentes à partição $\mathcal{P}_m$;
8. Calcule $\gamma_i^k(\mathcal{P}_m)$, com base na Equação (2.15);
9. Se a última partição ($m = M(N_f)$) não for alcançada, selecione a próxima partição ($m = m + 1$) e repita as etapas 5–8. Caso contrário, vá para a etapa 10;
10. Calcule $\hat{\delta}_i^k$, empregando a Equação (2.16);
11. Se a última entrada ($i = n$) não for alcançada, selecione a próxima entrada ($n = n + 1$) e repita as etapas 5–11. Caso contrário, vá para a etapa 13;
12. Se a última saída ($k = D$) não for alcançada, selecione a próxima saída ($k = k + 1$) e repita as etapas 2–12. Caso contrário, vá para a etapa 14;

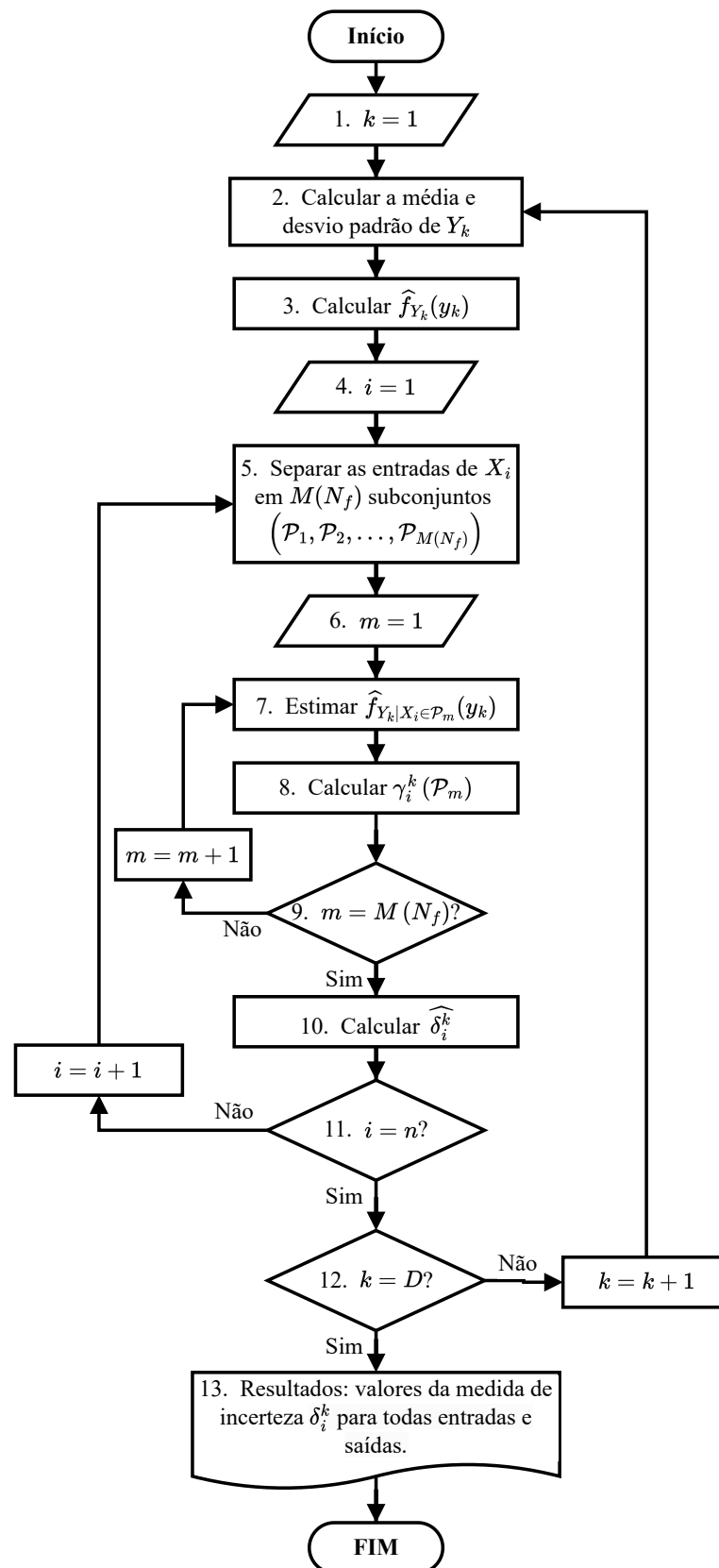


Figura 3.6 – Fluxograma de obtenção do indicador de sensibilidade do delta de Borgonovo.

Fonte: Autoria própria.

13. Armazene os gráficos gerados e os resultados das medidas de densidade $\hat{\delta}_i^k$. Em seguida, encerre o processo.

Esse processo calcula o valor do δ para todas as combinações de entrada e saídas do modelo, e repete-se para cada nível de penetração e estratégia de controle. Como exemplo, uma das entradas pode ser a capacidade de armazenamento, e o VPL do investimento nas baterias como saída analisada, condições para quais será calculado o delta. Com 5 fatores de entradas, o número de amostras necessárias é de 3.500, separadas em 15 partições de 233 ou 234 valores cada, baseando-se na [Equação \(2.11\)](#). O estimador do índice de sensibilidade será calculado para cada partição. A primeira partição possuiria as simulações que tenham os 233 menores valores de capacidade de entrada, a segunda, os próximos 233, e assim até que a última partição tenha os 233 maiores valores.

3.5.2 Análise de Sensibilidade Conjunta: Técnica-Financeira

A análise de sensibilidade global conjunta técnico-financeira consiste em: 1) realizar a análise de sensibilidade global para os resultados da análise técnica e da análise econômico-financeira, separadamente; 2) identificar as influências dos fatores técnicos e financeiros; 3) selecionar os fatores com maior influência, ou seja, com delta elevado; e 4) executar uma nova análise de incerteza e de sensibilidade, utilizando os fatores selecionados.

O algoritmo é descrito a seguir. Seu fluxograma é exposto na [Figura 3.7](#).

1. Defina a estratégia de controle dos SAEs, entre autoconsumo e arbitragem no preço;
2. Sorteie os $N_{d,max}$ dias que devem ser empregados nas execuções do modelo;
3. Amostre $N_{f,max}^{tec}$ valores para os n_{tec} fatores de entrada da análise técnica, com base na modelagem das distribuições aleatórias dos fatores de entrada e na sequência de baixa dispersão de Halton;
4. Execute o algoritmo para determinação dos impactos técnicos, para as entradas sorteadas, de acordo com a [subseção 3.3.1.5](#);
5. Sorteie $N_{f,max}$ valores para os n_{fin} fatores de entrada da análise financeiros, com base na modelagem das distribuições aleatórias dos fatores de entrada e na sequência de baixa dispersão de Halton;
6. Monetize os impactos técnicos para os $N_{f,max}$ valores de entradas financeiras, utilizando os resultados de entradas técnicas de amostras correspondentes, retornando o impacto total VP_f^{pen} ;
7. Calcule a viabilidade econômica dos SAEs, para as $N_{f,max}$ amostras das entradas financeiras, retornando VPL_f^{pen} , $TIRM_f^{pen}$ e PBD_f^{pen} ;
8. Calcule os indicadores de densidade de Borgonovo (δ);
9. Armazene os $n_{tec} + n_{fin}$ indicadores de densidade e os valores de VP_f^{pen} , VPL_f^{pen} , $TIRM_f^{pen}$ e PBD_f^{pen} . Em seguida, encerre o processo.

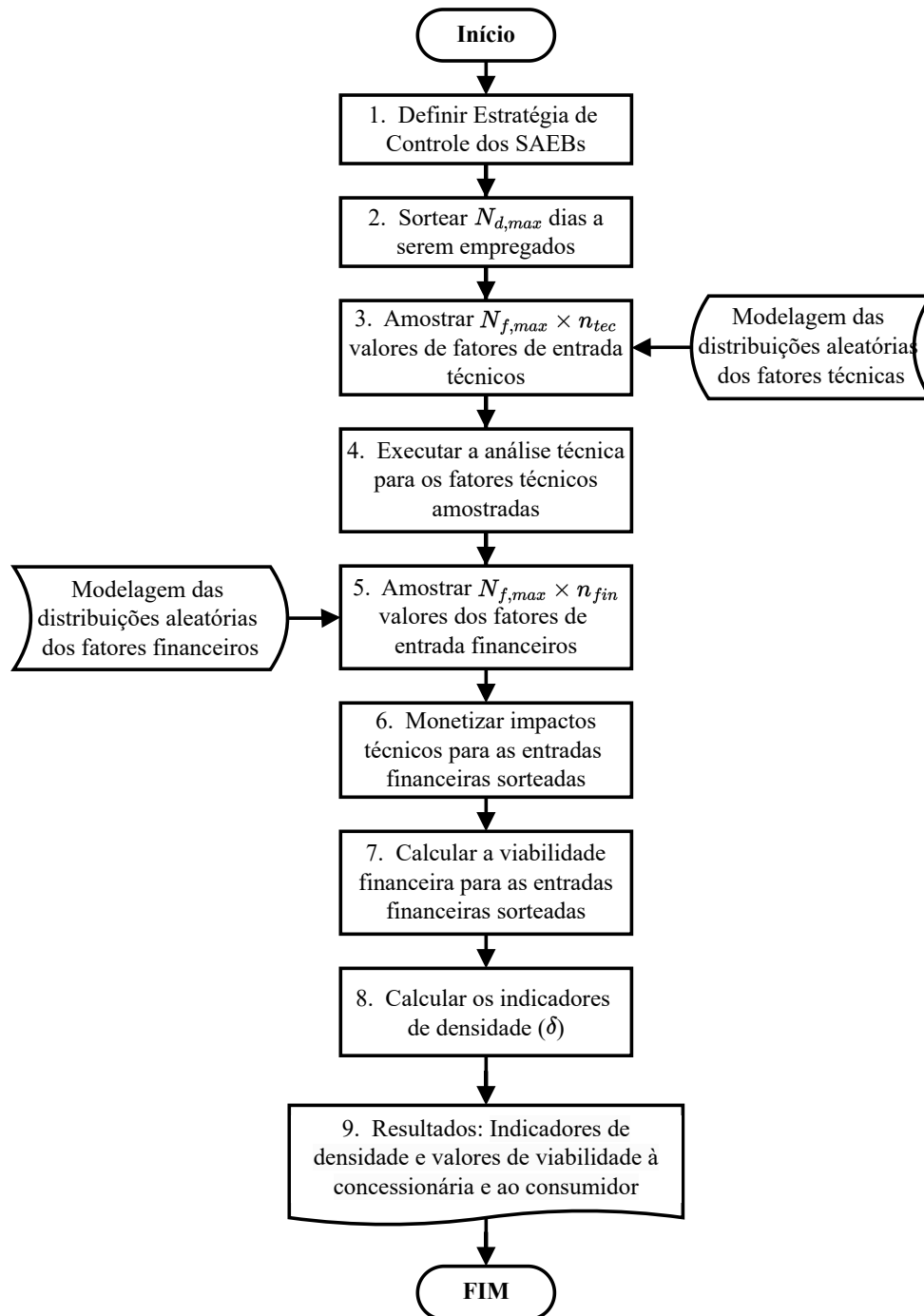


Figura 3.7 – Fluxograma da realização da análise conjunta técnico-financeira.

Fonte: Autoria própria.

3.6 Análise de Sensibilidade Univariada do Prêmio

A análise da concessão de um prêmio dado pela instalação de SAEBs sobre a viabilidade econômica utilizará os resultados obtidos na análise conjunta técnico-financeira. O prêmio corresponde a uma proporção do benefício da instalação de REDs à rede, concedido pela concessionária à UC instaladora do SAEB, de forma proporcional à sua capacidade instalada.

O prêmio será concedido em níveis proporcionais, de 0% a 100%, em incrementos de 10%, por meio de uma análise de sensibilidade univariada. Serão obtidos o RFC e os indicadores de viabilidade econômica do conjunto de SAEBs.

O algoritmo é exibido abaixo e na [Figura 3.8](#).

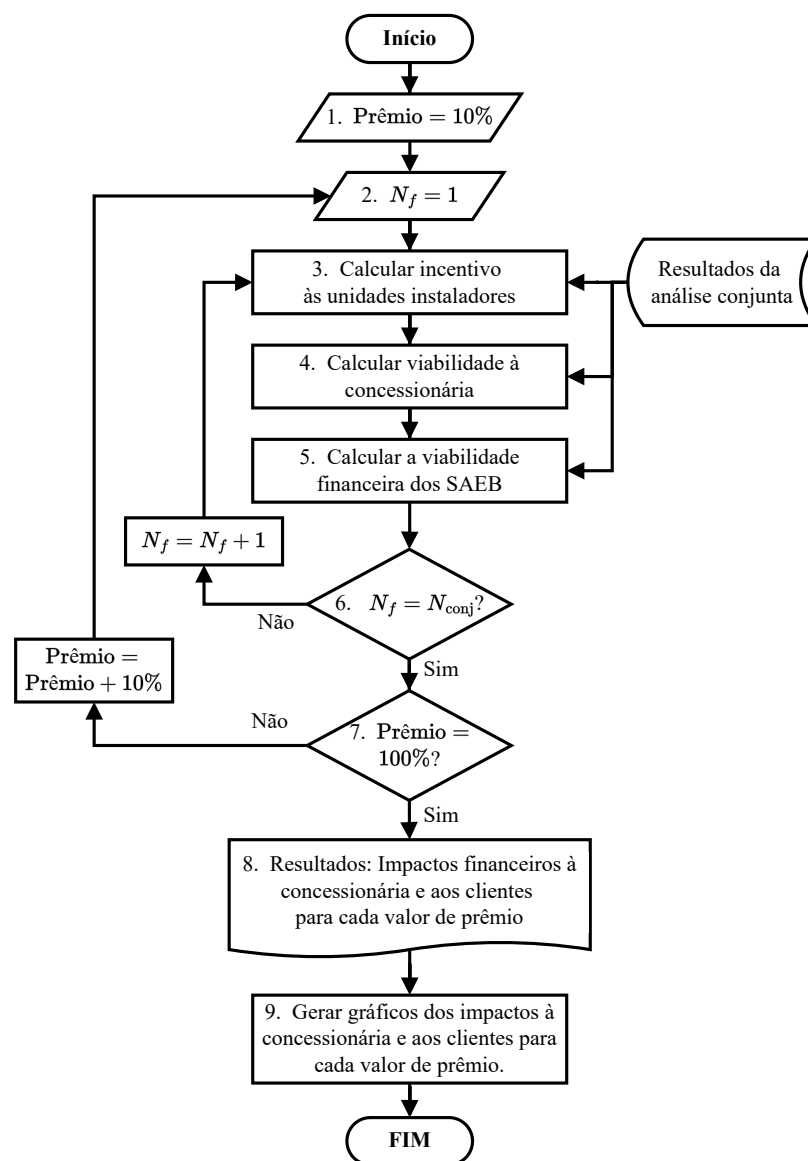


Figura 3.8 – Algoritmo de identificação do impacto da concessão do prêmio.

Fonte: Autoria própria.

1. Selecione a taxa do benefício em seu primeiro valor (Prêmio = 10%);

2. Selecione a primeira amostra de fatores técnicos-financeiro ($N_f = 1$);
3. Calcule o benefício dado às UCs instaladoras de REDs, a partir do VP_f^{pen} obtidos na análise conjunta;
4. Calcule a viabilidade à concessionária (RFC_f^{pen});
5. Calcule os índices de viabilidade econômica dos SAEBs (VPL_f^{pen} , $TIRM_f^{pen}$ e PBD_f^{pen}), considerando o benefício calculado no passo 3;
6. Se $N_f = N_{f,max}$ não for alcançado, selecione o próximo cenário ($N_f = N_f + 1$) e repita as etapas 3-5. Caso contrário, vá para o passo 7;
7. Se Prêmio = 100% não for alcançado, incremente o prêmio (Prêmio = Prêmio + 10%) e repita as etapas 3-6. Caso contrário, vá para o passo 8;
8. Armazene os valores de viabilidade à concessionária (RFC_f^{pen}) e ao consumidor (VPL_f^{pen} , $TIRM_f^{pen}$ e PBD_f^{pen}) para cada valor de prêmio; e
9. Efetue a análise de sensibilidade univariada com os resultados obtidos. Em seguida, encerre o processo.

