



**MÉTODO DE AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS E
FINANCEIROS DA INTEGRAÇÃO DE BATERIAS EM REDES
DE DISTRIBUIÇÃO COM MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

RONALDO SÉRGIO CHACON CAMARGOS

**TESE DE DOUTORADO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA**

**FACULDADE DE TECNOLOGIA
UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA**

Universidade de Brasília
Faculdade de Tecnologia
Departamento de Engenharia Elétrica

**MÉTODO DE AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS E
FINANCEIROS DA INTEGRAÇÃO DE BATERIAS EM REDES
DE DISTRIBUIÇÃO COM MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA**

Ronaldo Sérgio Chacon Camargos

Tese de doutorado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Engenharia Elétrica.

APROVADA POR:

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

Prof. José Carlos de Melo Vieira Júnior, Dr. (USP/EESC)
(Examinador Externo)

Prof.^a Fernanda Caseño Trindade Arioli, Dra. (Unicamp)
(Examinadora Externa)

Prof. Kleber Melo e Silva, Dr. (UnB/ENE)
(Examinador Interno)

Brasília/DF, 11 de fevereiro de 2022.

FICHA CATALOGRÁFICA

CAMARGOS, RONALDO SÉRGIO CHACON

Método de avaliação dos impactos técnicos e financeiros da integração de baterias em redes de distribuição com microgeração fotovoltaica [Distrito Federal] 2022.

xiv, 112p., 210 x 297 mm (ENE/FT/UnB, Doutor, Engenharia Elétrica, 2022).

Tese de Doutorado – Universidade de Brasília. Faculdade de Tecnologia. Departamento de Engenharia Elétrica.

- | | |
|-------------------------------------|--|
| 1. Baterias elétricas | 2. Estratégias de controle não coordenadas |
| 3. Geração distribuída fotovoltaica | 4. Impactos técnicos e financeiros |
| 5. Viabilidade econômica | 6. Sistemas de armazenamento de energia |
| 7. Sistemas de distribuição | |
| I. ENE/FT/UnB | II. Título (série) |

REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

CAMARGOS, R. S. C. (2022). *Método de avaliação dos impactos técnicos e financeiros da integração de baterias em redes de distribuição com microgeração fotovoltaica*. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGEE.TD 184/22, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 112p.

CESSÃO DE DIREITOS

AUTOR: Ronaldo Sérgio Chacon Camargos

TÍTULO: Método de avaliação dos impactos técnicos e financeiros da integração de baterias em redes de distribuição com microgeração fotovoltaica.

GRAU: Doutor em Engenharia Elétrica ANO: 2022

É concedida à Universidade de Brasília permissão para reproduzir cópias desta tese de doutorado e para emprestar ou vender tais cópias somente para propósitos acadêmicos e científicos. O autor reserva outros direitos de publicação e nenhuma parte desta tese de doutorado pode ser reproduzida sem autorização por escrito do autor.

Ronaldo Sérgio Chacon Camargos

Brasília - DF - Brasil

*Dedico este trabalho à memória de
minha mãe Fátima e do meu tio Carlinhos.*

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, por todas oportunidades que me foram dadas.

Agradeço à minha esposa Talyta, a qual sempre esteve ao meu lado, me apoiando, durante todos os momentos dessa jornada.

Agradeço à minha família por todo amor e carinho. Em especial à minha avó, Nilza, símbolo de força, por sempre acreditar na importância da educação. Ao meu pai, irmão e aos meus tios, tias, primos e primas por constituírem a minha base.

Agradeço ao professor Anésio de Leles por ter sabiamente me guiado ao longo do processo de doutoramento. Sou muito grato pela confiança, ajuda e preocupação, sobretudo nos momentos adversos.

Agradeço aos professores Elder Domingues, Rafael Shayani e Fernando Melo pelos ensinamentos e amparo ao longo desse processo.

Agradeço ao professor Kleber Silva que, além de aceitar o convite para compor a banca, pacientemente me auxiliou sempre que precisei.

Agradeço aos professores José Carlos Vieira e Fernanda Arioli pela disponibilidade em fazer parte da banca avaliadora e, principalmente, pelas contribuições que enriqueceram o trabalho.

Agradeço aos colegas da ANEEL, Daniel Vieira e Lívia Raggi, que fomentaram debates e contribuíram para o desenvolvimento desta pesquisa.

Agradeço aos amigos Priscilla Juá, Pedro Moraes e Lúcio Sidney pela convivência, aprendizados, conselhos e por poder compartilhar os momentos de alegria e angústia dessa caminhada.

Agradeço aos colegas do REILab, em especial Marcos Diego, Victor Brasil, Christian Abada e Syntia por todas as vezes que me ajudaram quando eu precisei.

Agradeço ao Instituto Federal de Brasília, que, por meio do afastamento, facilitou o caminho para que eu chegasse até aqui.

Agradeço aos funcionários do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília, pela dedicação com a qual sempre fui tratado.

Agradeço a todos amigos e familiares que, de alguma forma, contribuíram para este trabalho.

*“A vida é como andar de bicicleta,
para ter equilíbrio é preciso se manter em movimento”.*

Albert Einstein

RESUMO

A geração distribuída fotovoltaica (GDFV) tem crescido nos últimos anos, e a inserção de grandes quantidades de GDFV pode prejudicar os sistemas de distribuição, podendo piorar o nível de tensão ou aumentar as perdas técnicas e a demanda de pico da rede. Nesse contexto, os sistemas de armazenamento de energia por baterias (SAEBs) têm se mostrado como uma solução para mitigar os efeitos negativos da inserção de GDFV. Esta tese propõe um método de avaliação dos impactos técnicos e financeiros nos níveis de tensão, demanda de pico e perdas técnicas de sistemas de distribuição, decorrentes da integração de SAEBs associados à GDFV. Assume-se que a localização e o tamanho das SAEBs são definidos pelos consumidores, os quais empregam as estratégias de controle não-coordenadas de autoconsumo e arbitragem no preço. Por meio de simulações computacionais executadas no OpenDSS, este método foi aplicado em 23 alimentadores de uma distribuidora brasileira, considerando-se diversos níveis de penetração de GDFV/SAEB. As localizações de GDFV/SAEB e a seleção de irradiância solar, temperatura e curva de carga foram variadas com base no método de Monte Carlo. Como os impactos nos níveis de tensão, demanda de pico e perdas técnicas são expressos em unidades diferentes, eles foram estocasticamente convertidos em valores monetários para identificar a estratégia de controle que gera mais benefícios para as redes. Adicionalmente, foi proposta uma análise de risco da viabilidade econômica do conjunto de SAEBs instalados nos alimentadores. Os resultados mostram que a instalação de SAEBs com localização, tamanho e estratégia de controle definida pelos consumidores gera benefícios técnicos para o sistema de distribuição. Nas condições avaliadas, a análise de risco permite concluir que a arbitragem no preço deve ser priorizada na decisão de incentivos para níveis de penetração de até 30%. Acima disso, o autoconsumo deve ter prioridade no incentivo. Depreende-se dos resultados da análise de viabilidade econômica do conjunto de SAEBs que a instalação de baterias controladas pela arbitragem no preço é um investimento lucrativo para os consumidores de baixa tensão que aderiram à Tarifa Branca. Em contrapartida, o uso de baterias conforme o autoconsumo ainda é um projeto financeiramente inviável, considerando uma política de *net billing*. Por fim, foi possível observar que o pagamento de uma compensação financeira ao consumidor com valor igual ao benefício que ele gera na rede é suficiente para tornar a instalação de SAEBs conforme o autoconsumo lucrativa. Isso indica que devolver ao consumidor um benefício criado por ele mesmo ao implantar SAEBs é uma forma de incentivar a instalação de baterias sem fazer uso de subsídios. Cumpre salientar que os resultados apresentados neste estudo dizem respeito somente aos alimentadores investigados e, conseqüentemente, não podem ser generalizados. Contudo, a aplicação do método proposto a diferentes tipos de alimentadores pode auxiliar na formulação de propostas de políticas para incentivar a integração de SAEBs nos sistemas de distribuição.

Palavras-chave: Baterias eletroquímicas, estratégias de controle não-coordenadas, geração distribuída fotovoltaica, impactos técnicos e financeiros, sistemas de armazenamento de energia, sistemas de distribuição, viabilidade econômica.

ABSTRACT

Photovoltaic distributed generation (PVDG) has grown in recent years, and the insertion of large amounts of PVDG can harm distribution systems, e.g., deteriorate the voltage levels or increase the technical losses and peak demand. In this context, battery energy storage systems (BESS) appear as a solution to mitigate the impacts of PVDG. This thesis proposes a method for evaluating the technical and financial impacts on voltage levels, peak demand, and technical losses in distribution systems resulting from the integration of BESSs associated with the PVDG. We assume that the location and size of BESSs are defined by consumers, who employ the uncoordinated control strategies of self-consumption and price arbitrage. Using computer simulations performed on OpenDSS, this method was applied to 23 feeders of a Brazilian utility, considering several penetration levels of PVDG/BESS. Locations of PVDG/BESS and selection of solar irradiance, temperature and load profile were varied based on the Monte Carlo method. As the impacts on voltage levels, peak demand, and technical losses are expressed in different units, they were stochastically converted into monetary values to identify the control strategy that enhances the benefit in the grids. Additionally, a risk analysis of the economic viability of all the BESSs installed in the feeders was proposed. The results show that BESS installation (location, size, and control strategy) defined by consumers implies technical benefits for the grid. Under the evaluated conditions, the risk analysis allowed us to conclude that price arbitrage should be prioritized in deciding incentives for up to 30% penetration levels. Above these levels, self-consumption should be prioritized as an incentive. It appears from the results of the economic viability analysis of all the BESSs that the installation of batteries controlled by price arbitrage is a profitable investment for low-voltage consumers under time-of-use tariff. On the other hand, batteries controlled by self-consumption are still financially unfeasible projects considering a net-billing policy. Finally, it was possible to observe that the payment of financial compensation to the consumer with an amount equal to the benefit it generates in the grid is enough to make the installation of BESSs according to self-consumption profitable. This indicates that giving back to the consumer a benefit created by himself when installing BESSs is a way to encourage batteries without using subsidies. It is worth mentioning that the results presented in this study concern only the investigated feeders and, consequently, cannot be generalized. However, applying the proposed method to different types of feeders can help formulate policy proposals to encourage BESS integration on distribution systems.