3.7 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a metodologia desenvolvida para determinar a influência de diferentes fatores técnicos e financeiros sobre a viabilidade econômica da instalação de SAEBs na rede elétrica.

Inicialmente, é apresentada uma visão geral da metodologia e a descrição das etapas, a saber: os impactos técnicos e financeiros, a análise de sensibilidade global dos fatores técnicos e financeiros, a análise de sensibilidade global conjunta técnico-financeira e, por fim, a análise univariada do prêmio.

Posteriormente, foi exposta a metodologia de determinação dos impactos técnicos, abordando o método computacional, o nível de penetração, os impactos técnicos, as diferentes estratégias de controle e a quantificação da degradação dos SAEBs. Em seguida, foi exibida a metodologia de determinação dos impactos financeiros (monetização dos impactos técnicos e do impacto total de integração de REDs, da viabilidade para a concessionária, da contagem de ciclos e da viabilidade econômica do conjunto de baterias).

Por fim, foram apresentadas as análises de sensibilidade global, técnica e financeira, a análise conjunta técnico-financeira e a análise do efeito da concessão do prêmio, que encerra este capítulo.

4 Materiais

4.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo, serão apresentados os dados empregados no estudo, abrangendo o alimentador, as variáveis meteorológicas, e o ambiente computacional, os fatores de entradas técnicos e financeiros, e os aspectos relativos à análise de sensibilidade global.

Este capítulo é estruturado em:

- a) [Seção 4.3](#) – aborda os dados relativos ao alimentador, e os dados meteorológicos;
- b) [Seção 4.2](#) – trata dos *softwares* empregados no fluxo de carga;
- c) [Seção 4.4](#) – apresenta os fatores de entrada técnicos e financeiros, além de apresentar os parâmetros fixos das simulações; e
- d) [Seção 4.5](#) – aspectos relativos à análise de sensibilidade global.

Ao final do capítulo é apresentada uma breve síntese do exposto.

4.2 Ambiente Computacional

O método computacional consiste no emprego do software *DSS-Extensions*, implementação em código aberto do *OpenDSS*, para a execução de fluxos de potência em alimentadores de distribuição reais. Desde 2015, a ANEEL utiliza o *OpenDSS* para o cálculo das perdas técnicas das concessionárias de distribuição ([ANEEL, 2021b](#)).

A linguagem *Python* é adotada para gerar os fatores de entrada, controlar o software de fluxo de potência, consolidar os resultados computacionais, calcular os impactos técnicos e financeiros e executar a análise de sensibilidade. O *DSS-Extensions* é integrado ao *Python*, possibilitando o emprego de métodos de computação paralela e reduzindo o custo computacional. O processo computacional de obtenção dos impactos técnicos descrito no algoritmo da [subseção 3.3.1.5](#) necessita de um elevado número de execuções do fluxo de carga. Por esta razão, foram necessárias diversas melhorias para viabilizar esse estudo. Os passos tomados para minimizar o tempo computacional são explicadas no [Apêndice A](#).

Parte dos dados para execução das simulações foram modelados diretamente nos códigos em *Python*, e outros empregaram planilhas do Excel. O alimentador simulado é descrito por diversos *scripts*, em arquivos .dss, cada um modelando um elemento específico do alimentador.

4.3 Dados Utilizados

Na [subseção 4.3.1](#), serão apresentados os dados referentes ao alimentador. As variáveis meteorológicas do estudo serão expostas na [subseção 4.3.2](#).

4.3.1 Alimentador

Os dados eletro-energéticos utilizados no estudo foram obtidos via Banco de Dados Geográficos da Distribuidora (BDGD), disponibilizado publicamente pela ANEEL, e referem-se ao alimentador residencial 1004, localizado no Lago Sul, Brasília. A partir desses dados geográficos, que contêm informações detalhadas do alimentador, como barramentos, cargas, fases e classificação do tipo de alimentador (residencial, comercial ou rural), é possível estruturar uma base de dados SQL, da qual se extrai a planilha de consumidores. Posteriormente, utiliza-se o software *ProgGeoPerdas*, da ANEEL, para gerar os arquivos de fluxo de carga no formato .dss, compatíveis com o sistema *OpenDSS*, permitindo a modelagem e a análise do comportamento elétrico do alimentador.

4.3.2 Variáveis Meteorológicas

Os dados meteorológicos são adquiridos do *website* do INMET, utilizando o Banco de Dados Meteorológicos com dados de estações automáticas, que os adquire de forma horária. Eles são referentes ao ano de 2022. Neste estudo, são utilizados os dados de Irradiância (transformados de kJ/m^2 para kW/m^2), de velocidade do vento, e da temperatura ambiente para determinar a temperatura operativa do módulo fotovoltaico.

4.3.3 Degradação de Baterias

Os parâmetros de degradação das baterias basearam-se no modelo RB48V100, da empresa RELiON. Trata-se uma bateria de ferrofosfato de lítio (LiFePO_4), específica para sistemas de armazenamento. Seu *datasheet* consta com os valores necessários de vida útil para o cálculo dos coeficientes k_1 e k_2 da [Equação \(3.23\)](#). A [Figura 4.1](#) mostra as retas do número de ciclos para três capacidades.

Os valores do número de ciclos até o fim da vida útil, anos em operação, e fim da vida útil, obtidos da [Figura 4.1](#), são apresentados na [Tabela 4.1](#).

A [Tabela 4.1](#) apresenta, às capacidades de descarga de 50%, 80% e 100%, o número de ciclos, a degradação por ciclo, em *basis points*, e quantos anos a bateria operaria com essa profundidade de descarga, caso fizesse um ciclo completo por dia. Os valores da coluna degradação por ciclo são empregados no ajuste dos coeficientes k_1 e k_2 . Os valores obtidos foram de 7,52 bp e de 1,69, respectivamente.

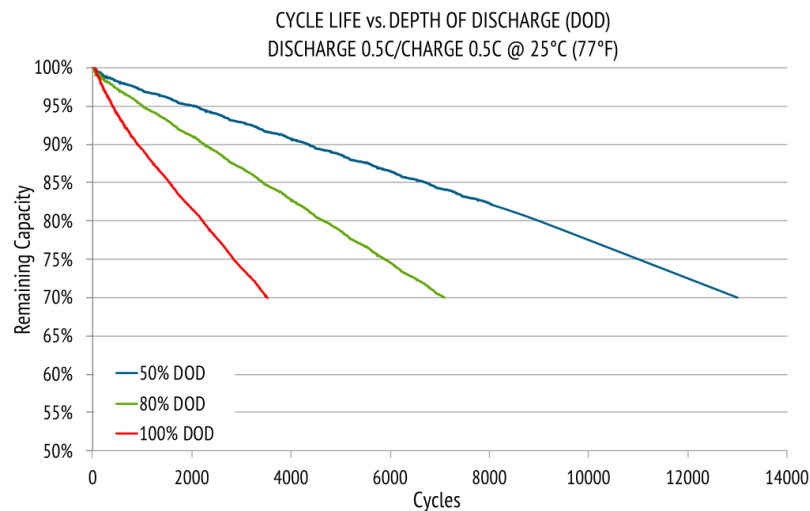


Figura 4.1 – Vida útil contra profundidade de descarga da bateria RB48V100.

Fonte: RELiON (2023).

Tabela 4.1 – Número de ciclos dos SAEBs

Profundidade de Descarga	Número de ciclos até fim da vida útil*	Degradação por ciclo (bp)	Anos de operação contínua
100%	2.400	11,36	6,6
80%	4.800	20,83	13,2
50%	8.800	41,67	24,1

Fonte: Autoria própria.

*: Dados relativos ao fim da vida útil com 80% de capacidade.

4.4 Fatores de Entrada

4.4.1 Fatores de Entrada Técnicos

Os fatores de entradas técnicos analisadas serão a capacidade de armazenamento (C_f), a profundidade de descarga (DoD_f), o limite de potência dos SAEBs (P_f^{max}), a eficiência de carga e descarga (η_f) e o fator de posicionamento (S_f). As saídas são os impactos financeiros sob a ótica da concessionária e sob a ótica do prosumidor.

A Tabela 4.2 apresenta a relação destes fatores considerados.

Os principais fatores técnicos dos SAEBs não analisados são o fator de potência, considerado unitário, e as perdas ociosas, de 1%.

4.4.2 Fatores de Entrada Financeiros

Os fatores de entrada financeiros analisados serão o custo médio ponderado do capital ($CMPC_f$), o custo do mix de compra de energia (CE_f), a tarifa de uso do sistema de distri-

Tabela 4.2 – Fatores de entrada técnicos

Fator		Valor base	Faixa de Variação	Distribuição
Capacidade de Armazenamento (%)	C_f	100%	de 25% até 175%	Uniforme
Profundidade de Descarga (%)	DoD_f	80%	de 50% até 100%	
Limite de Potência do SAE (kW)	P_f^{max}	7,5 kW	de 2 kW até 10 kW	
Eficiência de Carga e Descarga (%)	η_f	90%	de 80% a 100%	
Posicionamento	S_f	100	de 1 à 200	

Fonte: Autoria Própria.

buição ($TUSD_f$), o custo marginal de expansão da distribuidora (CME_f), o custo da bateria (C_{BE}) e a taxa mínima de atratividade (r_{desc}). As saídas serão os impactos financeiros sob a perspectiva da concessionária e sob a perspectiva do prosumidor.

A [Tabela 4.3](#) apresenta os valores considerados para os fatores financeiros.

Tabela 4.3 – Fatores de entrada financeiros

Fator		Valor base	Faixa de Variação	Distribuição
CMPC (% a.a.)	$CMPC_f$	7,73%	de 3,9% até 11,6%	Uniforme
Custo de Compra de Energia (%)	CE_f	100%	de 50% até 150%	
TUSD (R\$/kWh)	$TUSD_f$	R\$ 0,353	de R\$ 0,176 até R\$ 0,529	
CME (R\$/kW)	CME_f	R\$ 785,27	de R\$ 392,64 até R\$ 1.177,91	
Custo da Bateria (R\$/kWh)	$C_{BE,f}$	R\$ 677,35	de R\$ 338,67 até R\$ 1.016,03	
Taxa Mínima de Atratividade (% a.a.)	$r_{desc,f}$	10,38%	de 5,19% até 15,57%	

Fonte: Autoria Própria.

Os dados da coluna valor base da [Tabela 4.3](#) foram todos obtidos referentes ao ano de 2024 ([ANEEL, 2025](#); [ANEEL, 2024a](#); [ANEEL, 2021a](#); [Banco Central do Brasil, 2025](#); [Catsaros, 2024](#); [Neoenergia Brasília, 2025](#); [Receita Federal, 2025](#)), para a concessionária Neoenergia Brasília e com consumidores do grupo B1. As horas de tarifa fora de ponta são das 22:00 às 16:59; intermediária, das 17:00 às 17:59 e 21:00 às 21:59; e de ponta, das 18:00 às 20:59. Os valores da outra coluna consideraram uma variação de -50% e +50% sobre o valor base.

Em relação a outros fatores, observa-se que, para o cálculo da Taxa Interna de Retorno Modificada (TIRM), a Taxa de Aplicação dos Recursos assume o mesmo valor da Taxa de Desconto e da Taxa Mínima de Atratividade (TMA), variando conforme as simulações realizadas. No entanto, a Taxa de Financiamento foi considerada igual a zero, uma vez que se pressupõe a inexistência de financiamento externo no cenário analisado.

A evolução dos custos de energia e das tarifas são apresentadas nas Figuras 4.2 a 4.4.

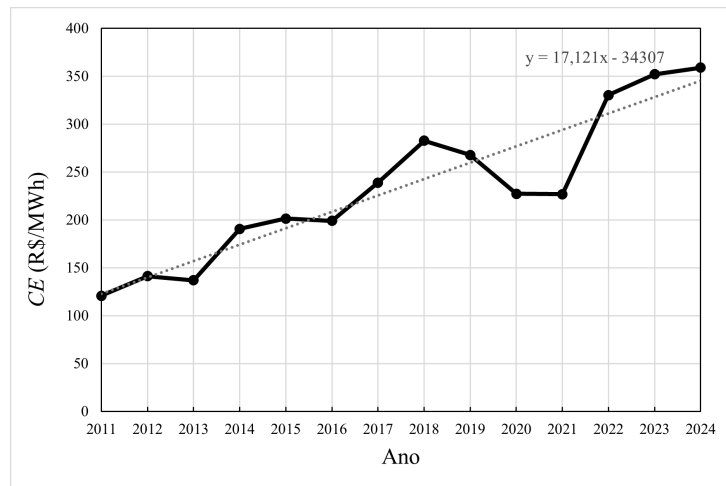


Figura 4.2 – Custo de Energia.

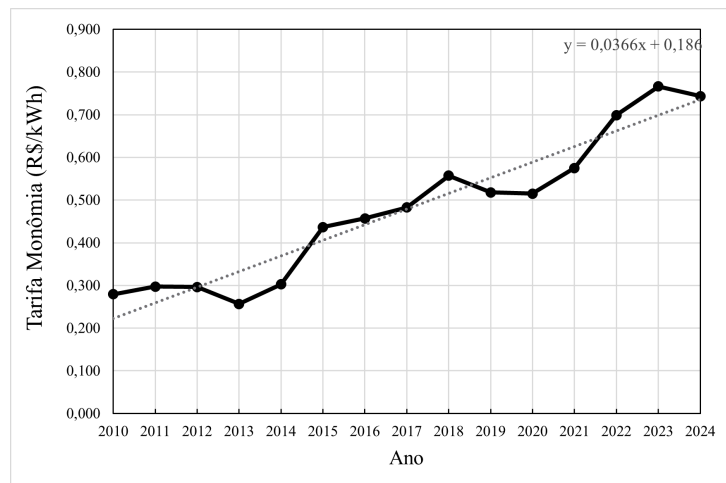


Figura 4.3 – Tarifa Monômnia para a Neoenergia Brasília.

4.5 Análise de Sensibilidade

Neste estudo, a função do kernel $K(\nu)$, para estimação das funções de probabilidade de densidade, é a gaussiana normalizada ($\frac{1}{\sqrt{2\pi}} e^{-\nu^2/2}$).

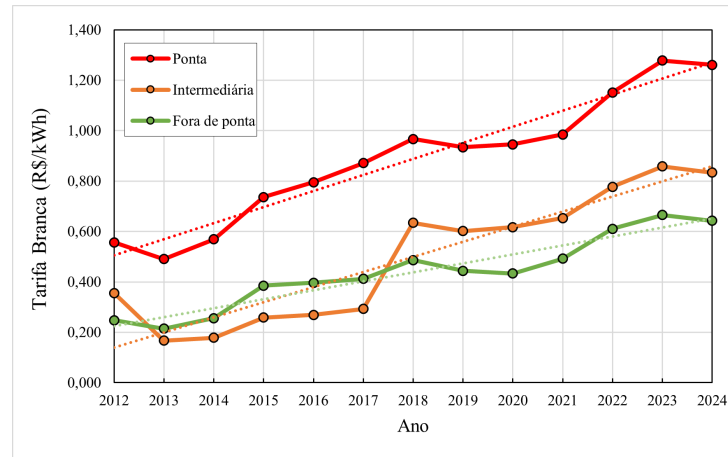


Figura 4.4 – Tarifa Branca para a Neoenergia Brasil.

4.6 Considerações Finais

Nesse capítulo foram apresentados, brevemente, os dados utilizados para execução das simulações, cujos resultados são expostos no [Capítulo 5](#).

5 Resultados e Discussões

5.1 Considerações Iniciais

Neste capítulo são apresentados os impactos técnicos e financeiros da integração de REDs, considerando a variação dos fatores técnicos e financeiros, a aplicação da análise de sensibilidade global para um fator de entrada, as influências de cada fator sobre impacto financeiro dos SAEBs, e os efeitos da concessão de um benefício às UCs. Assim, ele será estruturado por meio das seções que seguem:

- a) [Seção 5.2](#) – abordará os impactos técnicos e financeiros obtidos;
- b) [Seção 5.3](#) – abrange os resultados obtidos para os cálculos dos indicadores de densidade;
- c) [Seção 5.4](#) – apresenta o impacto que a concessão do prêmio provoca aos prosumidores;
- e
- d) [Seção 5.5](#) – faz uma breve síntese dos principais resultados.