Keywords: Battery energy storage systems, distribution systems, economic viability, photovoltaic distributed generation, technical and financial impacts, uncoordinated control strategies.

SUMÁRIO

Sumário	i
Lista de Figuras	iii
Lista de Tabelas	vi
Lista de Símbolos	viii
Glossário	xiii
Capítulo 1 – Introdução	1
1.1 Contextualização	1
1.2 Estado da Arte	3
1.3 Objetivos e Contribuições	16
1.4 Organização do manuscrito	17
Capítulo 2 – Referencial Teórico	19
2.1 Impactos Técnicos da Integração de Recursos Energéticos Distribuídos nas Redes de Distribuição	19
2.1.1 Demanda de Pico	19
2.1.2 Perdas Técnicas	22
2.1.3 Níveis de Tensão	24
2.2 Análise de Viabilidade Econômica	25
2.2.1 Fluxo de Caixa Descontado	25
2.2.2 Custo de Capital	26
2.2.3 Indicadores Financeiros	26
2.2.3.1 Valor Presente Líquido	26
2.2.3.2 Taxa Interna de Retorno Modificada	27
2.2.3.3 <i>Payback</i> Descontado	28
2.3 Considerações Finais	28
Capítulo 3 – Método Proposto	29
3.1 Visão Geral	29
3.2 Seleção das Estratégias de Controle de Baterias	31
3.3 Cálculo dos Impactos Técnicos	34
3.3.1 Algoritmo	36
3.3.2 Nível de Penetração	39
3.3.3 Níveis de Tensão	40
3.3.4 Demanda de Pico	41

3.3.5	Perdas Técnicas	42
3.3.6	Capacidade de Armazenamento e Energia Descarregada pelo Conjunto de Baterias	44
3.3.7	Resumo	45
3.4	Monetização dos Impactos Técnicos	45
3.4.1	Níveis de Tensão	46
3.4.2	Demanda de Pico	47
3.4.3	Perdas Técnicas	48
3.4.4	Impacto Total	49
3.4.5	Algoritmo	49
3.5	Viabilidade Econômica do Conjunto de Baterias	52
3.5.1	Modelo do Fluxo de Caixa	52
3.5.2	Algoritmo	54
3.5.3	Análise de Sensibilidade	56
3.6	Considerações Finais	57
Capítulo 4 – Materiais		58
4.1	Ambiente Computacional	58
4.2	Modelos dos Recursos Energéticos Distribuídos	59
4.3	Alimentador	62
4.4	Curvas de Carga	64
4.5	Irradiância Solar e Temperatura	64
4.6	Limites Regulatórios dos Níveis de Tensão	65
4.7	Parâmetros para a Monetização dos Impactos Técnicos	65
4.8	Parâmetros para a Análise de Viabilidade Econômica	66
4.9	Hipóteses Adotadas	67
Capítulo 5 – Resultados e Discussões		69
5.1	Avaliação dos Impactos Técnicos	70
5.1.1	Níveis de Tensão	71
5.1.2	Perdas Técnicas	74
5.1.3	Demanda de Pico	76
5.2	Monetização dos Impactos Técnicos	79
5.3	Viabilidade Econômica	87
5.3.1	Análise de sensibilidade	90
5.3.1.1	Custo Unitário da Bateria	90
5.3.1.2	Valor da Tarifa Convencional Monômica	92
5.3.1.3	Valor do Prêmio	93
5.4	Considerações Finais	95
Capítulo 6 – Conclusões		97
6.1	Produção Científica	101
Referências Bibliográficas		103
Apêndice A – Resultados da monetização dos impactos técnicos do conjunto de alimentadores		111

LISTA DE FIGURAS

2.1	Curvas de cargas típicas de um comércio e uma indústria e irradiação solar em um dia típico.	20
2.2	Curva de carga residencial típica e irradiação solar em um dia típico.	21
2.3	Curva de carga residencial típica e irradiação solar típica com atuação de SAEB.	21
2.4	Exemplo simplificado das perdas de energia no Setor Elétrico Brasileiro.	22
3.1	Modelo simplificado do método proposto.	30
3.2	Fluxograma representativo do algoritmo para o cálculo dos impactos técnicos de SAEBs na rede elétrica.	37
3.3	Fluxograma representativo do algoritmo de monetização dos impactos técnicos de SAEBs na rede elétrica.	51
3.4	Fluxograma representativo do algoritmo de viabilidade financeira.	55
4.1	Diagrama do modelo do sistema fotovoltaico do OpenDSS.	59
4.2	Diagrama do modelo da bateria.	61
5.1	ΔU^p dos alimentadores avaliados em função do nível de penetração.	71
5.2	Média dos valores de ΔU^p em função níveis de penetração para alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais.	73
5.3	ΔL^p dos alimentadores avaliados em função do nível de penetração.	74
5.4	Média dos valores de ΔL^p em função níveis de penetração para alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais.	75
5.5	ΔD^p dos alimentadores avaliados em função do nível de penetração.	76
5.6	Média da potência de despacho e do estado de carga para 100% de penetração considerando o conjunto de SAEBs instalados e todos os alimentadores avaliados.	78

5.7	Média dos valores de ΔD^p em função níveis de penetração para alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais.	78
5.8	Monetização dos níveis de tensão em função dos níveis de penetração considerando todos os alimentadores avaliados.	79
5.9	Monetização das perdas técnicas em função dos níveis de penetração considerando todos os alimentadores avaliados.	80
5.10	Monetização da demanda de pico em função dos níveis de penetração considerando todos os alimentadores avaliados.	81
5.11	Monetização total dos impactos técnicos em função dos níveis de penetração considerando todos os alimentadores avaliados.	82
5.12	Monetização total dos impactos técnicos de um alimentador tipicamente residencial em função dos níveis de penetração.	85
5.13	Monetização total dos impactos técnicos de um alimentador tipicamente rural em função dos níveis de penetração.	85
5.14	Monetização total dos impactos técnicos de um alimentador tipicamente comercial em função dos níveis de penetração.	86
5.15	Valor esperado e desvio padrão do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração.	88
5.16	Valor esperado e desvio padrão da $TIRM_{dist}$ em função dos níveis de penetração.	89
5.17	Valor esperado e desvio padrão do PBD_{dist} em função dos níveis de penetração.	89
5.18	Valor esperado do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração e do custo unitário da bateria.	91
5.19	Desvio padrão do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração e do custo unitário da bateria.	91
5.20	Valor esperado do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração e do valor da tarifa residencial tradicional.	92
5.21	Desvio padrão do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração e do valor da tarifa residencial tradicional.	92
5.22	Valor esperado do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração e do valor do prêmio.	94
5.23	Desvio padrão do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração e do valor do prêmio.	94

5.24	Valor esperado e desvio padrão do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração quando o prêmio é igual ao valor esperado do benefício gerado na rede.	95
------	--	----

LISTA DE TABELAS

1.1	Resumo dos trabalhos que investigam a integração de SAEBs controladas por ECNC.	12
1.2	Resumo dos trabalhos referentes à monetização dos impactos técnicos provocados pela integração REDs.	15
2.1	Repartição das perdas nas redes de distribuição da Enel-GO entre os elementos que a compõem.	23
2.2	Faixas de tensão de atendimento adequada, precária e crítica para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV.	25
3.1	Detalhes das estratégias de controle para cada UC em que os SAEBs são instalados.	33
3.2	Impactos técnicos provocados pela inserção de SAEB em cada nível de penetração.	45
3.3	Modelo do FCLE adotado.	53
4.1	Dados dos alimentadores analisados.	63
4.2	Valores utilizados de $TUSD$, CME e $CMPC$	65
4.3	Valores utilizados de CE	66
4.4	Valores utilizados da tarifa convencional monômnia.	66
4.5	Valores utilizados da tarifa branca.	66
5.1	Potência total de GDFV instalada (P_{FV}^T), capacidade de armazenamento de todos os SAEBs instalados (CA^p) e quantidade de consumidores que instalam SAEBs (N_{BE}) em cada caso para todos os níveis de penetração, considerando o conjunto de alimentadores avaliados.	70
5.2	Probabilidade de o valor presente do impacto total da estratégia de autoconsumo ($VP_{dist_{AC}}^p$) ser superior ou igual ao valor esperado do valor presente da arbitragem no preço ($E[VP_{dist_{AP}}^p]$).	84

5.3	Valor esperado do valor presente da monetização dos impactos totais devido à integração de SAEBs, capacidade total de armazenamento SAEBs instalado e valor esperado dos impactos por kWh por nível de penetração para a estratégia de controle de autoconsumo.	87
A.1	Monetização da variação dos níveis de tensão do conjunto de alimentadores por nível de penetração e estratégia de controle de SAEBs.	111
A.2	Monetização da variação das perdas técnicas do conjunto de alimentadores por nível de penetração e estratégia de controle de SAEBs.	111
A.3	Monetização da variação da demanda de pico do conjunto de alimentadores por nível de penetração e estratégia de controle de SAEBs.	112
A.4	Monetização total dos impactos técnicos do conjuntos de alimentadores por nível de penetração e estratégia de controle de SAEBs.	112

LISTA DE SÍMBOLOS

α	Irradiação solar média no local onde se encontra a UC
γ	Taxa de degradação anual do SAEB
μ	Média do indicador em avaliação
σ	Desvio padrão do indicador em avaliação
$\Delta D_D^p(n)$	Variação percentual da demanda de pico provocada pela integração de SAEBs no cenário n do nível de penetração p
ΔD^p	Variação na demanda de pico provocada pela inserção de SAEBs no nível de penetração p
$\Delta L_D^p(n)$	Variação das perdas técnicas diárias provocada pela integração de SAEBs no cenário n do nível de penetração p
ΔL^p	Variação percentual nas perdas técnicas devido à integração de SAEBs no nível de penetração p
$\Delta U_D^p(n)$	Variação dos níveis de tensão provocados pela integração de SAEBs no cenário n do nível de penetração p
ΔU^p	Variação nos níveis de tensão provocada pela inserção de SAEBs no nível de penetração p
A	Tempo de vida útil do projeto
C_{BE}	Custo unitário de instalação dos SAEBs
$C_{O\&M}$	Custos de operação e manutenção do conjunto de SAEBs
C	Consumo anual do alimentador
$CA^p(n)$	Capacidade de armazenamento de todos os SAEBs instalados no cenário n do nível de penetração p

CA^p	Capacidade de armazenamento de todos os SAEBs instalados no nível de penetração p
CE	Custo do <i>mix</i> de compra de energia pela distribuidora
CME	Custo Marginal de Expansão do setor elétrico, considerado igual à soma dos custos de expansão da MT e BT
$CMPC$	Custo médio ponderado do capital da distribuidora
CV_C	Coefficiente de variação estatística considerando a variação dos cenários
$CV_{D_D^p}$	Coefficiente de variação estatístico calculado para o indicador D_D^p
CV_D	Coefficiente de variação estatística considerando a variação dos dias
CV_{D^p}	Coefficiente de variação estatístico calculado para o indicador D^p
$CV_{L_D^p}$	Coefficiente de variação estatístico calculado para o indicador L_D^p
CV_{L^p}	Coefficiente de variação estatístico calculado para o indicador L^p
$CV_{U_D^p}$	Coefficiente de variação estatístico calculado para o indicador U_D^p
CV_{U^p}	Coefficiente de variação estatístico calculado para o indicador U^p
CV	Coefficiente de variação estatística
D_{\S}^p	Monetização anual dos impactos na demanda de pico no nível de penetração p
D_0	Demanda de pico para o caso sem GDFV/SAEB
$D_D^p(n)$	Demanda de pico do cenário n do nível de penetração p
$D_h^p(n, h, i)$	Demanda de pico na hora h do dia i do cenário n do nível de penetração p
$D_{O\&M}(t)$	Despesas operacionais do conjunto de SAEBs no ano t
D_0^p	Demanda de pico do nível de penetração p para a situação com PVDG e sem SAEBs
D^p	Demanda de pico do nível de penetração p
E	Consumo de eletricidade da UC em um ano
$ED_D^p(n)$	Energia diária média descarregada por todos os SAEBs instalados do cenário n no nível de penetração p

$ED_h^p(n, h, i)$	Energia descarregada por todos os SAEBs instalados na hora h do dia i do cenário n no nível de penetração p
ED^p	Energia diária média descarregada por todos os SAEBs instalados no nível de penetração p
eff_{ch}	Eficiência durante a carga, igual a 90%
eff_{dch}	Eficiência durante a descarga, igual a 90%
$eff(P_p(t))$	Eficiência do inversor para uma potência P_p do painel no instante t
$En(t)$	Energia armazenada no SAEB no instante t
$f_{P_{mp}}(T(t))$	Fator de correção de P_{mp} em função da temperatura no instante t
FC_j	Fluxo de caixa no período j
FCN_j	Fluxo de caixa negativo no período j
FCP_j	Fluxo de caixa positivo no período j
I	Investimento inicial
$Irrad(t)$	Irradiância solar no instante t
k	Constante solar na superfície terrestre
L_{\S}^p	Monetização anual dos impactos nas perdas técnicas no nível de penetração p
L_0^p	Perda média diária do nível de penetração p para o caso com apenas GDFV
L_0	Perda média diária para o caso sem GDFV/SAEB
L_D^p	Perda média diária do cenário n do nível de penetração p
$L_h^p(n, h, i)$	Perda técnica na hora h do dia i do cenário n do nível de penetração p
L^p	Perda média diária do nível de penetração p
$max\{\cdot\}$	Função que retorna o valor máximo de um conjunto de valores
N_{BE}	Quantidade de consumidores que instalam SAEBs
N_C	Quantidade total de cenários simulados
N_D	Quantidade total de dias simulados do cenário n

$N_{fora}^p(n, h, i)$	Quantidade de nós com tensão fora dos limites regulatórios na hora h do dia i do cenário n do nível de penetração p
N_{Total}	Quantidade total de nós do alimentador em análise
N	Número de dias no ano
$P_{95}[\cdot]$	Função que retorna o valor de uma amostra que não é ultrapassado em pelo menos 95% das medições
$P_{ch}(t)$	Potência que realmente carrega o SAEB no instante t
$P_{dch}(t)$	Potência que realmente descarrega o SAEB no instante t
$P_{fv}(t)$	Potência gerada pelo sistema FV no instante t
P_{FV}	Potência instalada do sistema FV na UC
$P_{id}(t)$	Perdas por inatividade no instante t , igual a 1% da potência nominal
$P_{in}(t)$	Potência injetada no SAEB no instante t
P_{mp}	Potência do painel FV no ponto de de máxima potência, definida com uma irradiância igual a $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ e a uma temperatura de 25°C
$P_{out}(t)$	Potência injetada na rede pelo SAEB no instante t
$P_p(t)$	Potência gerada pelo painel FV no instante t
P_{FV}^T	Potência total de GDFV
p	Nível de penetração de GDFV
PR	Eficiência global do sistema FV
r_{desc}	Taxa de desconto dos fluxos de caixa do projeto
r_N	Taxa de captação dos recursos
r_P	Taxa de aplicação dos recursos
$R(t)$	Receita proveniente da economia de eletricidade no ano t
$S_{P_{FV}}$	Potência total instalada de GDFV
s	Quantidade de simulações realizadas
$T_{P_{FV}}$	Potência total instalada de GDFV caso todos os consumidores do alimentador fossem equipados com sistemas FVs

T_{vu}	Tempo de vida útil dos SAEBs
$T_e(t)$	Valor da tarifa de energia aplicada às UCs no ano t
$T(t)$	Temperatura no instante t
t	Ano em avaliação
$TUSD$	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, determinado pela ANEEL nos processos de revisão tarifária para cada distribuidora
U_{\S}^p	Monetização anual dos níveis de tensão fora dos limites regulatórios no nível de penetração p
U_0^p	Média horária do percentual de nós fora dos limites do nível de penetração p para o caso com apenas GDFV (sem SAEBs associados)
U_0	Média horária do percentual de nós fora dos limites regulatórios para o caso sem GDFV/SAEB
$U_D^p(n)$	Média horária do percentual de nós fora dos limites regulatórios do cenário n do nível de penetração p
U^p	Média horária do percentual de nós fora dos limites regulatórios do nível de penetração p
VP_D^p	Valor presente da monetização dos impactos na demanda de pico no nível de penetração p
VP_L^p	Valor presente da monetização dos impactos nas perdas técnicas no nível de penetração p
VP_U^p	Valor presente da monetização dos níveis de tensão fora dos limites regulatórios no nível de penetração p
VP_{dist}^p	Valor presente total dos impactos monetizados no nível de penetração p de uma distribuidora ou conjunto de alimentadores
VP^p	Valor presente total dos impactos monetizados no nível de penetração p
VP_{Dist}^p	Valor presente da monetização dos impactos na demanda de pico no nível de penetração p de uma distribuidora ou conjunto de alimentadores
VP_{Ldist}^p	Valor presente da monetização dos impactos nas perdas técnicas no nível de penetração p de uma distribuidora ou conjunto de alimentadores
VP_{Udist}^p	Valor presente da monetização dos impactos nos níveis de tensão no nível de penetração p de uma distribuidora ou conjunto de alimentadores

GLOSSÁRIO

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BE	Bateria Eletroquímica
ECNC	Estratégia de Controle Não-Coordenada
EoC	Estado de Carga
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FC	Fluxo de Caixa
FCD	Fluxo de Caixa Descontado
FCLE	Fluxo de Caixa Livre para Empresa
FIT	<i>Feed-In Tariff</i>
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
LCOE	Custo Nivelado de Energia
NM	<i>Net Metering</i>
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONU	Organização das Nações Unidas
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PBD	<i>Payback</i> Descontado

PRODIST	Procedimentos da Distribuição
RED	Recurso Energético Distribuído
SAEB	Sistema de Armazenamento de Energia por Bateria
TIR	Taxa Interna de Retorno
TIRM	Taxa Interna de Retorno Modificada
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
ToU	<i>Time of use</i>
UC	Unidade Consumidora
VP	Valor Presente
VPL	Valor Presente Líquido

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO

Um fator indispensável para o desenvolvimento social e econômico das nações de primeiro mundo foi o aumento do acesso das pessoas à energia elétrica, garantindo um suprimento energético tanto diversificado como consistente.

Em 2015, a Organização das Nações Unidas (ONU) publicou a Agenda 2030¹, a qual estabeleceu 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS). Além dos debates sobre pobreza, poluição do planeta e diversos fatores associados ao desenvolvimento das nações, a ONU aborda a problemática da mudança da matriz energética mundial em seu ODS 7, intitulado: “Assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para todos” (ONU, 2015).

O consumo de eletricidade no mundo aumentou em 11% entre 2015 e 2019, e a tendência é ele continuar crescendo (IEA, 2019). Todavia, prover tal aumento com usinas movidas a combustíveis fósseis ou com grandes hidrelétricas causará efeitos prejudiciais ao planeta, como acelerar o aquecimento global (ONU, 2015).