5.2 Impactos Técnicos e Financeiros

Nesta seção serão apresentados os impactos técnicos e financeiros sob a ótica da concessionária, e os impactos financeiros sob a ótica dos prosumidores. Como o objetivo deste trabalho é quantificar a influência dos fatores técnicos e financeiros, a análise dos impactos mencionados se restringirá aos principais aspectos observados. Análises mais abrangentes dos impactos da integração de GDFV e de SAEBs podem ser encontradas em [Stecanella \(2020\)](#), [Camargos \(2022\)](#) e [Togo \(2024\)](#).

Neste estudo, serão analisados quatro níveis de penetração, a saber: de 25%, 50%, 75% e 100%. Para quantificação dos impactos técnicos e financeiros, foram consideradas 3.500 amostras dos fatores de entrada, gerados com base nas [Tabelas 4.2 e 4.3](#). A vida útil dos REDs será considerada como 25 anos, correspondendo à vida útil dos módulos fotovoltaicos, conforme adotado por [Camargos \(2022\)](#).

Os impactos técnicos, apresentados na [subseção 3.3.1](#), são:

- a) as violações de tensão;
- b) a demanda de pico; e
- c) as perdas técnicas.

Os impactos financeiros, das [subseções 3.4.1 e 3.4.2](#), são:

- a) os impactos técnicos monetizados; e
- b) os indicadores de viabilidade econômica (VPL, TIRM e PBD).

A visualização dos impactos técnicos e financeiros empregará *boxplots*, sendo apresentado um gráfico para cada saída. Eles são constituídos por 6 elementos: um retângulo, possuindo uma marca central e um sinal de $\times$; dois *whiskers*; e sinais de $+$. O retângulo apresenta o primeiro (Q_1) e terceiros quartis (Q_3), com altura igual ao intervalo interquartil (IIQ); a marca central no retângulo é a mediana; o sinal $\times$ é a média; os *whiskers* são os limites inferior (LI) e superior (LS) dos resultados, desconsiderando observações discrepantes, as quais são representadas por sinais de $+$ (Morettin; Bussab, 2021, pp. 50–51).

5.2.1 Impactos Técnicos

A seguir, serão apresentados os impactos técnicos nos níveis de tensão, demanda de pico, e perdas técnicas obtidos da execução das simulações computacionais.

5.2.1.1 Níveis de Tensão

A Figura 5.1 apresenta o efeito da integração de REDs sobre o quantitativo de violações de tensão.

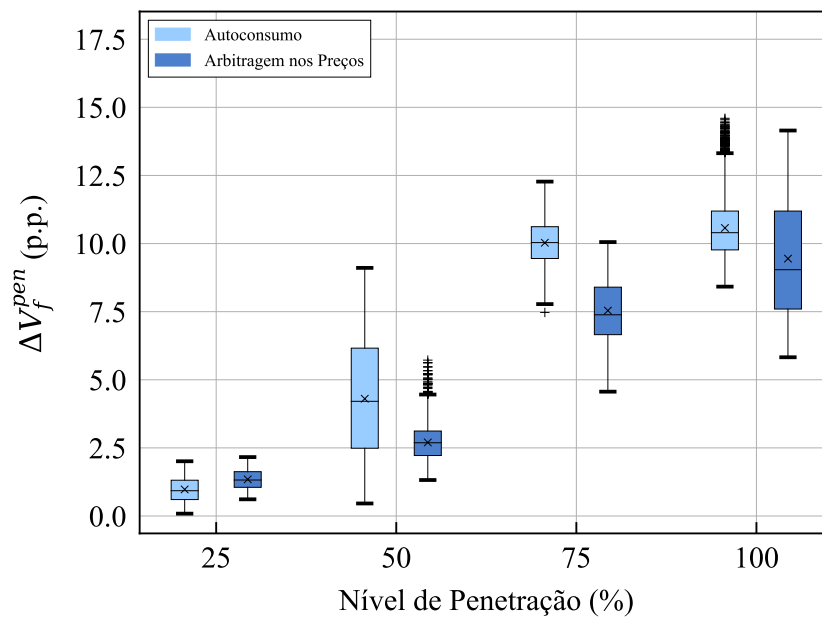


Figura 5.1 – Variação das violações de tensão devido à integração de REDs.

A Figura 5.1 demonstra correlação direta entre as violações de tensão e a penetração de GDFV. Com baixa penetração, de 25%, ocorre uma pequena elevação dos níveis de tensão para as duas estratégias, da ordem de 2,5 p.p. A partir do nível de 50% a estratégia de autoconsumo começa a apresentar mais violações que a arbitragem nos preços. Altos níveis de penetração, de 75% e 100%, mostram impactos similares para as duas estratégias, com média de aumento entre 9 e 10 p.p. Verifica-se, observando os *whiskers*, que o maior valor obtido para a variação das violações de tensão é de 14 p.p., e que nunca ocorre redução delas.

Em comparação com os resultados obtidos em [Camargos \(2022\)](#) para um conjunto de alimentadores, verifica-se que este alimentador possui uma elevada taxa das violações de tensão, em todos os níveis de penetração. Ao tomar somente alimentadores residenciais, nota-se que taxas observadas estão em linha com os piores casos.

5.2.1.2 Demanda de Pico

A [Figura 5.2](#) apresenta os efeitos da integração de REDs sobre a demanda de pico do alimentador.

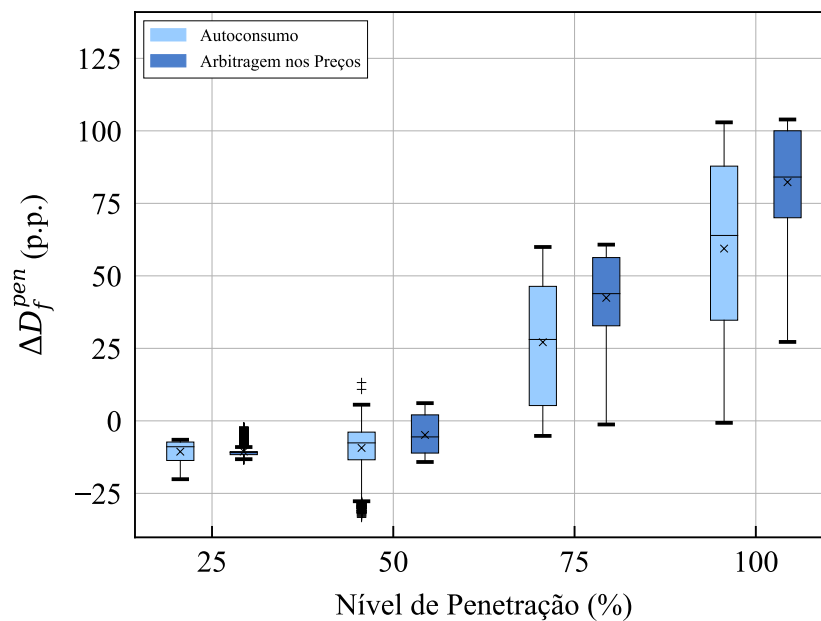


Figura 5.2 – Variação na demanda de pico devido à integração de REDs.

A [Figura 5.2](#) mostra que a integração de REDs até 50% de penetração em média reduz a demanda de pico. Ademais, percebe-se que essa redução é, em média, de 10%, com alguns casos maiores que 25%.

Acima de 50% de penetração fotovoltaica há elevação da demanda de pico do alimentador, que se deve às baterias serem incapazes de consumir o excesso de geração fotovoltaica. Também observa-se que, ao contrário dos níveis de tensão, a demanda de pico é maior para a estratégia de arbitragem nos preços comparada à estratégia de autoconsumo.

Com 100% de penetração ocorre um grande aumento da demanda, com médias de 60% e 80% para as duas estratégias. Se vê que existem casos em que a estratégia de autoconsumo consegue restringir a elevação na demanda de pico, dado que o *whisker* do LI inicia do zero, o que não ocorre com a estratégia de arbitragem nos preços.

Ao contrapor a [Figura 5.2](#) aos resultados de [Camargos \(2022\)](#), verifica-se que os impactos obtidos estão na banda superior de valores esperados, e que a tendência deles é muito

similar com aumento a partir de 60% de penetração. Para um alimentador residencial, os resultados estão cerca de 20 p.p. acima do resultado médio.

5.2.1.3 Perdas Técnicas

A [Figura 5.3](#) mostra a variação das perdas técnicas com a integração de REDs.

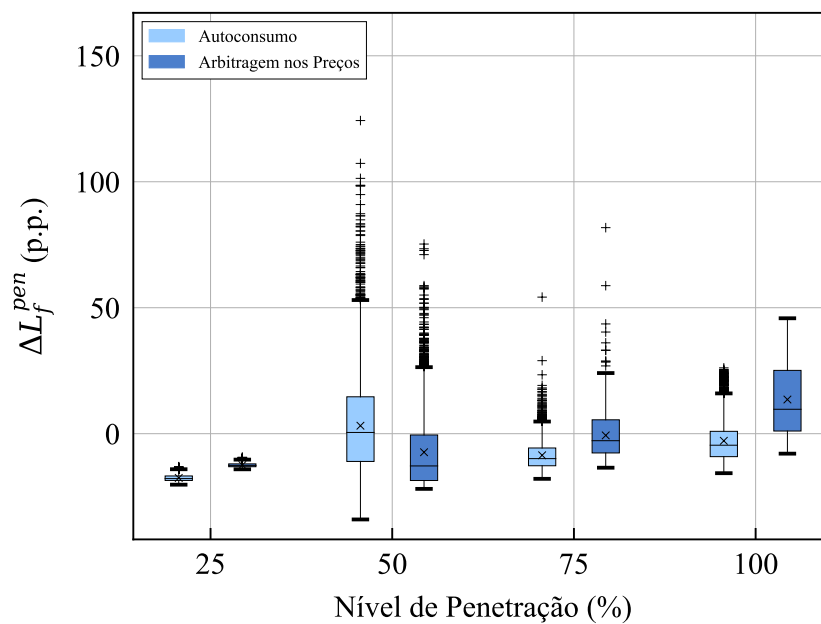


Figura 5.3 – Variação nas perdas técnicas devido à integração de REDs.

Observando os diversos elementos da [Figura 5.3](#), verifica-se que ocorre uma redução de 15 p.p. das perdas técnicas com 25% de penetração para as duas estratégias, com nenhuma variabilidade. Isso se deve aos SFVs atenderem parte da demanda do alimentador, reduzindo a corrente nos condutores e diminuindo as perdas Joule.

A estratégia de autoconsumo, no nível de 50%, apresenta variabilidade expressiva das perdas, com reduções de 40 p.p., ou aumentos de 120 p.p.. A mediana é igual a zero, logo, metade dos resultados são de aumento, e metade de redução. Em elevados níveis de penetração elas apresentam comportamentos similares para estratégia de autoconsumo, com redução de até 15%. A estratégia de arbitragem nos preços apresenta redução das perdas na maior parte das situações até 75% de penetração. Acima disso, há uma elevação das perdas de até 50 p.p. em 75% dos casos.

Conforme efetuado anteriormente, a [Figura 5.3](#) é comparada aos resultados de [Camar-gos \(2022\)](#). Em leve contraponto aos níveis de tensão e na demanda de pico, os resultados obtidos estão completamente dentro do esperado, seja para os alimentadores em geral, seja para os residenciais.

5.2.2 Impactos Financeiros

5.2.2.1 Impactos à Concessionária

O impacto da integração de REDs à concessionária é a soma do valor presente dos impactos técnicos da [subseção 5.2.1](#) monetizados com base na [subseção 3.4.1](#). Para tanto, são empregados os valores dos fatores de entrada financeiros associados à cada amostra.

O valor do impacto total pode ser positivo, situação qual a integração de REDs trouxeram benefício à rede, ou negativo, trazendo mais desvantagens do que vantagens. É essencial notar que, quando se têm impactos prejudiciais à rede, e à concessionária, eles serão revertidos aos prosumidores por meio do aumento das tarifas, durante os processos de reajuste e revisão tarifária da ANEEL, impactando toda a base pagadora da concessionária

A [Figura 5.4](#) apresenta os impactos técnicos monetizados decorrentes da integração de REDs no alimentador em análise.

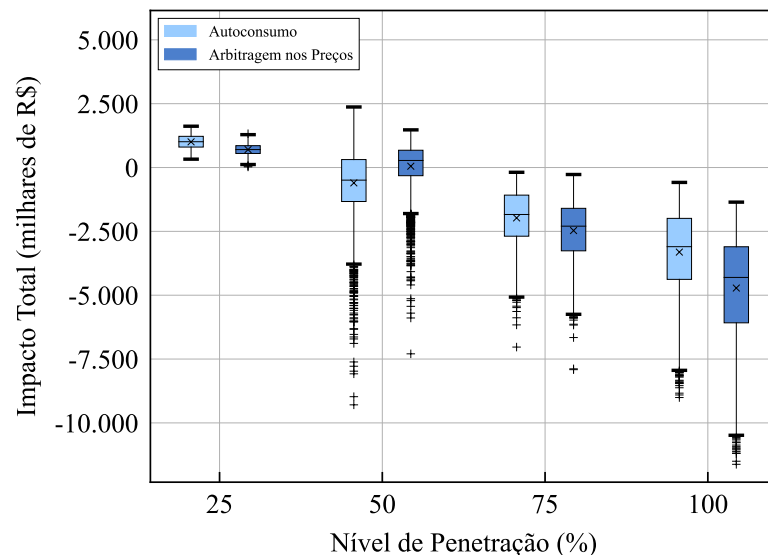


Figura 5.4 – Impactos técnicos monetizados da integração de REDs.

Da [Figura 5.4](#) depreende-se que, com 25% de penetração, a distribuidora sempre verifica benefício da integração de REDs, na ordem de 1 milhão de reais em 25 anos.

Quando há 50% de penetração fotovoltaica, em quase 75% dos casos a estratégia de autoconsumo é negativa à distribuidora, mas também se têm os maiores benefícios (na ordem de 2,5 milhões de reais). A estratégia de arbitragem nos preços apresenta tanto impacto mediano quanto médio positivos, apresentando benefício, mas com diversos *outliers* negativos. Ao comparar com a [Figura 5.3](#), verifica-se uma relação direta dos resultados desse nível de penetração com as perdas técnicas.

Altos níveis de penetração apresentam impactos negativos à concessionária. Ao comparar ambas estratégias de controle, entretanto, se vê que a de autoconsumo é menos prejudicial.

5.2.2.2 Impactos sobre a Viabilidade Econômica das Baterias

Empregando os resultados da [subseção 5.2.1](#), os fatores financeiros amostrados, e o algoritmo da [subseção 3.4.2.3](#), são obtidos FCs para cada uma das 3.500 simulações. Eles permitem o cálculo dos três indicadores de viabilidade econômica dos SAEBs, a saber, o VPL, a TIRM e o PBD.

As [Figuras 5.5 a 5.7](#) apresentam, respectivamente, *boxplots* para o VPL, a TIRM e o PBD. Nos casos em que o VPL é negativo, não há um valor definido para o PBD. Portanto, esses casos não serão apresentados na [Figura 5.7](#).

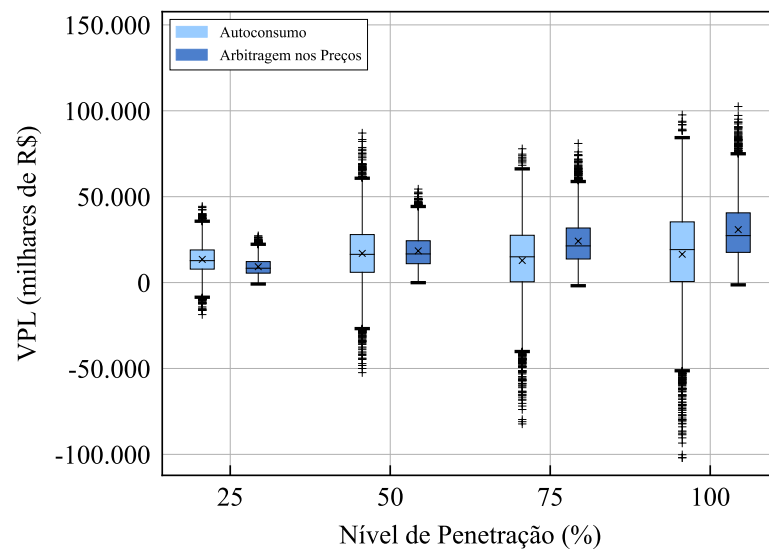


Figura 5.5 – VPL do investimento em SAEBs.