Com o objetivo de reduzir a poluição ambiental e salvaguardar o desenvolvimento econômico, os países signatários da Agenda 2030 possuem a meta de aumentar significativamente o percentual de energias renováveis na matriz energética global até 2030 (ONU, 2015). Dentre os tipos de energias renováveis, a solar fotovoltaica (FV) tem se destacado. Entre 2015 e 2020, a energia FV foi responsável por quase 50% do aumento de capacidade das fontes renováveis (IEA, 2021).

A disseminação das fontes renováveis impulsionou o desenvolvimento da geração distribuída (GD), um tipo de geração em que mini e microusinas são instaladas nas unidades consumido-

¹A Agenda 2030 é um planejamento com o objetivo de “erradicar a pobreza, proteger o planeta e garantir que as pessoas alcancem a paz e a prosperidade” (ONU, 2015). Esse plano de ação culminou na elaboração dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), os quais são fundamentados nos antigos Objetivos de Desenvolvimento do Milênio.

ras (UCs) conectadas às redes de distribuição. O significativo aumento da oferta de energia FV justifica-se pelo crescimento da geração distribuída fotovoltaica (GDFV). A *International Energy Agency* (IEA) prevê que a expansão da capacidade de geração FV entre os anos de 2021 e 2026 deve ser quase o dobro do verificado nos 5 anos anteriores, com a GDFV representando cerca de 40% desse o crescimento. (IEA, 2021).

No entanto, a inserção de grandes quantidades de unidades geradoras próximas às cargas pode gerar danos às redes de distribuição, uma vez que estas não foram concebidas para acomodar GD (TORQUATO *et al.*, 2018; ISMAEL *et al.*, 2019). Como consequência, os órgãos reguladores têm estudado como incentivar a GDFV para que a sua participação na matriz energética cresça ao mesmo tempo em que a operação do sistema de distribuição não seja comprometida. Desta forma, busca-se um equilíbrio entre o incentivo à GDFV e o bom funcionamento da rede elétrica.

Cabe ainda ressaltar que os países que começaram a incentivar a GDFV há mais tempo já estão sofrendo os reveses da elevada quantidade deste tipo de geração no sistema de distribuição. Pode-se citar o exemplo da Alemanha, onde os consumidores que instalam novos sistemas FV podem injetar na rede um valor máximo de apenas 70% da sua potência instalada (MARRA *et al.*, 2014).

Diante desse cenário, os sistemas de armazenamento de energia por baterias (SAEBs)² aparecem como uma possível solução para mitigar os impactos resultantes da integração de GDFV nas redes de distribuição (OLIVAL *et al.*, 2017; ISMAEL *et al.*, 2019). Isso decorre do aumento de flexibilidade que os SAEBs agregam às redes, tendo em vista que elas são capazes de deslocar no tempo tanto a geração como o consumo. Afinal, as baterias podem ser carregadas quando houver excesso de geração e descarregadas nos momentos em que o consumo for abundante.

Com base nessa conjuntura, surgiu o termo recursos energéticos distribuídos (REDs) para englobar não apenas GD e SAEB como também outros dispositivos e ferramentas instalados nos sistemas de distribuição que buscam caracterizá-los como redes elétricas inteligentes (MARTINI;

²Neste trabalho, os termos *sistemas de armazenamento de energia por baterias (SAEBs)*, *baterias eletroquímicas (BE)* ou simplesmente *baterias* possuem o mesmo significado e fazem referência ao conjunto de equipamentos necessários para o funcionamento de sistemas de armazenamento de energia na forma de baterias, incluindo células de armazenamento de energia, controladores de cargas, dispositivos de proteção, entre outros. Dessa forma, esses vocábulos são empregados como sinônimos ao longo do texto.

KRISTOV, 2015; NARUC, 2016; ANEEL, 2021a). Contudo, o termo RED neste manuscrito será empregado para se referir somente à GDFV e aos SAEBs.

Visando-se a identificação de quais os principais efeitos da integração de REDs na rede devem ser considerados em uma avaliação de impactos técnicos, a seção seguinte resume o estado da arte dos estudos que investigam os efeitos decorrentes da inserção de GDFV e SAEBs. Além disso, também são apresentados os principais trabalhos que convertem os impactos técnicos em valores financeiros e aqueles que investigam a viabilidade econômica dos SAEBs do ponto de vista dos consumidores.

1.2 ESTADO DA ARTE

Uma vez que as redes de distribuição foram projetadas para conduzir energia elétrica em um único sentido (do sistema de transmissão para os pontos de consumo), a instalação de GDFV altera os seus funcionamentos. Essas mudanças podem ser benéficas ou prejudiciais para o sistema elétrico.

Dependendo do perfil de consumo da UC em que a GDFV está instalada, pode ocorrer a injeção de energia na rede se a potência de geração superar a demanda do consumidor. A depender da quantidade de GD, essa injeção de potência de várias UCs simultaneamente pode fazer com que o alimentador³ exporte energia para subestação ao invés de importá-la, culminando na inversão do fluxo de potência (COHEN; CALLAWAY, 2016; GOOP *et al.*, 2016; ADEFARATI; BANSAL, 2016; KITWORAWUT *et al.*, 2017; WESTACOTT; CANDELISE, 2016).

Uma das consequências da inversão do fluxo de potência é a alteração nos níveis de tensão da rede. Sabe-se que, ao transportar energia elétrica, há uma circulação de corrente elétrica no alimentador que provoca uma queda de tensão. Quanto maior for o trecho de condução, maior é a intensidade dessa queda. Dado que a tensão na subestação pode ser considerada constante — visto que tipicamente possui regulação de tensão por meio da mudança do *tap* do transformador sob carga —, o fluxo de potência reverso causa elevação de tensão nas barras que

³Apesar de possuírem significados distintos na linguagem técnica, neste trabalho, os termos *alimentador* e *rede de distribuição* são empregados de maneira equivalente e se referem ao alimentador, trecho da rede de distribuição constituído por média e baixa tensão que tem origem na subestação e atende às unidades consumidoras diretamente.

instalaram GDFV (COHEN; CALLAWAY, 2016; KITWORAWUT *et al.*, 2017; VIEIRA, 2016; SHAYANI, 2010). A depender das condições da rede, os níveis de tensão podem ultrapassar os limites estabelecidos pela regulação.

Entretanto, cabe ressaltar que nem sempre a integração de GDFV prejudica os níveis de tensão do alimentador. É comum encontrar pontos da rede elétrica cujos valores de tensão estão aquém dos limites estabelecidos por norma, quase sempre em barras distantes da subestação. Nessas condições, a inserção de GDFV é benéfica para o alimentador porque a instalação de geração próximo às cargas aumenta os níveis de tensão, auxiliando a distribuidora na manutenção da tensão conforme exigido pela regulação (COHEN; CALLAWAY, 2016; ADEFARATI; BANSAL, 2016; VIEIRA, 2016). Esse benefício é verificado até um determinado nível de penetração que, quando ultrapassado, resulta na inversão do fluxo de potência e na elevação da tensão acima dos limites regulatórios.

Outra consequência da inversão do fluxo de potência é o mau funcionamento dos sistemas de proteção. Dado que o sentido da energia na rede de distribuição tradicional⁴ é único, os dispositivos de proteção instalados não estão aptos para operar com fluxo de potência bidirecional e, por conseguinte, não estão adequados para atuar de maneira apropriada nessas condições (ISMAEL *et al.*, 2019; EPRI, 2012). Isso pode fazer com que o sistema de proteção não detecte as falhas quando necessário ou identifique como situação de falta uma condição normal de operação após a inserção de sistemas FVs.

Uma característica dos alimentadores que também sofre influência da GDFV é a demanda de pico, a qual está diretamente associada à capacidade de condução da rede de distribuição. O efeito da geração FV na demanda de pico depende do perfil de consumo das UCs. Quando o pico de consumo ocorre durante o dia, a GDFV é capaz de aliviar a rede, reduzindo a demanda de pico e postergando a necessidade de investimentos no aumento da capacidade de condução da rede (COHEN; CALLAWAY, 2016; KITWORAWUT *et al.*, 2017; VIEIRA, 2016; ISMAEL *et al.*, 2019).

Por outro lado, se o pico de consumo da rede se der no período noturno, a GDFV não é capaz de aliviar o alimentador e também não posterga os investimentos relativos à capacidade

⁴Entende-se, neste estudo, como redes de distribuição tradicionais aquelas nas quais não há integração de GD.

da rede. Ademais, elevados níveis de penetração de GDFV culminam em picos de geração que utilizam o alimentador para escoar o fluxo de potência reverso. Nessa situação, a presença de microusinas FVs pode implicar em uma demanda máxima de geração, que deverá ser atendida pela rede, superior ao atual pico de carga e que, em função disso, exigirá investimentos adicionais no alimentador decorrentes da integração de GDFV (COHEN; CALLAWAY, 2016; KITWORAWUT *et al.*, 2017; VIEIRA, 2016; SHAYANI, 2010; ISMAEL *et al.*, 2019).

Sabe-se ainda que a condução de energia elétrica ao longo dos alimentadores resulta em dissipação de energia nas formas térmica, dielétrica e de magnetização, entre outras. Essa parcela de energia dissipada é conhecida como perda técnica (ANEEL, 2019a). A instalação de sistemas FVs nas UCs faz com que a geração de energia ocorra no local onde ela é consumida. Isso reduz a solicitação de energia da rede, diminuindo também o montante de eletricidade transmitida pelo alimentador. O fato de a rede conduzir uma quantidade menor de energia implica na redução das perdas técnicas no sistema de distribuição (COHEN; CALLAWAY, 2016; GOOP *et al.*, 2016; ADEFARATI; BANSAL, 2016; KITWORAWUT *et al.*, 2017; VIEIRA, 2016).

Todavia, a instalação de microusinas FVs também pode resultar no aumento da dissipação de energia. Elevados níveis de penetração de GDFV fazem com que o alimentador escoe a energia produzida nas UCs durante o pico de geração solar, implicando na elevação das perdas técnicas (COHEN; CALLAWAY, 2016; GOOP *et al.*, 2016; KITWORAWUT *et al.*, 2017; VIEIRA, 2016).

Outrossim, a instalação de GDFV em grandes quantidades pode ocasionar distúrbios de qualidade da energia elétrica, como harmônicas, afundamentos de tensão, entre outros (BOLLEN; HASSAN, 2011). Os sistemas FVs necessitam de inversores de potência para se conectarem à rede e, portanto, eles são considerados como fontes harmônicas, as quais alteram a forma de onda da tensão devido à injeção de correntes harmônicas (ISMAEL *et al.*, 2019). Quanto maior for a penetração da GDFV, maior é o risco de se verificarem problemas de distorção harmônica nos alimentadores.

Em contrapartida, esses mesmos inversores possibilitam que as microusinas FVs amenizem os efeitos dos afundamentos de tensão na rede. Por meio de seu sistema de controle, esses dispositivos eletrônicos são capazes de aumentar a quantidade de potência injetada no alimen-

tador ao identificar um afundamento na tensão. No entanto, essa capacidade é constatada para sistemas FVs com elevados valores de potência instalada, superiores a 1 MW (HONRUBIA-ESCRIBANO *et al.*, 2015).

Por fim, salienta-se a intermitência como uma propriedade da geração FV, o que a caracteriza como imprevisível (BARTON; INFIELD, 2004; MITRA; VALLEM, 2012; FAUZAN *et al.*, 2017). Reduções bruscas na geração podem causar afundamentos de tensão, além de dificultar a manutenção do equilíbrio entre geração e demanda no sistema de distribuição.

Diante dessa conjuntura, o interesse pelos SAEBs é intensificado, pois elas são vistas como uma possível solução para mitigar e/ou amenizar os impactos negativos nas redes oriundos da integração de GDFV (OLIVAL *et al.*, 2017; ISMAEL *et al.*, 2019; AZZOPARDI; GABRIEL-BUENAVENTURA, 2014).

A integração de SAEBs nas redes de distribuição pode ser feita de maneira concentrada ou distribuída. No primeiro caso, as distribuidoras instalam, na média tensão (MT), baterias com grandes capacidades (SOSSAN *et al.*, 2016; VAZQUEZ *et al.*, 2010; WANG *et al.*, 2016). Já a segunda situação refere-se a consumidores de baixa tensão (BT) que instalam baterias de pequeno/médio porte em suas propriedades (MORSTYN *et al.*, 2018b; MARRA *et al.*, 2014; WANG *et al.*, 2015; ZERAATI *et al.*, 2018).

No caso de SAEBs distribuídos, existem dois tipos possíveis de estratégias de controle: coordenada e não-coordenada. Estratégias coordenadas são aquelas nas quais as distribuidoras controlam o despacho das baterias com o objetivo de: reduzir a demanda de pico; minimizar as perdas técnicas; suprimir as flutuações de energia; minimizar o custo de eletricidade; auxiliar na regulação de tensão; ou auxiliar no controle de frequência da rede (BAHRAMIPANAH *et al.*, 2018; SCHRAM *et al.*, 2018; DEEBA *et al.*, 2016; MORSTYN *et al.*, 2018a; MEHMOOD *et al.*, 2017; ALZHRANI *et al.*, 2019; AI *et al.*, 2018; YANG *et al.*, 2018; WANG *et al.*, 2015; ZERAATI *et al.*, 2018; MEHMOOD *et al.*, 2017; HUA *et al.*, 2019; UNIGWE *et al.*, 2019; ENGELS *et al.*, 2019).

Com o foco em SAEBs instalados pelos consumidores de BT, diversos trabalhos investigam os impactos técnicos nas redes de distribuição provocados por estratégias de controle coordenadas (WANG *et al.*, 2015; ZERAATI *et al.*, 2018; BAHRAMIPANAH *et al.*, 2018; AZIZIVAHED *et al.*, 2018; MORSTYN *et al.*, 2018a). Dado que nesta condição existe um despacho centra-

lizado, a aplicação de estratégias de controle coordenadas implica em lidar com problemas de otimização. Por conseguinte, a contribuição desses estudos está diretamente relacionada com: a maneira como o problema é formulado; quais são as restrições aplicadas; e qual é o método empregado na resolução. Salienta-se ainda que este tipo de estratégia exige infraestrutura nos alimentadores para viabilizar a comunicação entre o centro de operação da distribuidora e os SAEBs instalados nas UCs (MORSTYN *et al.*, 2018b; WANG *et al.*, 2015; ZERAATI *et al.*, 2018; BAHRAMIPANAH *et al.*, 2018; AZIZIVAHED *et al.*, 2018; MORSTYN *et al.*, 2018a). Em um cenário com elevado nível de penetração de baterias, a utilização de estratégias de controle coordenadas será imprescindível para que esses equipamentos não provoquem impactos negativos nas redes de distribuição. No entanto, para que esse cenário seja de fato alcançado, é necessário disseminar a instalação de SAEBs.

Uma vez que a infraestrutura de comunicação não está disponível em muitos sistemas de distribuição (CAMARGOS *et al.*, 2020), é mandatório providenciá-la caso os SAEBs sejam controlados de maneira coordenada. Isso evidencia que, por enquanto, a maioria das redes não estão aptas para viabilizar o uso deste tipo de estratégia de controle. Assim, as estratégias de controle coordenadas, ao invés de facilitarem, dificultam a difusão da instalação de SAEBs pelos consumidores.

Nessas condições, o uso de estratégias de controle não-coordenadas (ECNCs), as quais dependem apenas das informações dos locais em que as baterias estão conectadas, é uma importante alternativa para disseminar a instalação de SAEBs. A ECNC é um tipo de controle operado pelos próprios consumidores visando: à redução da demanda de pico; à regulação de tensão; à arbitragem no preço da energia; ou ao autoconsumo de energia (KIM, 2017; MARRA *et al.*, 2014; LAMBERTI *et al.*, 2017; APPEN *et al.*, 2014; CARPINELLI *et al.*, 2016; METZ; SARAIVA, 2018; NOUSDILIS *et al.*, 2020; GABR *et al.*, 2021; VONSIEN; MADLENER, 2020).

Na literatura é possível observar alguns trabalhos dedicados à avaliação dos impactos técnicos decorrentes da integração de diferentes ECNCs de SAEBs na rede de distribuição. Kim (2017) avalia os impactos na demanda de pico e nos níveis de tensão de uma rede de distribuição provocados pela instalação de baterias controladas de maneira não-coordenada. A estratégia de controle proposta posiciona os SAEBs em pontos ótimos da rede elétrica para reduzir a demanda de pico e suavizar a intermitência na tensão e na geração FV. Marra *et al.* (2014)

propõem uma ECNC na qual o carregamento das baterias é acionado quando um limite de potência da geração FV é atingido. A estratégia de controle elaborada otimiza a capacidade de armazenamento dos SAEBs para minimizar a sobretensão, e o valor de disparo do carregamento dos SAEBs é calculado empregando um método de otimização com base na sensibilidade de tensão da rede⁵. Lamberti *et al.* (2017) comparam os impactos nos níveis de tensão e no autoconsumo de energia provocados por dois tipos de estratégias de controle de baterias: coordenada e não-coordenada. Apesar de avaliar os impactos no autoconsumo, o objetivo de ambas as estratégias é dar suporte na regulação de tensão atribuindo valores aleatórios ao tamanho dos SAEBs. Appen *et al.* (2014) propõem três diferentes ECNCs para auxiliar na regulação de tensão e os impactos dessas estratégias no autoconsumo de energia são avaliados. As estratégias propostas são fundamentadas nos controles estático e dinâmico empregando os SAEBs e os inversores FVs.

As estratégias empregadas nos trabalhos de Marra *et al.* (2014), Kim (2017), Lamberti *et al.* (2017) e Appen *et al.* (2014) beneficiam de maneira direta somente as distribuidoras, pois seus objetivos (regulação de tensão, redução da demanda de pico ou suavização de intermitência na tensão e geração FV) estão voltados para aprimorar parâmetros de operação da rede. Ademais, esses estudos não partem do pressuposto de que, em geral, quem decide onde haverá um SAEB e qual será o seu tamanho é o próprio consumidor, e que essas escolhas são influenciadas pelo estímulo regulatório ou tarifário que ele recebe. Dessa forma, a distribuidora não é capaz de otimizar os impactos dos SAEBs na rede de distribuição, uma vez que não é ela quem define onde e como instalá-las.

Em contrapartida, há pesquisas que investigam os benefícios financeiros que os consumidores podem obter ao instalarem baterias empregando ECNCs diante dos estímulos recebidos, embora esses estudos não avaliem os impactos técnicos na rede (CARPINELLI *et al.*, 2016; METZ; SARAIVA, 2018; NOUSDILIS *et al.*, 2020; GABR *et al.*, 2021; VONSIEN; MADLENER, 2020).

Visando aos benefícios financeiros do consumidor que adota a estratégia de arbitragem no preço, Carpinelli *et al.* (2016) buscam otimizar o dimensionamento dos SAEBs, enquanto a

⁵A sensibilidade de tensão da rede permite conhecer qual é a intensidade da alteração nos níveis de tensão de uma barra específica da rede em consequência da variação na potência ativa ou reativa de outra barra do mesmo alimentador (WANG *et al.*, 2015).

operação ideal das baterias é proposta por Metz & Saraiva (2018). Carpinelli *et al.* (2016) almejam otimizar o tamanho de um SAEB, na presença de incertezas, para reduzir a fatura de energia elétrica dos consumidores. O dimensionamento é realizado com base na minimização dos custos incorridos pelo consumidor considerando tarifas *time-of-use* (ToU) e os diferentes perfis de carga relacionados a um cliente residencial e um industrial. Apesar de possuir uma abordagem probabilística que contempla as incertezas inerentes aos preços de energia, à curva de carga e à taxa de desconto, o despacho das baterias é feito com base nos perfis de carga e geração FV sem considerar o cálculo de fluxo de carga da rede. Ademais, somente o custo do SAEB é obtido e não se calcula nenhum indicador de viabilidade econômica, como o valor presente líquido (VPL). Metz & Saraiva (2018) descrevem uma estrutura de otimização para obter o despacho do SAEB que maximiza o lucro, admitindo a ocorrência de preços negativos, a existência de dois mercados paralelos (os leilões de 15 e 60 min como já em operação na Alemanha), e a limitação de vida útil. Todavia, o valor do dinheiro no tempo não é considerado, pois cada transação cobre apenas um curto horizonte de tempo, e os custos operacionais adicionais, além do custo imediato de energia, são desprezados.