Ao avaliar a [Figura 5.5](#), verifica-se que geralmente o VPL é positivo e as baterias apresentaram viabilidade econômica. Até 50% de penetração, a estratégia de autoconsumo é mais rentável que a estratégia de arbitragem nos preços. Também se vê que a estratégia de arbitragem nos preços quase sempre é rentável, e somente em 75% e 100% de penetração têm-se casos com prejuízo. A estratégia de autoconsumo apresenta diversos resultados de inviabilidade, principalmente nos altos níveis de penetração.

O VPL mediano das baterias, para a estratégia de autoconsumo, é de cerca de 10 milhões de reais. Se observa, porém, uma maior probabilidade de se terem prejuízos maiores com o aumento da penetração. O VPL, para a estratégia de arbitragem nos preços, aumenta com a penetração fotovoltaica. Ele inicia em 10 milhões, em 25%, e aumenta até alcançar um retorno mediano de 30 milhões de reais, em 100%.

Observando a [Figura 5.6](#), percebe-se que a TIRM é altamente variável, possuindo LI menor que 10% a.a. e LS maior que 20% a.a., em todos os níveis de penetração e estratégias de controle. A estratégia de autoconsumo possui uma TIRM mediana de 15% a.a. no menor nível de penetração avaliado, favorável à instalação de SAEBs, e reduz gradativamente com

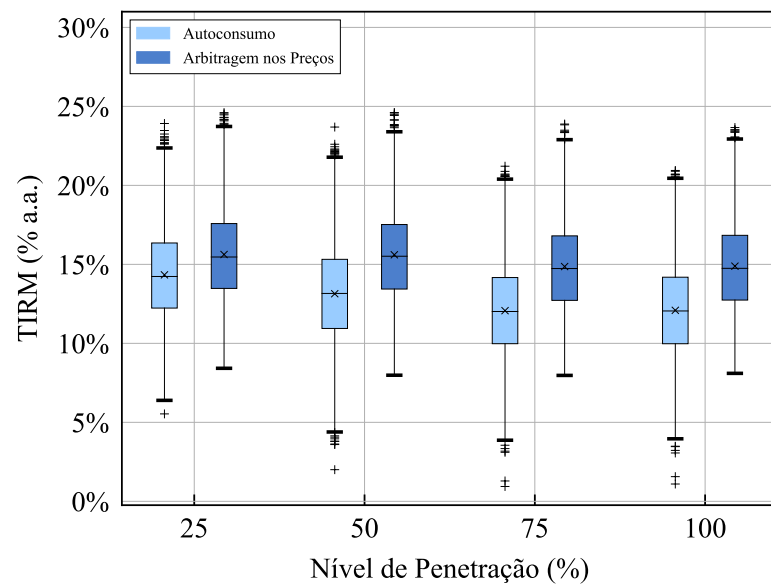


Figura 5.6 – TIRM do investimento em SAEBs.

o aumento de GDFV até alcançar 12,5% a.a. A estratégia de arbitragem nos preços apresenta TIRM mediana levemente maior, e oscila próxima de 15%. Nota-se a ocorrência de valores baixos para a estratégia de autoconsumo, com *outliers* de 1% a.a., e elevados em ambas estratégias, de quase 25% a.a.

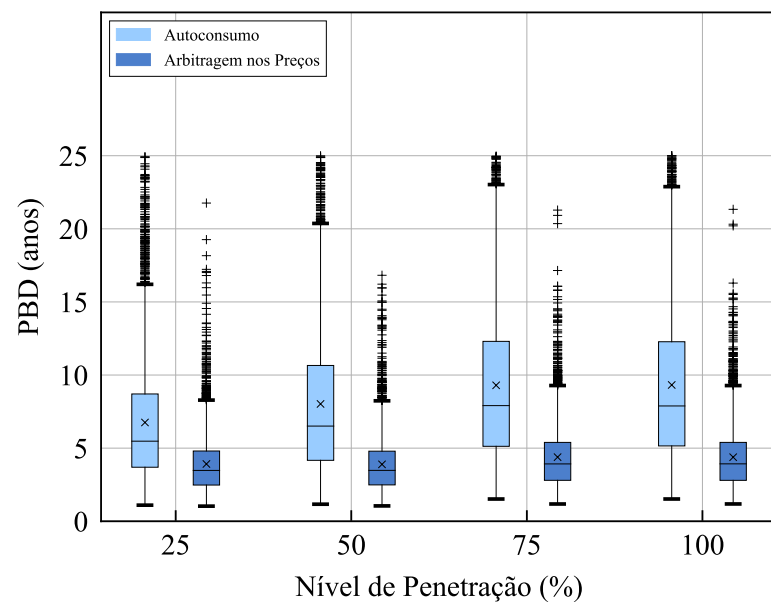


Figura 5.7 – PBD do investimento em SAEBs.

Depreende-se, da [Figura 5.7](#), que o retorno do investimento pode ocorrer em todos os anos de operação dos REDs. No entanto, ele nunca é inferior a um ano. A estratégia de autoconsumo apresenta mediana de 5 anos para o nível de penetração de 25%, aumentando junto ao nível de penetração até estabilizar em 7,5 anos para 100% de penetração. O PBD dela

é menor que 12 anos para 75% dos casos, e o IIQ é maior. A causa disso é que essa estratégia possui receitas menores e investimento inicial, nas baterias, maior. A arbitragem nos preços possui um PBD bem menor, entre 3 e 5 anos, para 75% dos casos e varia pouco com os níveis de penetração. Isso se deve às maiores receitas e capacidade de armazenamento menores.

5.3 Análise da Influência Conjunta Técnica-Financeira

A determinação da influência dos fatores técnicos e financeiros sobre a viabilidade dos SAEBs baseia-se no algoritmo da [subseção 3.5.2](#). Devido ao elevado número de fatores de entrada e visando-se facilitar o entendimento, será apresentado o procedimento para quantificação da influência de um fator técnico, considerando uma só saída, nível de penetração e estratégia de controle. Porém, na [subseção 5.3.2](#) serão apresentados os resultados das influências para todos os fatores de entrada.

5.3.1 Análise da Influência dos Fatores Técnicos

Neste capítulo será empregado o método de cálculo da análise de sensibilidade global, apresentado nas [Seções 2.4 e 3.5](#). Ele será utilizado para quantificar a influência da capacidade de armazenamento sobre a distribuidora, com base nas condições apresentadas na [Tabela 5.1](#).

Tabela 5.1 – Condições da análise da influência para um fator técnico.

Fator de Entrada	Capacidade de Armazenamento
Saída	Impacto Total à Distribuidora
Nível de Penetração	50%
Estratégia de Controle	Autoconsumo
Número de Amostras ($N_{f,max}$)	3.500
Número de Partições (M)	15

De forma a fundamentar a análise, deve-se conhecer a tendência dos dados por meio de seu histograma e sua função de distribuição empírica. A importância da função de distribuição empírica reside em seu uso no cálculo do índice de sensibilidade (δ). O histograma e a função de distribuição empírica dos resultados são apresentados na [Figura 5.8](#).

Verifica-se da [Figura 5.8](#) que o impacto concentra-se entre -4,5 milhões e 2 milhões de reais. A moda dos resultados distribuição (pico da distribuição de densidade) ocorre em R\$ -1.000.000. Pouco menos da metade dos casos o impacto da integração das REDs é positivo. Os benefícios à rede se limitam em um valor pouco acima de reais 2.000.000, associado à maior energia que os SAEBs conseguem despachar.

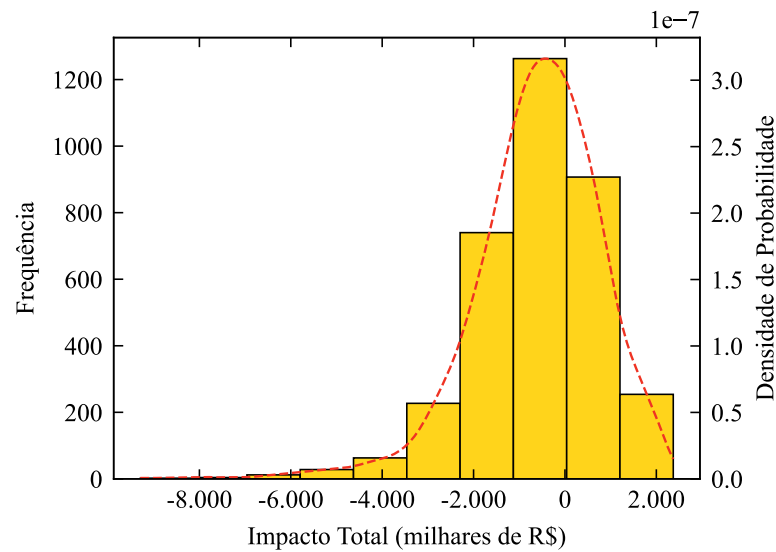


Figura 5.8 – Histograma do Impacto Total para 50% de GDFV e estratégia de autoconsumo.

A [Figura 5.9](#) apresenta o gráfico de dispersão dos impactos financeiros com a capacidade de armazenamento. Os pontos são coloridos em 15 cores diferentes, identificando a partição a qual eles pertencem.

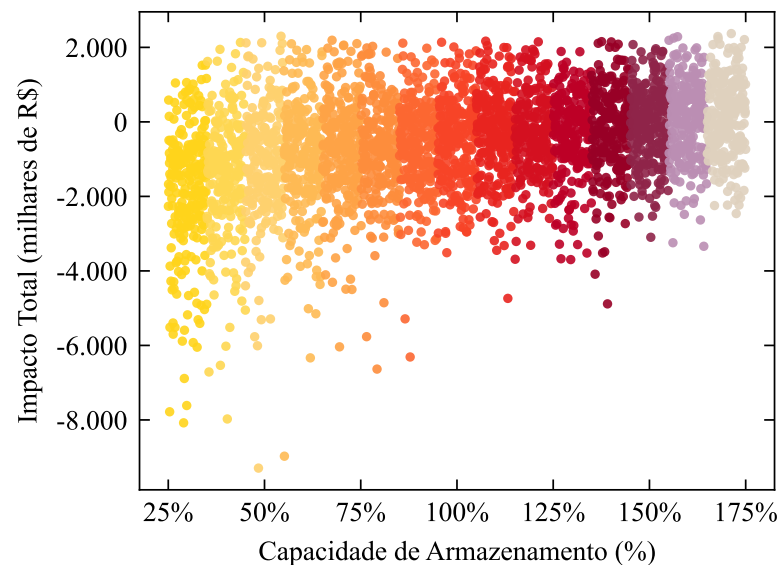


Figura 5.9 – Dispersão do impacto total para diferentes capacidades de armazenamento.

Constata-se, da [Figura 5.9](#), que a maior parte dos valores encontra-se na faixa de R\$ -4.500.000 e R\$ 2.000.000, para todas as partições. Capacidades de armazenamento entre 25 e 50% possuem impacto mais negativo à distribuidora, com mais resultados prejudiciais e com prejuízos maiores, superando R\$ 4 milhões. Entre 60% e 150% de capacidade há uma estabilização do impacto à distribuidora, próximo a -1 milhão. Elevadas capacidades, acima de 150%, apresentam maior probabilidade de impacto positivo, mas ainda ocorrem diversos casos de impacto negativo.

O próximo passo do cálculo do delta consiste na estimação das funções de densidade condicionais da partição, com uso da [Equação \(2.18\)](#), para cada uma das 15 partições. A função de densidade empírica e as funções de densidade condicionais das diferentes partições, serão representadas graficamente por meio da [Figura 5.10](#).

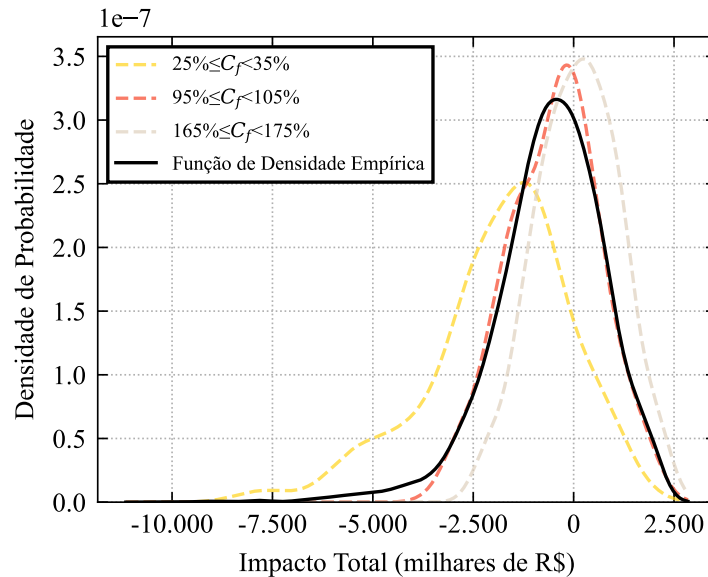


Figura 5.10 – Densidade de probabilidade empíricas e condicionais.

A função de densidade empírica, representada pela curva preta com traço contínuo, é a mesma apresentada na [Figura 5.8](#). Três funções de densidade condicionais são apresentadas por meio de curvas tracejadas: a amarela, típica de quando a capacidade de armazenamento está entre 25 e 35%; a vermelha, entre 95% e 105%; e a cinza, para capacidade de 165 a 175%. As cores delas correspondem às partições da [Figura 5.9](#).

A distribuição amarela apresenta maior probabilidade de impactos prejudiciais à distribuidora, e possui maior discrepância em relação à distribuição empírica. A curva de capacidade vermelha mostra maior similaridade com a curva preta, devido à estabilização dos impactos à distribuidora em capacidades entre 60 e 150%. Da curva cinza, associada às elevadas capacidades de armazenamento, se têm a maior probabilidade de impacto positivo, com moda positiva, e uma separação significativa da curva preta.

Em seguida, é efetuado o cálculo do estimador do delta para cada partição. Como apresentado na [subseção 2.4.3](#), o estimador é igual a metade da área entre a função de densidade empírica e a função de densidade condicional da partição.

A [Figura 5.11](#) demonstra a estimação do delta da partição com capacidade de armazenamento entre 25 e 35%. Nela, são apresentadas a função de densidade empírica, a função de densidade condicional da partição e a região delimitada por ambas, por meio de uma área delimitada colorida.

Com base na [Figura 5.11](#), é possível identificar que a maior discrepância entre as duas

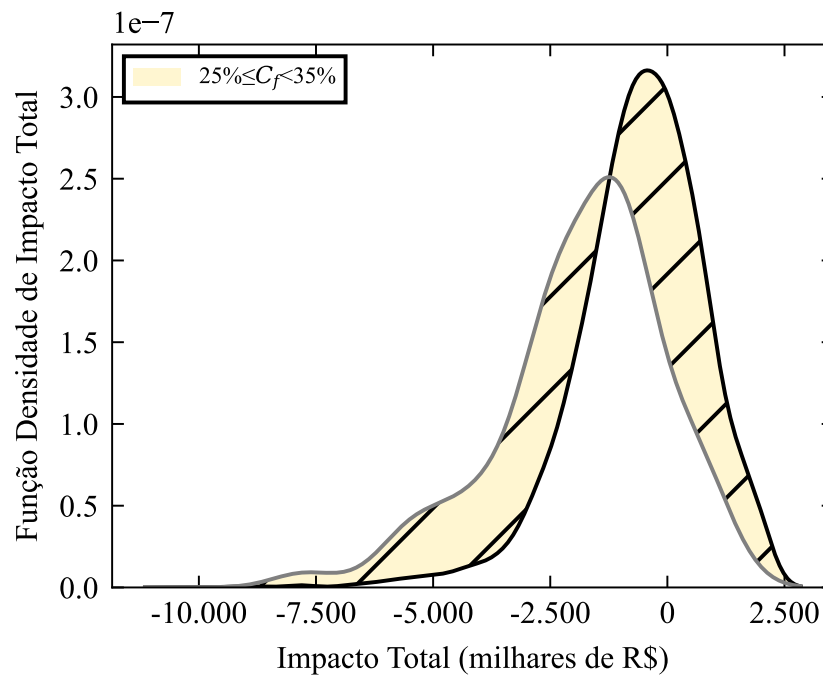


Figura 5.11 – Demonstração da estimativa do valor do delta.

curvas ocorre nos impactos altamente negativos, abaixo de -R\$ 2,5 milhões, e nos valores positivos. Nos valores ligeiramente negativos, entre -R\$ 2,5 milhões e R\$ 0, observa-se maior coincidência entre as duas. Infere-se que o estimador associado a essa partição não deve ser muito próximo do zero, visto que há diferença considerável entre ambas as curvas, e nem próximo a um, dado que elas não são completamente distintas.