Já Nousedilis *et al.* (2020), Gabr *et al.* (2021) e Vonsien & Madlener (2020) analisam a rentabilidade e o dimensionamento de um sistema FV associado ao SAEB do ponto de vista financeiro quando os consumidores almejam o autoconsumo de energia. Nousedilis *et al.* (2020) desenvolvem um modelo técnico-econômico com o objetivo de avaliar a viabilidade econômica de sistemas FV e SAEBs sob diferentes esquemas de incentivos. Para tanto, os autores empregam como dados de entrada o esquema de incentivos examinado, perfil de geração FV, curva de carga, custos do sistema, e encargos de eletricidade. Utilizando esses dados, busca-se obter o dimensionamento ideal do sistema composto por FV e SAEBs de forma a maximizar o VPL do investimento. Apesar de considerar o envelhecimento do SAEB durante a avaliação técnico-econômica, o estudo utiliza somente um perfil de geração FV e uma curva de carga e, por conseguinte, um único perfil de despacho do SAEB. Gabr *et al.* (2021) exploram os impactos da instalação de um sistema FV com SAEB conectado à rede do ponto de vista técnico e econômico sob a política de incentivo existente no Egito. O estudo leva em consideração as políticas de incentivo de *feed-in tariff* (FIT) e de *net metering* (NM) para avaliar os indicadores técnicos e econômicos da instalação. Os indicadores técnicos são representados pelo tamanho do sistema FV com o SAEB e a autossuficiência do conjunto, enquanto os indicadores econômicos

são representados pelo VPL e a economia de anual com faturas de eletricidade. Por fim, Vonsien & Madlener (2020) avaliam a viabilidade econômica de um SAEB conectado a um sistema FV em uma unidade residencial. Um foco particular é dado às compensações entre o autoconsumo de eletricidade e os impactos da vida útil do uso da bateria, bem como a disponibilização dos SAEBs a um agente centralizador como uma alternativa ao uso clássico das baterias. O VPL é empregado como indicador para analisar a viabilidade econômica dos SAEBs. Todavia, neste estudo, os cálculos consideram curvas de carga baseadas principalmente em suposições e valores médios derivados da literatura.

Depreende-se dos parágrafos anteriores que os mencionados trabalhos fazem análises de viabilidade econômica desconectadas do cálculo de fluxo de carga da rede, quase sempre empregando valores médios de curvas de carga e perfis de geração FV. Além disso, a maioria dos estudos empregam métodos determinísticos nas análises de viabilidade econômica. O único estudo que adota uma abordagem estocástica não faz cálculos do fluxo de potência da rede para obter as curvas de despacho dos SAEBs (CARPINELLI *et al.*, 2016). Dessa forma, em síntese, esses trabalhos avaliam como os consumidores devem dimensionar e controlar os SAEBs de forma a maximizarem os seus benefícios de acordo com o incentivo recebido.

Um exemplo de estímulo que motiva os consumidores a instalarem SAEBs empregando a ECNC de arbitragem no preço ocorre quando a tarifa de energia varia ao longo do dia. Nessas condições, a energia elétrica pode ter um preço diferente em cada hora (tarifa horária) (HU *et al.*, 2010) ou o valor da tarifa pode ser dividido em patamares (tarifa ToU ⁶) (CARPINELLI *et al.*, 2016). Com isso, o consumidor carrega a bateria naqueles momentos em que a energia é barata ou com a energia oriunda da GDFV, caso ele possua sistema FV, e utiliza essa energia armazenada para suprir o seu consumo nos momentos em que o preço da energia da rede é mais caro. Dessa forma, o consumidor importará prioritariamente energia barata da rede, obtendo um benefício financeiro. Essa vantagem obtida pelo consumidor depende da diferença de preço entre as tarifas e do custo do SAEB instalado, que por sua vez depende de suas características (CARPINELLI *et al.*, 2016; METZ; SARAIVA, 2018).

Já a ECNC de autoconsumo é estimulada em locais que adotam políticas de *net billing*⁷

⁶A tarifa branca brasileira é um exemplo de ToU. Ela é constituída pelos patamares ponta, intermediário e fora da ponta em que o preço da tarifa é alto, mediano e baixo, respectivamente (ANEEL, 2015c)

⁷O *net-billing* é um mecanismo de incentivo semelhante ao *net metering*. A diferença é que, no *net-billing*, os créditos referentes à energia injetada na rede pela GD são contabilizados em termos monetários (ZINAMAN

(NOUSDILIS *et al.*, 2020) ou em regiões que limitam a injeção de potência ativa na rede pelos consumidores que possuem GDFV (MARRA *et al.*, 2014). No primeiro caso, o consumidor deve evitar a injeção de energia na rede, porque os ganhos financeiros obtidos com a energia injetada pelo sistema FV são inferiores aos ganhos financeiros obtidos quando a energia gerada pela GDFV é armazenada e posteriormente consumida no local. Na segunda situação, o esquema regulatório limita a injeção de potência ativa da GDFV pelo consumidor. Por exemplo, na Alemanha, o consumidor pode injetar na rede um valor de potência ativa de até 70% da potência instalada de GDFV (MARRA *et al.*, 2014). A parcela restante deve ser injetada como potência reativa⁸. Porém, cabe destacar que o consumidor é remunerado apenas pela injeção de potência ativa. A outra alternativa é limitar a geração FV. Em ambos os casos, é vantajoso para o consumidor instalar SAEB para armazenar o excesso de energia da GDFV e usá-la para suprir o seu consumo nos momentos em que não há irradiação solar. Isso resulta na redução de energia importada da rede, revelando o benefício financeiro do consumidor. O tamanho dessa vantagem depende das condições impostas pela regulação e do custo da bateria, que está associado às suas características (KOSKELA *et al.*, 2019; NOUSDILIS *et al.*, 2020).

Em função dos aspectos ora mencionados, depreende-se que os estímulos financeiros influenciam os consumidores na decisão de quais estratégias de controle de SAEBs adotar. Afinal, a estratégia de controle define as condições nas quais as baterias são carregadas e descarregadas para alcançar um determinado objetivo (por exemplo, autoconsumo ou arbitragem no preço). Dado que os consumidores podem ser beneficiados na existência de um estímulo financeiro, a estratégia de controle almeja maximizar esse benefício. Esses estímulos também influenciam os consumidores na escolha das características das baterias, como capacidade de armazenamento e potência máxima de carga/descarga, uma vez que o valor do investimento nos SAEBs depende diretamente desses atributos (ZHENG *et al.*, 2020).

A Tabela 1.1 resume os principais atributos dos trabalhos avaliados anteriormente. Em suma, as discussões apresentadas abordam três aspectos: *i*) são estabelecidos estímulos regulatórios ou tarifários que motivam o consumidor a instalar SAEB em sua propriedade; *ii*) o

et al., 2017). É comum empegar na compensação dos créditos taxas com valores inferiores à tarifa paga pelo consumidor.

⁸O suporte de reativos à rede constitui um tipo de serviços ancilares, os quais são serviços complementares e essenciais para o bom funcionamento do sistema elétrico. Além do suporte de reativos, também são considerados como serviços ancilares: autorrestabelecimentos integral e parcial, controles de frequência primário e secundário, e o despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa (ANEEL, 2015b).

Tabela 1.1. Resumo dos trabalhos que investigam a integração de SAEBs controladas por ECNC.

Referências		Marra <i>et al.</i> (2014)	Kim (2017)	Lamberti <i>et al.</i> (2017)	Appen <i>et al.</i> (2014)	Carpinelli <i>et al.</i> (2016)	Metz & Saraiva (2018)	Gabr <i>et al.</i> (2021)	Vonsien & Madlener (2020)	Nousdilis <i>et al.</i> (2020)	Este trabalho
Objetivo da instalação de SAEBs	RT	✓	✓	✓	✓	×	×	×	×	×	×
	RDP	×	✓	×	×	×	×	×	×	×	×
	SIFV	×	✓	×	×	×	×	×	×	×	×
	AC	×	×	×	×	×	×	✓	✓	✓	✓
	AP	×	×	×	×	✓	✓	×	×	×	✓
Aspectos avaliados	NT	✓	✓	✓	✓	×	×	×	×	×	✓
	PT	✓	×	×	×	×	×	×	×	×	✓
	DP	×	✓	×	×	×	×	×	×	×	✓
	AC	×	×	✓	✓	×	×	✓	✓	×	×
	RE	×	×	×	×	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Tamanho do SAEB	O	✓	×	×	×	✓	×	×	×	✓	×
	AL	×	×	✓	×	×	×	×	×	×	×
	AB	×	✓	×	✓	×	✓	×	✓	×	×
	C	×	×	×	×	×	×	✓	×	×	✓
Localização do SAEB	O	×	✓	×	×	×	×	×	×	×	×
	AB	✓	×	×	✓	×	×	×	×	×	×
	C	×	×	✓	×	✓	✓	✓	✓	✓	✓

Legenda:

RT: Auxiliar na regulação de tensão
RDP: Reduzir a demanda de pico
SIFV: Suavizar a intermitência FV
AC: Autoconsumo de energia
AP: Arbitragem no preço da energia
NT: Níveis de tensão
PT: Perdas técnicas

DP: Demanda de pico
RE: Rentabilidade econômica
O: Otimizado
AL: Aleatório
AB: Arbitrário
C: Consumidor

consumidor então toma a decisão de instalar bateria definindo a localização, o tamanho e a estratégia de controle com base no estímulo recebido; e *iii*) uma vez instalada, o SAEB provoca impactos técnicos na rede de distribuição. Conforme mencionado, os estudos de Marra *et al.* (2014), Kim (2017), Lamberti *et al.* (2017) e Appen *et al.* (2014) analisam os impactos técnicos da integração de baterias na rede sem considerar que a forma de instalação de SAEBs (localização, tamanho e estratégia de controle) é guiada pelos estímulos dados aos consumidores

(endereçando somente os itens *ii* e *iii*). Já Carpinelli *et al.* (2016), Metz & Saraiva (2018), Nousdilis *et al.* (2020), Gabr *et al.* (2021) e Vonsien & Madlener (2020) investigam como os consumidores devem instalar baterias de acordo com o estímulo recebido, mas eles não avaliam os impactos provocados na rede de distribuição (abordando apenas os pontos *i* e *ii*). Portanto, há uma ausência de pesquisas que contemplem os três aspectos conjuntamente. Em outras palavras, não há estudos que avaliem os impactos técnicos na rede provocados por SAEBs controlados por ECNCs considerando que a sua instalação é guiada por estímulos regulatórios ou tarifários.

Dado que os impactos técnicos são diversos e expressos em unidades diferentes, surge a questão de como avaliar vários desses efeitos conjuntamente. Uma solução para este impasse é a conversão destes impactos em quantias monetárias.

Métodos de monetização de impactos técnicos decorrentes da integração de REDs na rede de distribuição ainda são incipientes. Contudo, o valor financeiro que tanto a GDFV como os SAEBs entregam à rede tem sido abordado em alguns trabalhos da literatura.

Sheikhoseini *et al.* (2019) analisam o valor real da energia FV com base na energia gerada pela GDFV e em três parâmetros principais: custo da energia evitada, custo da capacidade evitada e custo da emissão de carbono evitada. Os autores simulam somente a geração FV para quantificar a energia total e, com base nela, eles avaliam os custos que seriam evitados. Assim, no trabalho, não há simulação dos impactos técnicos na rede provocados pela GDFV.

Já Keen & Apt (2019) investigam a habilidade de a GDFV de postergar a expansão da capacidade dos alimentadores em uma distribuidora típica do nordeste dos EUA, a PECO. Eles também realizam uma análise de sensibilidade em alguns dos principais parâmetros que afetam a habilidade de postergação dos sistemas FV, a saber: o custo de substituição de equipamentos, o aumento da carga e como a capacidade nominal da energia FV pode reduzir a demanda de pico. Além de não calcular o fluxo de carga, esta metodologia possui a desvantagem de exigir informações orçamentárias da distribuidora, uma vez que os autores trabalharam em conjunto com engenheiros da PECO para determinar quais investimentos de seu planejamento poderiam ser adiados.

A necessidade de conhecer dados orçamentários das distribuidoras não é interessante para um método de monetização dos impactos técnicos por dois motivos. Primeiro, as empresas

podem não divulgar essas informações, pois elas podem ser empregadas pelos concorrentes. Segundo, o ideal é que o método de monetização possa ser amplamente difundido para que todos os interessados (distribuidoras, reguladores e formuladores de políticas de incentivo) possam utilizá-lo. Com isso, é desejável que os dados necessários sejam públicos e atualizados periodicamente. Para que o método seja fácil de ser replicado, é imprescindível que as informações sejam padronizadas e, como cada distribuidora possui uma forma de planejamento, orçamentos em moldes distintos dificultariam a uniformização dos dados.

Em seu estudo, Hadj-Said *et al.* (2015) avaliam como a integração de SAEBs nos sistemas de distribuição pode ser vantajosa para o planejamento dos investimentos nas redes de BT com grandes quantidades de GD. Para tanto, calcula-se o fluxo de potência em um alimentador de teste baseado em uma rede real considerando diferentes estruturas de baterias. Na análise financeira, os autores calculam o VPL de acordo com a vida útil das baterias, porém somente a redução nas perdas é considerada como benefício da integração de SAEBs.

A fim de se estimar o valor da GDFV, Cohen *et al.* (2016) combinam resultados dos fluxos de carga dos alimentadores com informações orçamentárias cedidas pela distribuidora Pacific Gas & Electric. Nos cálculos, são consideradas: *i*) as despesas evitadas do consumo de energia oriunda do mercado de atacado; *ii*) os investimentos evitados na expansão da capacidade dos alimentadores devido à GDFV; e *iii*) os aumentos dos gastos para controlar os níveis de tensão. Os autores calculam o valor da energia não consumida oriunda do mercado de atacado por meio do custo nivelado de energia (LCOE). Todavia, essa energia não consumida é um benefício apenas para quem instala GDFV, dado que a rede não é beneficiada diretamente.

Com o objetivo de se obter o tipo de incentivo regulatório que maximize os benefícios da energia FV no sistema elétrico, Vieira (2016) avalia os impactos técnicos da GDFV conectada à rede quando incentivada pelas políticas NM, FIT e Quotas. Para tanto, após a quantificação dos impactos nas perdas técnicas, na demanda de pico e nos níveis de tensão por meio do cálculo do fluxo de potência, o autor monetiza essas alterações empregando informações públicas e disponibilizadas a cada ciclo de revisão tarifária. Entretanto, na análise econômica, Vieira (2016) não considera que valor do dinheiro muda ao longo do tempo, de forma que nenhum indicador financeiro é empregado na avaliação.

A Tabela 1.2 sumariza as principais características dos estudos que monetizam os impactos

Tabela 1.2. Resumo dos trabalhos referentes à monetização dos impactos técnicos provocados pela integração REDs.

Referências		Sheikhhoseini <i>et al.</i> (2019)	Keen & Apt (2019)	Hadj-Said <i>et al.</i> (2015)	Cohen <i>et al.</i> (2016)	Vieira (2016)	Este trabalho
Fluxo de carga		×	×	✓	✓	✓	✓
Dados empregados na monetização	PR	×	✓	×	✓	×	×
	PU	✓	×	✓	×	✓	✓
Indicador financeiro		✓	×	✓	✓	×	✓
Parâmetros monetizados	NT	×	×	×	✓	✓	✓
	PT	×	×	✓	×	✓	✓
	DP	✓	✓	×	✓	✓	✓
	CS	×	×	✓	×	×	×
	CEE	✓	×	×	✓	×	×
	EC	✓	×	×	×	×	×
Tipo de análise	D	✓	✓	✓	✓	✓	×
	E	×	×	×	×	×	✓

Legenda:

PR: Privado

PU: Público

NT: Níveis de tensão

PT: Perdas técnicas

DP: Demanda de pico

CS: Confiabilidade do suprimento

CEE: Custo da energia evitada

EC: Emissão de CO_2

D: Determinística

E: Estocástica

técnicos. Dos trabalhos anteriores apenas três deles têm como ponto de partida o cálculo do fluxo de carga e a avaliação de impactos técnicos (VIEIRA, 2016; HADJ-SAID *et al.*, 2015; COHEN *et al.*, 2016). Hadj-Said *et al.* (2015) consideram somente as alterações nas perdas técnicas na valoração dos impactos, enquanto Cohen *et al.* (2016) contemplam os custos de capacidade evitado e da regulação de tensão. Este último trabalho se mostra mais abrangente apesar de ele não considerar os impactos nas perdas técnicas. Contudo, ele possui a limitação de exigir dados orçamentários da distribuidora. O estudo feito por Vieira (2016) é o mais completo ao contemplar as perdas técnicas, a demanda de pico e os níveis de tensão, mas ele despreza o valor do dinheiro no decorrer dos anos da vida útil dos sistemas FV. Por fim, ressalta-se que nenhum dos trabalhos ora descritos desenvolvem análises de risco, de forma que todos eles

empregam métodos determinísticos em suas investigações. Dessa forma, conclui-se que existe a carência de um método robusto e estocástico de monetização dos impactos técnicos decorrentes da integração de REDs na rede.

Ainda dos trabalhos avaliados, nota-se que, a despeito de os impactos técnicos da integração de REDs nas redes de distribuição serem diversos, poucos são passíveis de serem convertidos em base monetária. Conforme mostraram Vieira (2016), Hadj-Said *et al.* (2015) e Cohen *et al.* (2016), somente as perdas técnicas, a demanda de pico e os níveis de tensão foram quantificados por meio do cálculo de fluxo de carga e, posteriormente, monetizados. Os demais efeitos não possuem, até então, indicadores confiáveis, atribuições de responsabilidades estabelecidas e métodos de avaliação financeira definidos, indicando que ainda necessitam de fundamentação científica (VIEIRA, 2016).

1.3 OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES

Em função dos aspectos ora mencionados, esta tese tem como objetivo avaliar os impactos nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas técnicas de alimentadores radiais resultantes da integração de SAEBs associados à GDFV partindo do pressuposto de que a instalação de baterias é decidida pelos consumidores com base em estímulos regulatórios ou tarifários. Para tanto, o método proposto trata com rigor estatístico as incertezas relacionadas à localização das baterias, às curvas de irradiância solar e temperatura, e aos perfis de carga das unidades consumidoras.

Adicionalmente, propõe-se a conversão dos impactos técnicos em valores monetários empregando informações públicas disponibilizadas a cada ciclo de revisão tarifária. Essa monetização é constituída por uma análise de risco que leva em consideração as incertezas associadas às variáveis utilizadas na conversão dos impactos técnicos em termos financeiros. Ainda, é calculado o indicador valor presente (VP) para representar o montante total do impacto técnico, assumindo que o valor do dinheiro muda com o passar do tempo.