A região delimitada entre as curvas é calculada por meio da regra trapezoidal de integração numérica. O valor do estimador do delta para essa partição é de 0,315. Os estimadores do delta das outras partições são computados e, em seguida, é aplicada a média ponderada para cálculo do δ , com tais resultados apresentados na [Tabela 5.2](#).

Os valores encontrados para as curvas amarela (primeira partição), vermelha (sétima partição) e cinza (décima quinta partição) da [Figura 5.10](#), são, respectivamente, de: 0,315; 0,055; e 0,202. O resultado para o delta é de 0,141. Isso demonstra haver uma modesta influência da capacidade de armazenamento sobre o impacto à distribuidora, quando à 50% de penetração fotovoltaica e empregando a estratégia de autoconsumo.

Para a mensuração da influência dos fatores técnicos e financeiros, levando-se em consideração todas as combinações potenciais de entrada, saída, estratégia de controle e nível de penetração, o procedimento é repetido para: onze fatores de entrada técnicos e financeiros; quatro saídas; quatro níveis de penetração; e duas estratégias de controle. Esse processo computa um total de 352 valores de δ , que serão apresentados na [subseção 5.3.2](#).

Tabela 5.2 – Cálculo do índice de densidade para a capacidade de armazenamento e impacto total.

Partição	Número de elementos	Estimador
1	234	0,315
2	233	0,235
3	233	0,178
4	234	0,124
5	233	0,071
6	233	0,097
7	233	0,055
8	234	0,046
9	233	0,090
10	233	0,102
11	233	0,126
12	234	0,101
13	233	0,164
14	233	0,204
15	234	0,202
Total	3.500	0,141

5.3.2 Influências dos Fatores Técnicos e Financeiros

A [Figura 5.12](#) exibe as influências dos fatores técnicos e financeiros para o impacto à distribuidora. Consta, no [Apêndice B](#), duas tabelas apresentando, numericamente, os resultados encontrados na análise conjunta, para cada fator de entrada, estratégia de controle, e nível de penetração.

Os gráficos de barra são constituídos por 11 conjuntos de barras, cada um representando os diferentes fatores de entrada. Esses conjuntos de barras são subdivididos em quatro barras, apresentando o valor de sensibilidade da entrada para cada nível de penetração fotovoltaica.

Com base na [Figura 5.12](#), é possível observar que o parâmetro de maior impacto à distribuidora é a capacidade de armazenamento. Seu efeito é mais significativo acima de 75% de penetração, mas continua relevante nos níveis de 25 e 50%. Seus valores máximos, para as estratégias de autoconsumo e arbitragem nos preços são, respectivamente, de 0,449 e 0,438.

Inicialmente, ao se considerar a estratégia de autoconsumo, observa-se que o CMPC, o custo de energia e a capacidade de armazenamento apresentam influência significativa em baixos níveis de penetração, com δ maior que 0,1. Isso decorre da elevada influência das perdas técnicas sobre os impactos nesse nível de penetração. O posicionamento dos SAEBS e o custo de energia apresentam um efeito relevante no nível de 50% de penetração, que advém dele exibir maior impacto com as violações de tensão e as perdas técnicas.

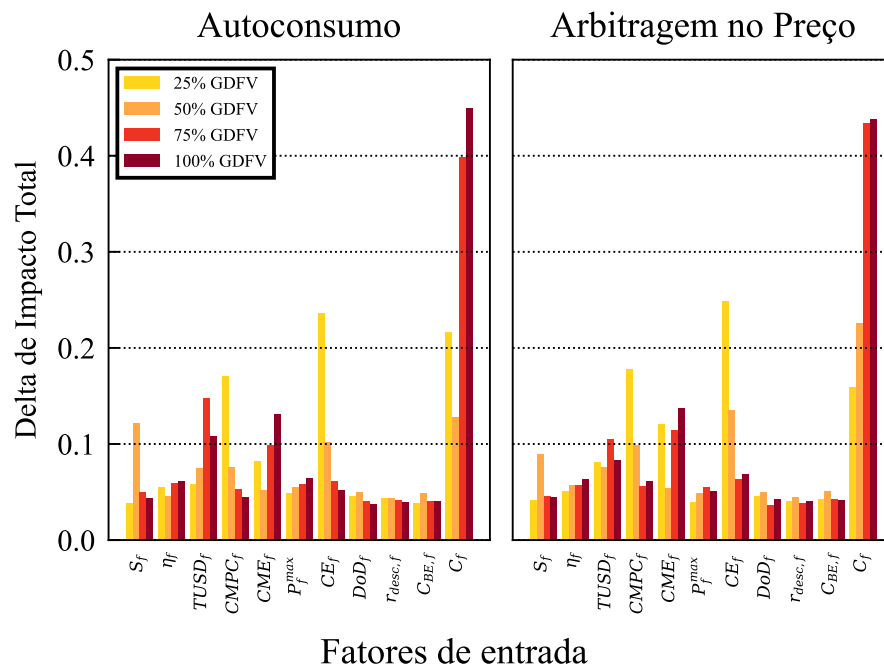


Figura 5.12 – Valores de deltas sobre o impacto à concessionária.

O nível de 75% de penetração mostra elevada importância da TUSD, diretamente relacionada à monetização das violações de tensão

Em 100%, há razoável influência do CME, com $\delta = 0,131$. Isso se deve ao fato da demanda de pico ser mais influente nesse nível de penetração.

Analisando a estratégia de arbitragem nos preços verificam-se resultados similares, embora com algumas diferenças notáveis. Observa-se uma redução da influência da TUSD, e um aumento na influência do CME, com 50% de penetração.

Em síntese, a capacidade de armazenamento é o fator técnico com maior influência sobre os impactos financeiros sob a ótica da concessionária. O CE, a TUSD e o CME são os fatores financeiros mais impactantes nos níveis de 25%, 75% e 100%, respectivamente.

As Figuras 5.13 a 5.15 expõem as influências dos fatores de entrada sobre os indicadores de viabilidade econômica VPL, TIRM e PBD, respectivamente.

A Figura 5.13 evidencia que o fator de maior influência sobre o VPL, nas duas estratégias de controle e nos quatro níveis de penetração analisados, é a taxa mínima de atratividade. Em seguida, destaca-se a capacidade de armazenamento como o segundo fator mais impactante. Ambos os parâmetros possuem relação, direta ou indireta, com o fluxo de caixa, afetando a viabilidade econômica do sistema.

O fator da capacidade de descarga apresenta influência razoável sobre o VPL na estratégia de autoconsumo. Essa influência deve-se à capacidade de armazenamento e aos momentos de troca, mais impactantes nessa estratégia. Em ambas estratégias o limite de injeção de potência do SAE apresentou uma ligeira influência.

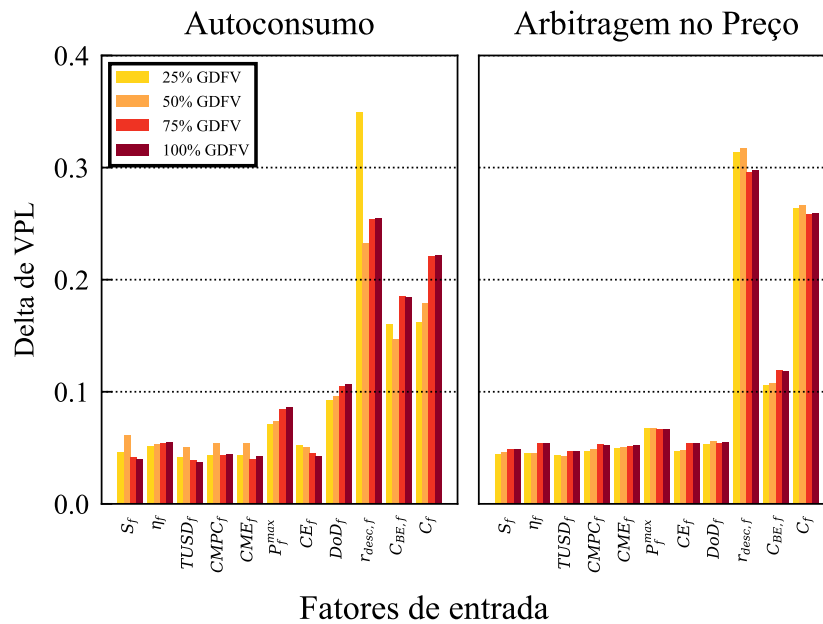


Figura 5.13 – Valores de deltas sobre o VPL.

Os índices de sensibilidade associados à TMA ($r_{desc,f}$), à capacidade de armazenamento e ao custo das baterias são, respectivamente, de 0,25, 0,21 e 0,19, para a estratégia de autoconsumo. A proximidade desses valores mostra que a influência dos três sobre o VPL são similares. Além disso, as influências da capacidade de descarga e da potência máxima dos SAEs, próximas de 0,1, ainda que bem menores, não são insignificantes. Esse número considerável de fatores pode afetar de forma inesperadas os resultados de um estudo de viabilidade, caso eles não sejam observados com cautela. Portanto, ao adotar a estratégia de autoconsumo, os critérios técnicos e financeiros elencados devem ser bem estudados para que o sistema apresente seu resultado ótimo.

Na estratégia de arbitragem no preço, somente a TMA e a capacidade de armazenamento foram significativas ao VPL, com deltas de 0,30 e 0,25, respectivamente. Havendo somente um fator técnico relevante, o retorno da implementação desse tipo de sistema deve ser mais previsível. Isso, pois, ao otimizar a capacidade de armazenamento à UC, as outras condições técnicas não ditam a viabilidade da instalação. Aliada à sua alta rentabilidade, havendo as condições e incentivos regulatórios e financeiros adequados, a instalação de SAEs empregando essa estratégia deve ser a mais utilizada e favorecida, sendo observado principalmente sua capacidade instalada.

Com base na Figura 5.14, verifica-se que, para a estratégia de autoconsumo, os três fatores mais influentes ao VPL também são os mais influentes na TIRM. No entanto, observa-se uma mudança na ordem de influência, com a TMA sendo o fator mais relevante, seguida pelo custo da bateria e pela capacidade de armazenamento. Ademais, observa-se uma tendência de aumento da influência da capacidade de armazenamento com o nível de penetração.

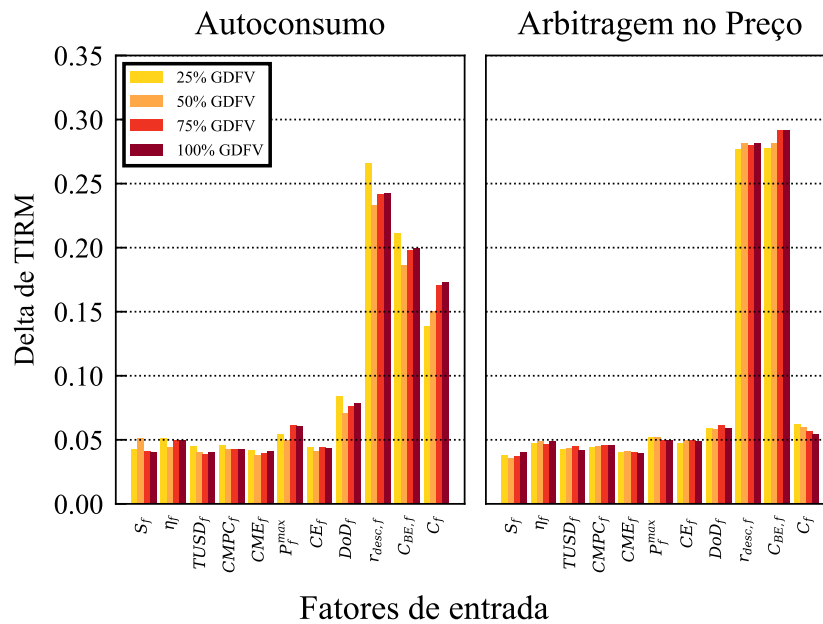


Figura 5.14 – Valores de deltas sobre a TIRM.

Com relação à estratégia de arbitragem de preços, observa-se que os dois únicos fatores relevantes são o TMA e o custo da bateria. Isso se deve ao elevado potencial de geração de receita dessa estratégia, o que confere maior importância aos aspectos financeiros.

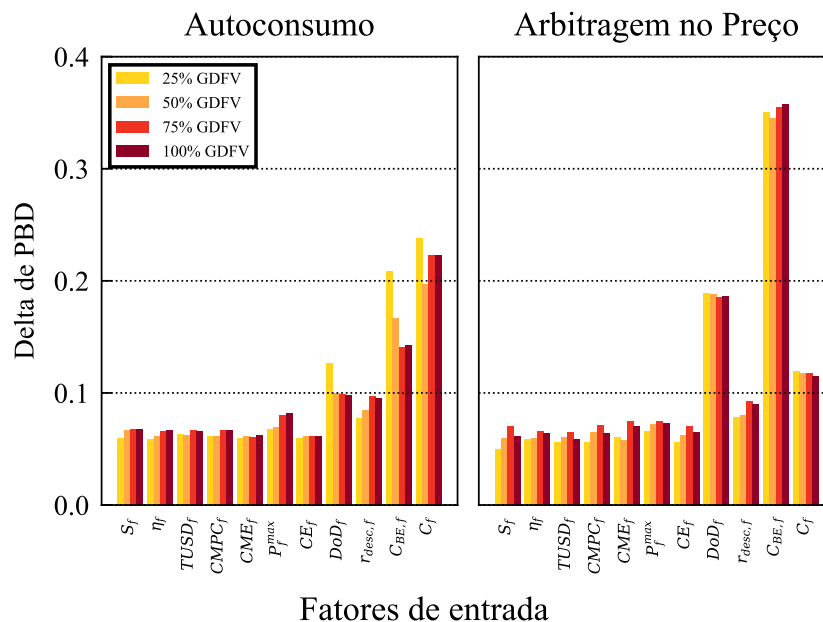


Figura 5.15 – Valores de deltas sobre o PBD.

Avaliando a [Figura 5.15](#), observa-se que a discrepância entre as influências dos fatores sobre o PBD, para as duas estratégias de controle é significativa. No que se refere à estratégia de autoconsumo, a capacidade de armazenamento ocupa uma posição de destaque, seguida pelo custo da bateria. Para a estratégia de arbitragem nos preços, o fator mais importante é o custo

da bateria, seguido da capacidade de descarga. O custo da bateria é mais importante nessa estratégia devido às receitas serem maiores, e o investimento inicial e despesas, menores, devido à baixa capacidade instalada. Assim, se leva menos tempo para o saldo inicial ser pago, fazendo do custo inicial (associado ao custo da bateria) um entrave maior que a degradação das baterias (associado à capacidade de armazenamento). O contrário ocorre com a estratégia de autoconsumo.

A análise das Figuras 5.12 a 5.15 demonstram que o fator de entrada com maior influência, para a estratégia de autoconsumo, é a capacidade de armazenamento. Na estratégia de arbitragem de preços, a capacidade de armazenamento apresenta uma influência significativa apenas sobre o VPL. Por outro lado, os fatores que mais impactam a TIRM e o PBD são taxas de juros mais baixas, associadas à TMA, e custos reduzidos das baterias.

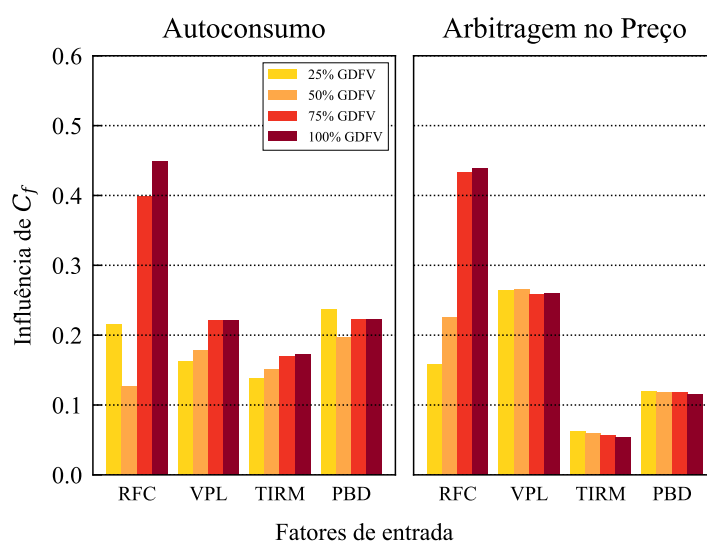


Figura 5.16 – Influência da capacidade de armazenamento.

Por meio da Figura 5.16, é possível concluir que a capacidade de armazenamento apresenta características distintas à concessionária (por meio da sensibilidade do RFC) e aos prosumidores (por meio da sensibilidade do VPL, TIRM e PBD).

A distribuidora percebe um efeito altamente relevante do dimensionamento das baterias em maiores níveis de penetração. Essa percepção independe da estratégia de controle adotada pelos SAEBS. Isso se deve à possibilidade de ocorrerem limitações no despacho das baterias com baixas capacidades. Já o prosumidor observa seus efeitos diferentemente para as duas estratégias de controle.

Na estratégia de autoconsumo, o PBD, o VPL e a TIRM mostraram sensibilidades próximas e consideráveis. Isso se deve a três fatos: em primeiro lugar, a capacidade de armazenamento dessa estratégia é elevada, e como o fator da capacidade de armazenamento incrementa de forma proporcional, os custos serão mais sensíveis. Em segundo lugar, as receitas são menores devido à tarifa monômnia, especialmente considerando a evolução dela

ao longo da vida útil do REDs, o que torna o retorno do fluxo de caixa mais lento. Em terceiro lugar, com capacidades muito baixas há a possibilidade de esvaziamento das baterias no período das 0:00 às 6:00 ou das 19:00 às 23:00, situação que limita o despacho.

Para a arbitragem nos preços, vê-se um efeito considerável sobre o VPL, intermediário sobre o PBD e mínimo sobre a TIRM, e nas três uma dependência ínfima com o nível de penetração. Por essa estratégia maximizar os lucros do projeto, ser viável em quase todos os casos, como percebido na [subseção 5.2.2.2](#), e não ser tão prejudicada quanto a outra estratégia. A capacidade de armazenamento afeta, principalmente, o custo inicial da instalação, com os custos de troca futuros sendo muito pouco relevantes. Estes aspectos afetam principalmente o VPL e o PBD, que se relacionam muito com o FC de curto prazo. A TIRM, por considerar todos os 25 anos de operação, não percebe tanto seus efeitos.

Ao comparar a influência da capacidade das baterias sobre os impactos sob a ótica da distribuidora e dos prosumidores percebe-se, um efeito consideravelmente maior à distribuidora em altos níveis de penetração. Essa diferença cria uma assimetria entre os interesses e incentivos dos dois, o que pode levar a disputas entre ambos. Portanto, a concessionária deve identificar formas de incentivar os prosumidores a adotarem configurações que sejam mais vantajosas para ela.

5.4 Análise do Prêmio

Nesta seção, serão apresentados os efeitos da concessão do benefício do prêmio pela instalação de SAEs aos prosumidores sobre a viabilidade econômica da integração de REDs à concessionária e aos prosumidores. A avaliação será realizada por meio de uma análise de sensibilidade univariada, considerando uma porcentagem dos impactos financeiros do ponto de vista da concessionária. [Camargos \(2022\)](#) analisa de forma análoga a concessão do benefício, mas considera, para tanto, um valor proporcional à capacidade instalada, em R\$/kWh.

A análise da concessão do benefício considera os seguintes aspectos:

- a) o prêmio, expresso como porcentagem do impacto total, varia entre 0% e 100%, em passos de 10%;
- b) no caso da concessionária não ter benefício com a integração dos REDs, ela não concederá prêmio; e
- c) o efeito à concessionária será contabilizado por meio do RFC, e aos prosumidores, por meio do VPL.

O valor real do prêmio, o RFC e o VPL serão calculados utilizando os impactos financeiros obtidos da [subseção 5.2.2](#).

A [Figura 5.17](#) apresenta o efeito da concessão do prêmio sobre o RFC da concessionária. Nas [Figuras 5.17a](#) e [5.17b](#) constam quatro gráficos, um para cada nível de penetração, onde

se observam os valores do RFC para os diferentes valores de prêmio. A [Figura 5.17a](#) é relativa à estratégia de autoconsumo, e a [Figura 5.17b](#), à estratégia de arbitragem nos preços.

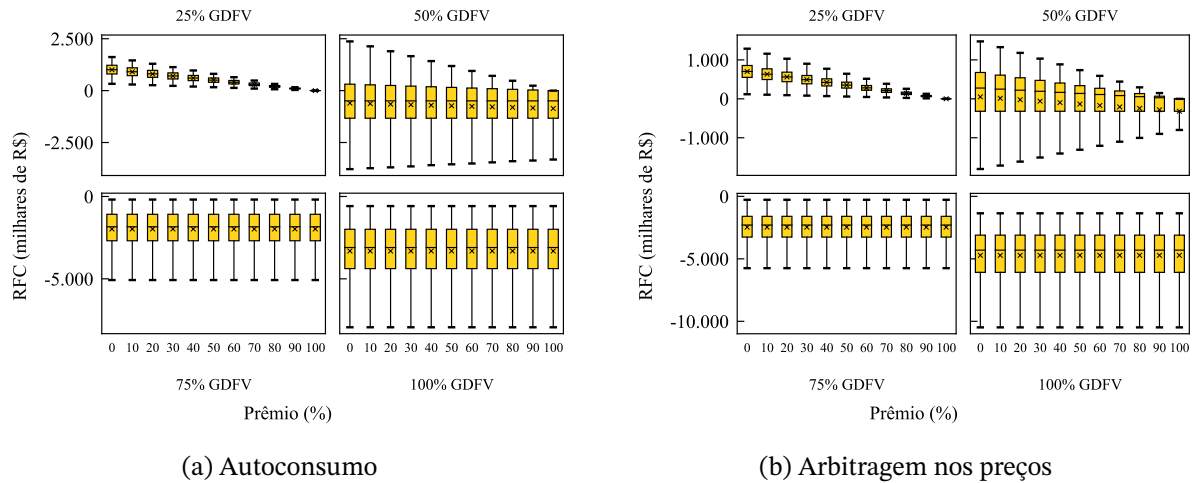


Figura 5.17 – Avaliação do efeito do Prêmio à concessionária.

Com base na [Figura 5.17a](#) verifica-se que o prêmio possui maior impacto, à concessionária, quando aplicado em baixos níveis de penetração, nos quais ela sempre possui benefício da integração de REDs. Inicialmente, em um nível de penetração de 25%, em todas as situações é possível conceder o prêmio, com valor mediano de 800 mil.

Como o terceiro quartil é positivo, e a mediana negativa, para o nível de penetração de 50%, em aproximadamente 25% das situações foi concedido um prêmio, alcançando valores de até 2,5 milhões de reais. Nos níveis de 75% e de 100% não foi concedido o benefício em nenhuma situação, por inviabilidade à concessionária.

Observa-se na [Figura 5.17b](#) situação similar à outra estratégia. No nível de 50%, é possível beneficiar os prosumidores na maior parte das vezes devido à mediana do impacto ser positivo. O maior valor que poderia ser concedido seria de 1,1 milhão de reais, mas em 50% dos casos será menor que 400 mil reais. Assim como no autoconsumo, em elevados níveis de penetração é inviável a concessão do prêmio.

A [Figura 5.18](#) apresenta o impacto do prêmio sobre a VPL do investimento aos prosumidores.

Das [Figuras 5.18a](#) e [5.18b](#), é possível perceber que o efeito da concessão do prêmio sobre o VPL é insignificante, para qualquer nível de penetração. Isso é verificado ao notar que o LI, primeiro quartil, média e mediana do VPL, entre 0 e 100% de prêmio, praticamente não variam.

Em análise, a [Figura 5.18b](#) mostra, porém, que em 25% e 50% de penetração, há um leve aumento no LI com o aumento do prêmio, ou seja, casos em que a concessão do benefício teve efeito. Devido ao LS em ambos os níveis serem próximos de zero, o benefício pode favorecer a instalação dos SAEs nestes poucos casos.

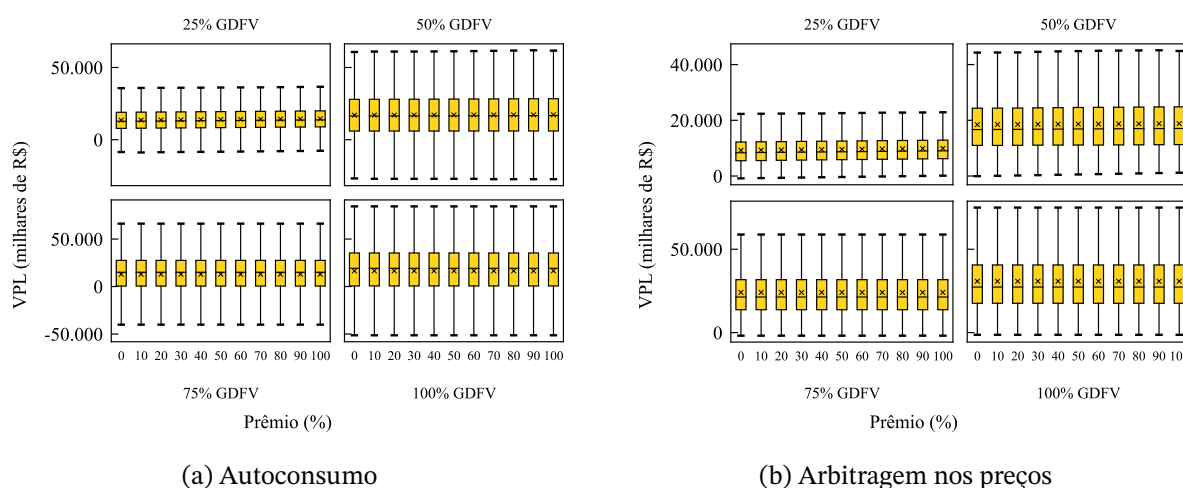


Figura 5.18 – Avaliação do efeito do Prêmio aos prosumidores.

O impacto ínfimo da concessão do prêmio é compreendida ao contrapor os valores do VPL com os valores de impacto à distribuidora. Na situação de 50% de penetração e a estratégia de autoconsumo, o maior valor de prêmio que pode ser concedido seria de 2,5 milhões de reais. No entanto, o maior prejuízo que o prosumidor pode ter é de 25 milhões de reais. Essa diferença na ordem de magnitude do impacto positivo à distribuidora e dos impactos aos prosumidores tornam o benefício do prêmio raramente útil para viabilizar investimentos em SAEs.

Dessa forma, há um efeito considerável da concessão do prêmio para a concessionária em baixos níveis de penetração e um efeito praticamente nulo sobre a viabilidade econômica aos consumidores. Existem situações em que o VPL, sem prêmio é ligeiramente negativo, e sua concessão torna-o positivo, entretanto, são a minoria dos casos, como se vê da invariância da média e da mediana dos *boxplots*. Parte desses efeitos são decorrentes do alimentador e das condições técnicas e financeiras utilizadas, mas também da extensão do benefício a todos os prosumidores, sem que fosse identificada a qual grupo o impacto seria maior.

5.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou diversos resultados relevantes sobre a influência dos parâmetros técnicos e financeiros na viabilidade econômica dos SAEs, bem como sobre o efeito da concessão de um benefício pela instalação de SAEs à concessionária e aos prosumidores.

Inicialmente, foram abordados os impactos técnicos, sendo detalhados os efeitos da integração de REDs sobre os níveis de tensão, a demanda de pico e as perdas técnicas do alimentador. Subsequentemente, foram apresentados os impactos financeiros sob a ótica da concessionária e sob a ótica dos prosumidores. Posteriormente, foi apresentado o cálculo da influência de um fator técnico, com o propósito de demonstrar o procedimento da análise

de sensibilidade global. Além disso, foram apresentados os resultados das influências para todos os fatores de entrada. Por fim, foi exposto o efeito que a concessão do benefício do prêmio traz à concessionária e aos prosumidores.

6 Conclusões

Este trabalho propôs uma metodologia para quantificação da influência de fatores técnicos e financeiros sobre os impactos financeiros da integração de REDs em alimentadores de distribuição, sob a ótica da concessionária e dos prosumidores. A metodologia adotada fundamentou-se na análise de sensibilidade global, com a aplicação do indicador de sensibilidade da densidade, também conhecido como delta de Borgonovo. Esse método de análise tem como objetivo estabelecer a relação entre os resultados do modelo e a variação ou incerteza de suas variáveis de entrada. O delta de Borgonovo permite identificar se um fator de entrada exerce influência sobre as saídas do modelo, destacando-se por sua capacidade de fornecer resultados inequívocos, mesmo na presença de interações entre variáveis ou em modelos altamente não lineares, tornando-o uma ferramenta robusta para avaliação da sensibilidade.

Foi considerado um alimentador de distribuição real, localizado no Lago Sul, em Brasília, quatro níveis de penetração fotovoltaica (25%, 50%, 75% e 100%), e as estratégias de despacho das baterias de autoconsumo e de arbitragem nos preços. Os fatores de entrada foram gerados por sequências de baixa dispersão, de forma a dispor de 3.500 combinações de valores de fatores técnicos e financeiros. Foram executados fluxos de carga horários para 40 dias do ano, contemplando todas as combinações de estratégia de controle, nível de penetração e amostra dos fatores de entrada. Com base nos resultados obtidos, foram calculados os impactos técnicos nas violações de tensão, demanda de pico e perdas técnicas.

Os impactos financeiros foram calculados empregando os impactos técnicos e as amostras dos fatores financeiros, para uma vida útil dos REDs de 25 anos. Do ponto de vista da concessionária, eles são obtidos da monetização dos impactos técnicos. Do ponto de vista dos prosumidores, se tratam dos indicadores de viabilidade econômica VPL, TIRM e PBD. A degradação associada à operação dos SAEBS é contemplada por meio da perda de capacidade de armazenamento e da troca das baterias.

Os impactos financeiros à concessionária foram de: impacto financeiro positivo de 1 milhão de reais, à 25% de penetração fotovoltaica; prejuízo de 1 milhão de reais, para a estratégia de autoconsumo, com 50% de penetração; e prejuízo entre 1 e 10 milhões de reais, para 75 e 100% de penetração. Os SAEBS, por sua vez, demonstraram viabilidade econômica, apresentando VPL positivo em mais de 75% dos casos na estratégia de autoconsumo, com um VPL mediano de R\$ 10 milhões. Na estratégia de arbitragem de preços, os resultados foram ainda mais expressivos, com VPL positivo em quase todos os casos e um VPL mediano inicial em aproximadamente R\$ 10 milhões para uma penetração de 25%, aumentando progressivamente até R\$ 30 milhões quando a penetração atinge 100%.

O processo de cálculo dos indicadores de sensibilidade foi demonstrado em uma situa-

ção, a saber, para o fator técnico capacidade de armazenamento. Tal processo demonstrou a robustez do método do delta.

Ao estudar os resultados dos indicadores, primeiramente voltados à concessionária, verifica-se que a capacidade de armazenamento é o fator técnico mais influente, com δ igual, no máximo, à 0,449 e 0,438, para 100% de penetração. Isso ocorre para as estratégias e as estratégias de autoconsumo e de arbitragem nos preços. O custo de energia, a TUSD e o CME foram os fatores financeiros mais importantes em 25%, 75% e 100% de penetração, respectivamente. O prosumidor, por sua vez, verificou que o fator técnico de maior impacto foi a capacidade de armazenamento, e da TMA, dentre os financeiros. Depreende-se, dos resultados, que a estratégia de autoconsumo requer estudo e planejamento mais meticolosos.

Também foi analisada a sensibilidade dos impactos financeiros em relação à capacidade de armazenamento. Os resultados indicaram que as distribuidoras de energia são significativamente mais impactadas pelos efeitos do dimensionamento dos SAEs do que os prosumidores, especialmente em altos níveis de penetração. Essa diferença evidencia uma assimetria entre as decisões dos prosumidores e das concessionárias quanto às condições técnicas mais favoráveis, sugerindo que os critérios econômicos e operacionais que orientam cada parte podem levar a escolhas divergentes em relação à adoção e configuração dos sistemas de armazenamento.

Foram identificadas diferenças significativas nos efeitos das diferentes estratégias de controle sobre a influência dos fatores de entrada para os prosumidores. Esse resultado evidencia que os aspectos técnicos e financeiros considerados na elaboração e avaliação de um projeto ótimo variam de acordo com a estratégia de controle adotada. Além disso, a concessão de benefícios por parte da distribuidora, por meio da redistribuição dos ganhos provenientes das instalações de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), mostrou-se ineficaz como incentivo para a adoção dos SAEs na maioria dos cenários analisados.

Entre as propostas de aprimoramento e sugestões para trabalhos futuros, recomenda-se a aplicação da metodologia a todos os alimentadores de uma distribuidora, permitindo uma análise mais abrangente dos impactos e viabilidades dos SAEs. Além disso, a inclusão de outros efeitos associados à degradação dos sistemas de armazenamento, a consideração de diferentes tecnologias de baterias e a avaliação de outros tipos de sistemas de armazenamento poderiam enriquecer significativamente os resultados obtidos.

A exploração de novas estratégias de controle, com foco em maximizar os benefícios para a rede elétrica, bem como a adoção de abordagens multiagentes descentralizadas, pode desempenhar um papel fundamental na viabilização de incentivos aos REDs com SAEs. Adicionalmente, aprimorar a concessão de benefícios por parte das distribuidoras pode aumentar sua eficácia. Por exemplo, um critério alternativo seria a recompensa exclusiva para sistemas inviáveis, mas cujo VPL esteja próximo de zero, garantindo que os incentivos sejam direcionados para instalações que realmente necessitam desse suporte para viabilizar

a adoção dos SAEBs.

Outro aspecto relevante seria a inclusão de uma análise ambiental, considerando a pegada de carbono, emissões evitadas e créditos de carbono, o que agregaria valor ao estudo no contexto da transição energética e mitigação das mudanças climáticas. Por fim, a aplicação de diferentes métodos de análise de sensibilidade poderia proporcionar uma visão mais ampla e robusta dos impactos dos parâmetros avaliados, contribuindo para uma tomada de decisão mais precisa e embasada.

Este estudo contribui para a compreensão dos impactos técnicos e financeiros da integração de REDs em redes de distribuição, sob a perspectiva tanto das concessionárias quanto dos prosumidores. A aplicação da análise de sensibilidade global, por meio do delta de Borgonovo, permitiu uma avaliação robusta da influência de fatores técnicos e financeiros, destacando a capacidade de armazenamento como um dos principais determinantes dos impactos econômicos. Além disso, o estudo evidencia a assimetria entre as concessionárias e os prosumidores na definição das melhores condições técnicas e financeiras, bem como a necessidade de planejamento criterioso para viabilizar estratégias como o autoconsumo. Os achados reforçam a importância de políticas públicas e incentivos bem estruturados para otimizar a adoção de SAEBs, além de apontar caminhos para futuras pesquisas, como a ampliação da metodologia para diferentes alimentadores e a consideração de impactos ambientais na transição energética.

Referências

- Agência Internacional de Energia. Net Zero Roadmap: A Global Pathway to Keep the 1.5 °C Goal in Reach - 2023 Update. set. 2023. Citado na p. 17.
- Agência Internacional de Energia. **A oportunidade do Brasil de liderar o diálogo global sobre clima e energia**. [S.l.], 2024. Citado nas pp. 17 e 18.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 065-2014-SRD-SRE-ANEEL**. 2014. Citado na p. 61.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 243/2021-SGT/ANEEL**. 2021. Citado na p. 79.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Regras e Procedimentos de Distribuição - Módulo 1**. 2021. Citado na p. 76.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Regras e Procedimentos de Distribuição - Módulo 7**. 2021. Citado na p. 48.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Regras e Procedimentos de Distribuição - Módulo 8**. 2021. Citado nas pp. 28, 48 e 60.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 1000**. 2021. Citado nas pp. 17 e 31.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Classes de Consumo**. 2022. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/classes-de-consumo>. Citado na p. 32.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Custo da energia que chega aos consumidores**. 2022. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/custo-da-energia-que-chega-aos-consumidores>. Citado na p. 32.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Modalidades Tarifárias**. 2022. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Citado na p. 32.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Perdas de Energia**. 2022. Citado nas pp. 29 e 30.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Postos Tarifários**. 2022. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/postos-tarifarios>. Citado na p. 32.
- Agência Nacional de Energia Elétrica. **Primeiro sistema de armazenamento por bateria em larga escala do País é inaugurado em Registro (SP)**.

2023. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2023/primeiro-sistema-de-armazenamento-por-bateria-em-larga-escala-do-pais-e-inaugurado-em-registro-sp>. Citado na p. 26.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Despacho Nº 1.296**. 2024. Citado na p. 79.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Manual de Instruções - Art. 73, §1º da REN nº 1.000/2021**. 2024. Citado na p. 54.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Micro e Minigeração Distribuída**. 2024. <https://www.gov.br/aneel/pt-br/aceso-a-informacao/perguntas-frequentes/micro-e-minigeracao-distribuida>. Citado na p. 32.

Agência Nacional de Energia Elétrica. **Base de Dados das Tarifas das Distribuidoras de Energia Elétrica**. 2025. Citado na p. 79.

ALAM, M. J. E.; SAHA, T. K. Cycle-life degradation assessment of Battery Energy Storage Systems caused by solar PV variability. *In: 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*. Boston, MA, USA: IEEE, 2016. p. 1–5. ISBN 978-1-5090-4168-8. DOI [10.1109/PESGM.2016.7741532](https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741532). Citado nas pp. 41 e 58.

ASTM International. **Practices for Cycle Counting in Fatigue Analysis**. 2023. DOI [10.1520/E1049-85R23](https://doi.org/10.1520/E1049-85R23). Citado nas pp. 41, 42, 43 e 56.

Banco Central do Brasil. **Fechamento diário do dólar**. 2025. <https://www.bcb.gov.br/estabilidade/financeira/fechamentodolar>. Citado na p. 79.

BERG, K.; BJARGHOV, S.; RANA, R.; FARAHMAND, H. The impact of degradation on the investment and operation of a community battery for multiple services. *In: 2022 18th International Conference on the European Energy Market (EEM)*. Ljubljana, Slovenia: IEEE, 2022. p. 1–8. ISBN 978-1-6654-0896-7. DOI [10.1109/EEM54602.2022.9921037](https://doi.org/10.1109/EEM54602.2022.9921037). Citado nas pp. 41 e 56.

BORGONOVO, E. A new uncertainty importance measure. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 92, n. 6, p. 771–784, jun. 2007. ISSN 09518320. DOI [10.1016/j.ress.2006.04.015](https://doi.org/10.1016/j.ress.2006.04.015). Citado nas pp. 39 e 69.

BORGONOVO, E.; CASTAINGS, W.; TARANTOLA, S. Moment Independent Importance Measures: New Results and Analytical Test Cases. **Risk Analysis**, v. 31, n. 3, p. 404–428, mar. 2011. ISSN 0272-4332, 1539-6924. DOI [10.1111/j.1539-6924.2010.01519.x](https://doi.org/10.1111/j.1539-6924.2010.01519.x). Citado nas pp. 39 e 69.

BORGONOVO, E.; HAZEN, G. B.; PLISCHKE, E. A Common Rationale for Global Sensitivity Measures and Their Estimation. **Risk Analysis**, v. 36, n. 10, p. 1871–1895, out. 2016. ISSN 0272-4332, 1539-6924. DOI [10.1111/risa.12555](https://doi.org/10.1111/risa.12555). Citado nas pp. 36 e 38.

- BORGONOVO, E.; PLISCHKE, E. Sensitivity analysis: A review of recent advances. **European Journal of Operational Research**, v. 248, n. 3, p. 869–887, fev. 2016. ISSN 03772217. DOI [10.1016/j.ejor.2015.06.032](https://doi.org/10.1016/j.ejor.2015.06.032). Citado nas pp. 35, 36, 37 e 40.
- CALVIN, K.; DASGUPTA, D.; KRINNER, G.; MUKHERJI, A.; THORNE, P. W.; TRISOS, C.; ROMERO, J.; ALDUNCE, P.; BARRETT, K.; BLANCO, G.; CHEUNG, W. W.; CONNORS, S.; DENTON, F.; Diongue-Niang, A.; DODMAN, D.; GARSCHAGEN, M.; GEDEN, O.; HAYWARD, B.; JONES, C.; JOTZO, F.; KRUG, T.; LASCO, R.; LEE, Y.-Y.; Masson-Delmotte, V.; MEINSHAUSEN, M.; MINTENBECK, K.; MOKSSIT, A.; OTTO, F. E.; PATHAK, M.; PIRANI, A.; POLOCZANSKA, E.; PÖRTNER, H.-O.; REVI, A.; ROBERTS, D. C.; ROY, J.; RUANE, A. C.; SKEA, J.; SHUKLA, P. R.; SLADE, R.; SLANGEN, A.; SOKONA, Y.; SÖRENSON, A. A.; TIGNOR, M.; VUUREN, D. V.; WEI, Y.-M.; WINKLER, H.; ZHAI, P.; ZOMMERS, Z.; HOURCADE, J.-C.; JOHNSON, F. X.; PACHAURI, S.; SIMPSON, N. P.; SINGH, C.; THOMAS, A.; TOTIN, E.; ARIAS, P.; BUSTAMANTE, M.; ELGIZOULI, I.; FLATO, G.; HOWDEN, M.; Méndez-Vallejo, C.; PEREIRA, J. J.; Pichs-Madruga, R.; ROSE, S. K.; SAHEB, Y.; RODRÍGUEZ, R. S.; ÜRGE-VORSATZ, D.; XIAO, C.; YASSAA, N.; ALEGRÍA, A.; ARMOUR, K.; Bednar-Fiedl, B.; BLOK, K.; CISSÉ, G.; DENTENER, F.; ERIKSEN, S.; FISCHER, E.; GARNER, G.; GUIVARCH, C.; HAASNOOT, M.; HANSEN, G.; HAUSER, M.; HAWKINS, E.; HERMANS, T.; KOPP, R.; Leprince-Ringuet, N.; LEWIS, J.; LEY, D.; LUDDEN, C.; NIAMIR, L.; NICHOLLS, Z.; SOME, S.; SZOPA, S.; TREWIN, B.; WIJST, K.-I. V. D.; WINTER, G.; WITTING, M.; BIRT, A.; HA, M.; ROMERO, J.; KIM, J.; HAITES, E. F.; JUNG, Y.; STAVINS, R.; BIRT, A.; HA, M.; ORENDAIN, D. J. A.; IGNON, L.; PARK, S.; PARK, Y.; REISINGER, A.; CAMMARAMO, D.; FISCHLIN, A.; FUGLESTVEDT, J. S.; HANSEN, G.; LUDDEN, C.; Masson-Delmotte, V.; MATTHEWS, J. R.; MINTENBECK, K.; PIRANI, A.; POLOCZANSKA, E.; Leprince-Ringuet, N.; PÉAN, C. **Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change**. First. [S.l.], 2023. DOI [10.59327/IPCC/AR6-9789291691647](https://doi.org/10.59327/IPCC/AR6-9789291691647). Citado na p. 17.
- CAMARGOS, R. S. C. **Método de avaliação dos impactos técnicos e financeiros da integração de baterias em redes de distribuição com microgeração fotovoltaica**. Tese (Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)) — Universidade de Brasília, Brasília, DF, abr. 2022. Citado nas pp. 34, 45, 46, 53, 54, 55, 64, 66, 82, 84, 85 e 98.
- CATSAROS, O. **Lithium-Ion Battery Pack Prices See Largest Drop Since 2017, Falling to \$115 per Kilowatt-Hour: BloombergNEF**. 2024. <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-see-largest-drop-since-2017-falling-to-115-per-kilowatt-hour-bloombergnef/>. Citado nas pp. 27 e 79.

- Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre a Mudança do Clima. **What Is the Paris Agreement?** 2020. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>. Citado na p. 17.
- DAMODARAN, A. **The Little Book of Valuation: How to Value a Company, Pick a Stock, and Profit**. Hoboken, N.J: John Wiley & Sons, 2011. ISBN 978-1-118-00477-7. Citado na p. 34.
- DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D.; BALLANTI, A. **The Open Distribution System Simulator Reference Guide**. 2022. Citado na p. 33.
- Electric Power Research Institute. **OpenDSS PVSystem Model**. 2011. Citado na p. 24.
- Electric Power Research Institute. **OpenDSS Circuit Solution Technique**. 2016. Citado na p. 33.
- Empresa de Pesquisa Energética. **Recursos Energéticos Distribuídos**. 2019. Citado na p. 23.
- Empresa de Pesquisa Energética. **Sistemas de Armazenamento em Baterias – Aplicações e Questões relevantes para o Planejamento**. 2019. Citado na p. 18.
- GOPIREDDY, L. R.; TOLBERT, L. M.; OZPINECI, B.; PINTO, J. O. P. Rainflow Algorithm-Based Lifetime Estimation of Power Semiconductors in Utility Applications. **IEEE Transactions on Industry Applications**, v. 51, n. 4, p. 3368–3375, jul. 2015. ISSN 0093-9994, 1939-9367. DOI [10.1109/TIA.2015.2407055](https://doi.org/10.1109/TIA.2015.2407055). Citado na p. 41.
- GOULART, V. V.; NETO, J. A. R.; RÜTHER, R. Method of techno-economic analysis of Battery Energy Storage System (BESS) function-stacking for medium voltage connected consumers. **Journal of Energy Storage**, v. 83, p. 110754, abr. 2024. ISSN 2352152X. DOI [10.1016/j.est.2024.110754](https://doi.org/10.1016/j.est.2024.110754). Citado na p. 19.
- HAN, X.; GARRISON, J.; HUG, G. Techno-economic analysis of PV-battery systems in Switzerland. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 158, p. 112028, abr. 2022. ISSN 13640321. DOI [10.1016/j.rser.2021.112028](https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.112028). Citado na p. 20.
- HONKELA, A. **Computational Statistics I**. [S.l.: s.n.], 2020. Citado na p. 40.
- HUNG, Y.-C. A review of Monte Carlo and quasi-Monte Carlo sampling techniques. **WIREs Computational Statistics**, v. 16, n. 1, p. e1637, jan. 2024. ISSN 1939-5108, 1939-0068. DOI [10.1002/wics.1637](https://doi.org/10.1002/wics.1637). Citado nas pp. 37 e 69.
- KOMPAS, T.; PHAM, V. H.; CHE, T. N. The Effects of Climate Change on GDP by Country and the Global Economic Gains From Complying With the Paris Climate Accord. **Earth's Future**, v. 6, n. 8, p. 1153–1173, ago. 2018. ISSN 2328-4277, 2328-4277. DOI [10.1029/2018EF000922](https://doi.org/10.1029/2018EF000922). Citado na p. 17.

- LINDH, P.; TEHRANI, M. G.; LINDH, T.; MONTONEN, J.-H.; PYRHONEN, J.; SOPANEN, J. T.; NIEMELA, M.; ALEXANDROVA, Y.; IMMONEN, P.; AARNIOVUORI, L.; POLI-KARPOVA, M. Multidisciplinary Design of a Permanent-Magnet Traction Motor for a Hybrid Bus Taking the Load Cycle into Account. **IEEE Transactions on Industrial Electronics**, v. 63, n. 6, p. 3397–3408, jun. 2016. ISSN 0278-0046, 1557-9948. DOI [10.1109/TIE.2016.2530044](https://doi.org/10.1109/TIE.2016.2530044). Citado na p. 41.
- MORETTIN, P. A.; BUSSAB, W. O. **Estatística básica**. [S.l.]: Editora Saraiva, 2021. ISBN 978-85-02-20799-8. Citado nas pp. 35 e 83.
- Neoenergia Brasilia. **Composição Tarifária - Distribuidora Brasília - Neoenergia**. 2025. <https://www.neoenergia.com/web/brasil/sua-casa/composicao-tarifaria>. Citado na p. 79.
- NEWNAN, D. G.; ESCHENBACH, T. G.; LAVELLE, J. P. **Engineering Economic Analysis**. 11th ed. ed. New York: Oxford University Press, 2012. ISBN 978-0-19-977804-1 978-0-19-977812-6 978-0-19-977803-4. Citado na p. 67.
- NIAZ, H.; ZAREI, M.; SHAMS, M. H.; WON, W.; LIU, J. J. Curtailment to cashflow: Exploring BESS and hydrogen for renewable energy profitability. **Journal of Energy Storage**, v. 77, p. 109990, jan. 2024. ISSN 2352152X. DOI [10.1016/j.est.2023.109990](https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109990). Citado na p. 20.
- ÖKTEN, G.; LIU, Y. Randomized quasi-Monte Carlo methods in global sensitivity analysis. **Reliability Engineering & System Safety**, v. 210, p. 107520, jun. 2021. ISSN 09518320. DOI [10.1016/j.ress.2021.107520](https://doi.org/10.1016/j.ress.2021.107520). Citado nas pp. 37 e 69.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico. **ONS divulga os resultados do estudo do planejamento da operação para o setor elétrico até 2029**. 2024. <https://www.ons.org.br/Paginas/Noticias/details.aspx?i=11058>. Citado na p. 31.
- Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Sumário Executivo PAR/PEL 2024**. [S.l.], 2024. Citado na p. 17.
- Organização das Nações Unidas. **What Is Climate Change?** 2021. <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement>. Citado na p. 17.
- PLISCHKE, E.; BORGONOVO, E.; SMITH, C. L. Global sensitivity measures from given data. **European Journal of Operational Research**, v. 226, n. 3, p. 536–550, maio 2013. ISSN 03772217. DOI [10.1016/j.ejor.2012.11.047](https://doi.org/10.1016/j.ejor.2012.11.047). Citado na p. 37.
- Receita Federal. **Taxa de Juros Selic**. 2025. <https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/pagamentos-e-parcelamentos/taxa-de-juros-selic>. Citado na p. 79.
- RELiON. **RB48V100 DataSheet**. 2023. Citado na p. 78.

- ROCHA, C.; PEPPANEN, J.; RADATZ, P.; RYLANDER, M.; DUGAN, R. **Storage Element**. [S.l.]: Electric Power Research Institute, 2020. Citado na p. 26.
- ROSEN, R. **Life Itself: A Comprehensive Inquiry into the Nature, Origin, and Fabrication of Life**. New York: Columbia Univ. Press, 1991. (Complexity in Ecological Systems Series). ISBN 978-0-231-07564-0 978-0-231-07565-7. Citado na p. 35.
- SALTELLI, A. (Ed.). **Global Sensitivity Analysis: The Primer**. Chichester, England ; Hoboken, NJ: John Wiley, 2008. ISBN 978-0-470-05997-5. Citado na p. 70.
- SALTELLI, A.; ALEKSANKINA, K.; BECKER, W.; FENNELL, P.; FERRETTI, F.; HOLST, N.; LI, S.; WU, Q. Why so many published sensitivity analyses are false: A systematic review of sensitivity analysis practices. **Environmental Modelling & Software**, v. 114, p. 29–39, abr. 2019. ISSN 13648152. DOI [10.1016/j.envsoft.2019.01.012](https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2019.01.012). Citado na p. 35.
- SERRAO, L.; CHEHAB, Z.; GUEZENNEC, Y.; RIZZONI, G. An Aging Model of Ni-MH Batteries for Hybrid Electric Vehicles. In: **2005 IEEE Vehicle Power and Propulsion Conference**. Chicago, IL, USA: IEEE, 2005. p. 78–85. ISBN 978-0-7803-9280-9. DOI [10.1109/VPPC.2005.1554536](https://doi.org/10.1109/VPPC.2005.1554536). Citado na p. 41.
- STECANELLA, P. A. J. **Metodologia para a determinação dos impactos técnicos e financeiros provocados pela instalação de geração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição**. Tese (Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica)) — Departamento de Engenharia Elétrica, Faculdade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2020. Citado nas pp. 45, 59, 60, 61 e 82.
- TAMIZHMANI, G.; JI, L.; TANG, Y.; PETACCI, L.; OSTERWALD, C. Photovoltaic Module Thermal/Wind Performance: Long-Term Monitoring and Model Development For Energy Rating. In: **NCPV and Solar Program Review Meeting Proceedings, 24-26 March 2003, Denver, Colorado**. [S.l.: s.n.], 2003. Citado na p. 25.
- TANKOU, A.; BIEKER, G.; HALL, D. **Scaling up Reuse and Recycling of Electric Vehicle Batteries: Assessing Challenges and Policy Approaches**. [S.l.], 2023. Citado na p. 27.
- TARANTOLA, S.; FERRETTI, F.; PIANO, S. L.; KOZLOVA, M.; LACHI, A.; ROSATI, R.; PUY, A.; ROY, P.; VANNUCCI, G.; Kuc-Czarnecka, M.; SALTELLI, A. An annotated timeline of sensitivity analysis. **Environmental Modelling & Software**, v. 174, p. 105977, mar. 2024. ISSN 13648152. DOI [10.1016/j.envsoft.2024.105977](https://doi.org/10.1016/j.envsoft.2024.105977). Citado nas pp. 19 e 35.
- TOGO, H. A. G. **Análise técnica e financeira do uso de sistemas fotovoltaicos e de armazenamento distribuídos na minimização dos problemas de tensão (serviço ancilar)**. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, jan. 2024. Citado nas pp. 27, 46, 47, 48, 50, 51, 82 e 113.

- TZIOVANI, L.; HADJIDEMETRIOU, L.; TIMOTHEOU, S. Optimizing the Energy Scheduling and Assessing Profitability of BESSs in Buildings Considering Battery Degradation. *In: 2024 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*. Torino, Italy: IEEE, 2024. p. 1–6. ISBN 979-8-3503-8649-3. DOI [10.1109/SEST61601.2024.10694362](https://doi.org/10.1109/SEST61601.2024.10694362). Citado nas pp. 41 e 56.
- VIEIRA, D. **Método para determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica que potencializa seus benefícios técnicos na rede**. Tese (Doctorate) — Universidade de Brasília, nov. 2016. DOI [10.26512/2016.11.T.22484](https://doi.org/10.26512/2016.11.T.22484). Citado nas pp. 47, 54 e 59.
- WĘGLARCZYK, S. Kernel density estimation and its application. **ITM Web of Conferences**, v. 23, p. 00037, 2018. ISSN 2271-2097. DOI [10.1051/itmconf/20182300037](https://doi.org/10.1051/itmconf/20182300037). Citado na p. 40.
- WU, Y.; LIU, Z.; LI, B.; LIU, J.; ZHANG, L. Energy management strategy and optimal battery capacity for flexible PV-battery system under time-of-use tariff. **Renewable Energy**, v. 200, p. 558–570, nov. 2022. ISSN 09601481. DOI [10.1016/j.renene.2022.09.118](https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.09.118). Citado na p. 20.
- XU, B.; OUDALOV, A.; ULBIG, A.; ANDERSSON, G.; KIRSCHEN, D. S. Modeling of Lithium-Ion Battery Degradation for Cell Life Assessment. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 9, n. 2, p. 1131–1140, mar. 2018. ISSN 1949-3053, 1949-3061. DOI [10.1109/TSG.2016.2578950](https://doi.org/10.1109/TSG.2016.2578950). Citado nas pp. 41, 56, 57 e 58.
- YUE, R.; DUAN, H.; ÖKTEN, G.; UZUNOĞLU, B. A Comparison of Global Sensitivity Methods for Power Systems. *In: 2022 6th International Conference on System Reliability and Safety (ICSRS)*. Venice, Italy: IEEE, 2022. p. 130–137. ISBN 978-1-6654-7092-6. DOI [10.1109/ICSRS56243.2022.10067369](https://doi.org/10.1109/ICSRS56243.2022.10067369). Citado na p. 19.
- ZAKERI, B.; CROSS, S.; DODDS, Paul.E.; GISSEY, G. C. Policy options for enhancing economic profitability of residential solar photovoltaic with battery energy storage. **Applied Energy**, v. 290, p. 116697, maio 2021. ISSN 03062619. DOI [10.1016/j.apenergy.2021.116697](https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.116697). Citado na p. 19.

Apêndices

Apêndice A – Redução do custo computacional

O tempo corrido durante as simulações apresentava ser um fator limitante nesse estudo, devido ao elevado número de fluxos de carga necessários para sua realização. Foi necessária adaptação do código, elaborado em outros estudos, de forma a reduzir o custo computacional e possibilitar a aplicação do método da análise de sensibilidade global. Tal processo se deu por 3 procedimentos:

- a) Conversão da plataforma *MatLab* para a linguagem de programação *Python*;
- b) Mudança do *OpenDSS* para o *DSS-Extensions*;
- c) Emprego da biblioteca de computação paralela *multiprocessing*; e
- d) Retirada da rotina de sorteios.

A conversão do *MatLab* para o *Python* buscou facilitar o desenvolvimento do código, permitir o emprego das ferramentas e bibliotecas externas que uma linguagem de programação possui e utilizar um sistema em código aberto. Espera-se que tal mudança proporcione condições propícias para o uso das ferramentas desenvolvidas.

A segunda alteração, com emprego do *DSS-Extensions*, tinha finalidade principal de utilizar uma implementação integrada ao ambiente computacional. O *OpenDSS* necessita da API conhecida como interface COM para que comandos textuais sejam executados. Ao operar por dois processos separados, com comunicação por mensagens de texto, há uma grande limitação na taxa de execução por um limite de banda. Com a nova implementação, toda a operação é integrada em um mesmo processo computacional.

As duas primeiras adaptações possibilitaram o uso da suíte de computação paralela do *Python*, representada pela biblioteca *multiprocessing*. Essa suíte permite que diversas execuções dos fluxos de carga e dos códigos de controle corram simultaneamente. O benefício concentra-se em permitir que o computador melhor utilize seus diversos *threads* lógicos nas simulações, ao utilizar todos eles, ao invés de somente um. Nesse estudo, cada *thread* lógico recebe uma amostra dos fatores de entrada técnicos, com as quais as execuções do modelo ocorrem simultaneamente. Esse passo foi o que mais reduziu o custo computacional.

Por fim, inicialmente não era utilizado um fator específico para o posicionamento dos REDs, e se empregava a mesma lógica adotada em [Togo \(2024\)](#). O que se tinha era que os fluxos de carga ocorriam para 24 horas do dia, 40 dias e 20 sorteios de posições diferentes ao mesmo tempo, que deveria ser repetida 8 vezes para as estratégias de controle e níveis de penetração, e 3.500 vezes. No ritmo da execução das simulações, seriam necessários 8 meses para obtenção dos resultados, fato completamente inviável. Portanto, o código teve mudanças

para reduzir ainda mais o custo, e a rotina de sorteios das posições foi adaptada de forma a empregar o fator de posicionamento S_f . Esse último passo levou o tempo necessário das simulações para 20 dias, em dois computadores com 32 *threads* lógicos e 64 GB de memória RAM.

Apêndice B – Resultados para análise conjunta

A seguir, são apresentadas as Tabelas B.1 e B.2, com os valores do δ computados na Seção 5.3.

As tabelas possuem colorações amarela e verde em seus campos, de forma a facilitar a visualização de quais parâmetros são influentes em quais condições.

As células sem coloração indicam que o fator analisado apresentou influência insignificante sobre a saída.

As células com coloração amarela apresentaram uma pequena influência do fator sobre a saídas associadas.

Por fim, as células com coloração esverdeada possuíram as maiores influências, com efeito proporcional à intensidade da coloração.

Tabela B.1 – Influência dos fatores para estratégia de autoconsumo.

	25% GDFV				50% GDFV				75% GDFV				100% GDFV			
	Impacto Total	VPL	TIRM	PBD	Impacto Total	VPL	TIRM	PBD	Impacto Total	VPL	TIRM	PBD	Impacto Total	VPL	TIRM	PBD
Capacidade de Armazenamento (%)	0,216	0,162	0,139	0,238	0,127	0,178	0,150	0,197	0,399	0,221	0,170	0,223	0,449	0,221	0,173	0,223
Profundidade de Descarga (%)	0,045	0,092	0,084	0,126	0,049	0,096	0,071	0,099	0,040	0,105	0,076	0,098	0,037	0,106	0,078	0,098
Limite de Potência do SAE (kW)	0,048	0,071	0,054	0,067	0,055	0,074	0,050	0,069	0,058	0,084	0,061	0,079	0,064	0,086	0,061	0,081
Eficiência de Carga e Descarga (%)	0,054	0,051	0,051	0,058	0,045	0,053	0,044	0,062	0,059	0,054	0,049	0,065	0,061	0,054	0,049	0,067
Posicionamento CMPC (%)	0,038	0,046	0,042	0,059	0,121	0,062	0,051	0,066	0,049	0,042	0,041	0,067	0,044	0,040	0,040	0,067
	0,171	0,043	0,046	0,061	0,075	0,054	0,043	0,062	0,053	0,043	0,043	0,067	0,044	0,045	0,042	0,067
Custo de Compra de Energia (%)	0,236	0,052	0,044	0,060	0,102	0,050	0,041	0,061	0,061	0,045	0,044	0,061	0,052	0,043	0,043	0,061
TUSD (R\$)	0,058	0,042	0,045	0,063	0,074	0,051	0,040	0,062	0,147	0,039	0,039	0,067	0,108	0,037	0,040	0,066
CME (R\$)	0,082	0,043	0,042	0,060	0,052	0,054	0,038	0,061	0,099	0,040	0,039	0,060	0,131	0,043	0,041	0,062
Custo da Bateria (R\$/kWh)	0,038	0,160	0,211	0,208	0,048	0,146	0,186	0,167	0,040	0,185	0,198	0,140	0,040	0,184	0,199	0,142
Taxa Mínima de Atratividade (% a.a.)	0,043	0,349	0,266	0,078	0,043	0,232	0,233	0,084	0,041	0,254	0,242	0,096	0,039	0,254	0,242	0,095

Tabela B.2 – Influência dos fatores para estratégia de arbitragem nos preços.

	25% GDFV				50% GDFV				75% GDFV				100% GDFV			
	Impacto Total	VPL	TIRM	PBD	Impacto Total	VPL	TIRM	PBD	Impacto Total	VPL	TIRM	PBD	Impacto Total	VPL	TIRM	PBD
Capacidade de Armazenamento (%)	0,159	0,264	0,062	0,119	0,225	0,266	0,060	0,118	0,434	0,258	0,057	0,118	0,438	0,259	0,054	0,115
Profundidade de Descarga (%)	0,045	0,053	0,059	0,189	0,049	0,055	0,058	0,188	0,036	0,054	0,061	0,186	0,043	0,055	0,059	0,186
Limite de Potência do SAE (kW)	0,039	0,067	0,052	0,065	0,049	0,068	0,052	0,071	0,055	0,067	0,049	0,075	0,051	0,067	0,050	0,073
Eficiência de Carga e Descarga (%)	0,051	0,045	0,047	0,059	0,057	0,045	0,048	0,059	0,057	0,054	0,046	0,065	0,063	0,054	0,049	0,064
Posicionamento CMPC (%)	0,041	0,044	0,038	0,050	0,089	0,046	0,036	0,060	0,045	0,049	0,037	0,070	0,044	0,049	0,040	0,061
	0,178	0,047	0,044	0,056	0,099	0,048	0,045	0,065	0,056	0,053	0,046	0,071	0,061	0,052	0,046	0,064
Custo de Compra de Energia (%)	0,248	0,046	0,047	0,056	0,135	0,048	0,049	0,062	0,063	0,054	0,050	0,070	0,069	0,054	0,049	0,065
TUSD (R\$)	0,081	0,043	0,042	0,056	0,075	0,043	0,044	0,060	0,105	0,047	0,045	0,065	0,083	0,047	0,042	0,058
CME (R\$)	0,121	0,050	0,040	0,060	0,054	0,051	0,041	0,058	0,114	0,052	0,040	0,074	0,137	0,052	0,039	0,070
Custo da Bateria (R\$/kWh)	0,042	0,105	0,277	0,350	0,051	0,108	0,281	0,345	0,042	0,119	0,292	0,355	0,042	0,118	0,292	0,357
Taxa Mínima de Atratividade (% a.a.)	0,040	0,314	0,277	0,078	0,045	0,317	0,282	0,080	0,039	0,296	0,280	0,092	0,040	0,297	0,281	0,089



UnB