A monetização dos impactos possibilita a comparação de diferentes estratégias de controle de SAEBs de acordo com os impactos técnicos provocados na rede. Com isso, é possível identificar quais estratégias de controle de baterias são mais adequadas do ponto de vista de seus impactos

técnicos na rede e, por conseguinte, quais devem ser incentivadas.

Apresenta-se também um método de avaliação da viabilidade econômica de SAEBs em que os dados de entrada de capacidade de armazenamento e energia despachada pelas baterias são obtidos com base no cálculo de fluxo de potência que geram os impactos técnicos. Dado que a obtenção destes impactos se dá de maneira estocástica, é possível fazer uma análise de risco da viabilidade econômica dos SAEBs a qual considera tarifas futuras projetadas e análises de sensibilidade.

Por fim, comparam-se o impacto técnico monetizado decorrente da integração de baterias na rede com o resultado da análise de viabilidade econômica conjunta de todas os SAEBs instaladas no alimentador. Essa comparação possibilita quantificar o valor do subsídio que deve ser dado aos consumidores para que a instalação de baterias seja vantajosa economicamente.

Esse método poderá ser replicado em diversos alimentadores, levando em consideração as particularidades associadas às configurações da rede, ao clima e à geração distribuída com outras fontes de energia. Dessa forma, será possível estabelecer políticas de incentivo profícuas que amparem a sociedade na luta contra as mudanças climáticas e, concomitantemente, estimulem impactos positivos das baterias na rede de distribuição.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO MANUSCRITO

A apresentação desta tese está organizada da seguinte forma:

- No Capítulo 2, é realizada uma explanação sobre os impactos nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas técnicas das redes de distribuição decorrentes da integração de REDs. Ademais, apresentam-se as ferramentas presentes na literatura que usualmente são empregadas em análises de viabilidade econômica;
- O método proposto é descrito no Capítulo 3, detalhando a quantificação e a monetização dos impactos técnicos provocados por SAEBs, além da análise de viabilidade econômica das baterias;
- Os materiais aos quais o método é aplicado estão descritos no Capítulo 4;

- No Capítulo 5, os resultados da aplicação do método em 23 alimentadores são exibidos e discutidos. Primeiramente, avaliam-se os impactos técnicos e financeiros provenientes da integração de SAEBs com a forma de instalação definida pelos consumidores. Em seguida, determina-se a viabilidade econômica do conjunto de baterias instaladas nas redes. Por fim, comparam-se os impactos financeiros com o resultado da análise de viabilidade econômica, permitindo quantificar o valor do subsídio necessário para que a instalação de baterias seja vantajosa economicamente para os consumidores; e
- Por fim, as conclusões e as propostas de trabalhos futuros são apresentados no Capítulo 6.

REFERENCIAL TEÓRICO

É possível notar no Capítulo 1 que, dentre os diversos impactos, apenas a demanda de pico, as perdas técnicas e os níveis de tensão podem ser quantificados por meio do cálculo de fluxo de carga e, em seguida, monetizados. Diante disso, neste capítulo, é descrita como a integração de REDs nas redes de distribuição alteram esses impactos. Adicionalmente, são apresentados os conceitos primordiais e as principais ferramentas utilizadas em análises de viabilidade econômica.

2.1 IMPACTOS TÉCNICOS DA INTEGRAÇÃO DE RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS NAS REDES DE DISTRIBUIÇÃO

2.1.1 Demanda de Pico

A integração de GDFV nas redes de distribuição pode impactar a demanda de pico do alimentador. Conforme apresentado na Seção 1.2, essa alteração depende do perfil de consumo da UC, que determina a carga solicitada, e da irradiância solar, a qual define a geração. Dado que a curva de irradiância apresenta um formato típico, a curva de carga é o fator determinante da influência da GDFV na demanda de pico da rede.

Quando o pico de carga do alimentador coincide com o pico de geração FV, uma parcela da carga é suprida localmente pela GDFV. Isso faz com que a energia solicitada da rede seja menor, culminando numa redução da demanda de pico, que, por sua vez, resulta na postergação dos investimentos na expansão da capacidade do alimentador. Esse fenômeno é observado em redes que atendem consumidores industriais e comerciais majoritariamente. A Figura 2.1 ilustra esse processo ao apresentar curvas de carga típicas¹ comercial e industrial, além de mostrar o

¹Dados fornecidos pela ANEEL ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB) conforme Ofício nº 0092/2016-SRD/ANEEL.

comportamento da irradiação solar em um dia típico (INMET, 2020). Na Figura 2.1, é possível observar a coincidência dos picos de carga e da irradiação solar, comprovando que a GDFV é capaz de reduzir a demanda de pico do alimentador.

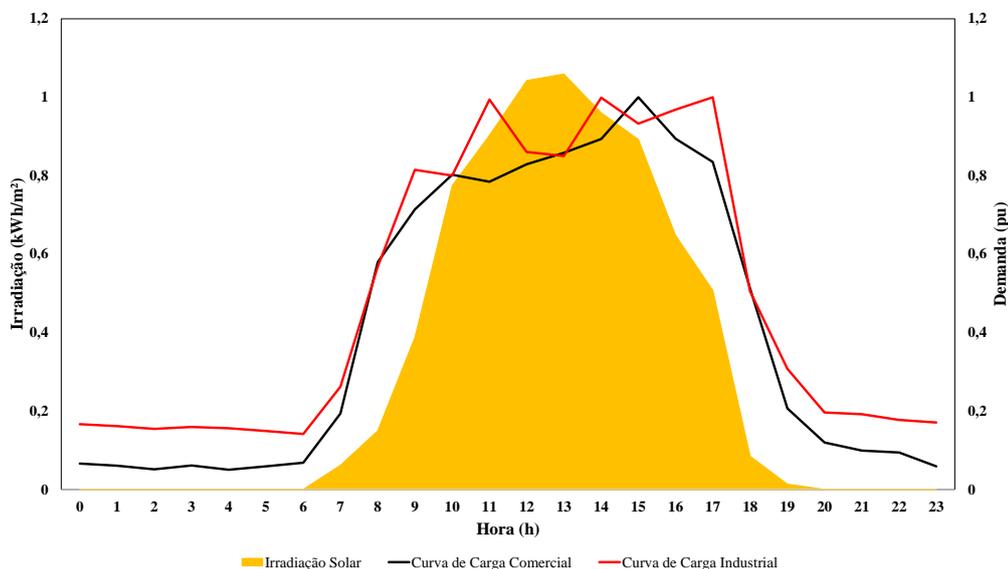


Figura 2.1. Curvas de cargas típicas de um comércio e uma indústria e irradiação solar em um dia típico.

Todavia, quando o alimentador atende predominantemente UCs residenciais, o impacto da GDFV é diferente. Uma curva de carga residencial típica² e a irradiação solar de um dia típico (INMET, 2020) são apresentados na Figura 2.2. Uma vez que o consumo das residências é baixo durante o dia, a potência de GDFV supera a demanda da UC e ocorre a injeção de energia no alimentador. Dependendo da quantidade de sistemas FVs, a injeção de energia pode ultrapassar o valor do pico de carga da rede e resultar no aumento da demanda de pico. Isso exigirá investimentos para que o alimentador seja capaz de escoar esse excesso de energia proveniente das microusinas FVs.

São nesses casos que o interesse pelos SAEBs crescem, pois elas podem armazenar o excesso de energia da GDFV e evitar a injeção de potência na rede. Dessa forma, as baterias podem descarregar essa energia armazenada nos momentos em que houver demanda. A Figura 2.3 indica os instantes em que as baterias podem ser carregadas com a energia oriunda da GDFV (na cor azul) e quando elas podem ser descarregadas para suprir o consumo das UCs (na cor verde).

²Dados fornecidos pela ANEEL ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB) conforme Ofício nº 0092/2016-SRD/ANEEL.

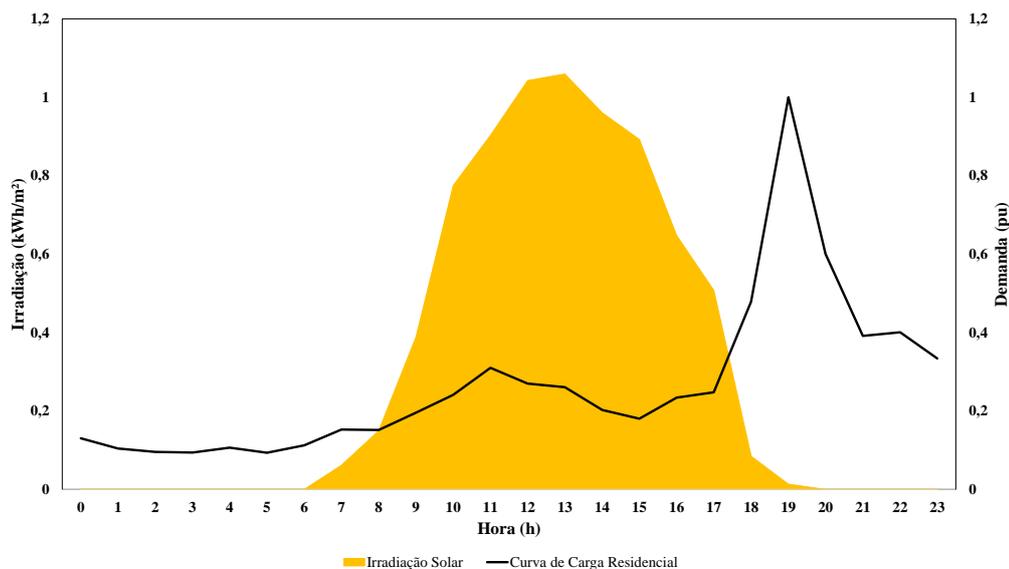


Figura 2.2. Curva de carga residencial típica e irradiação solar em um dia típico.

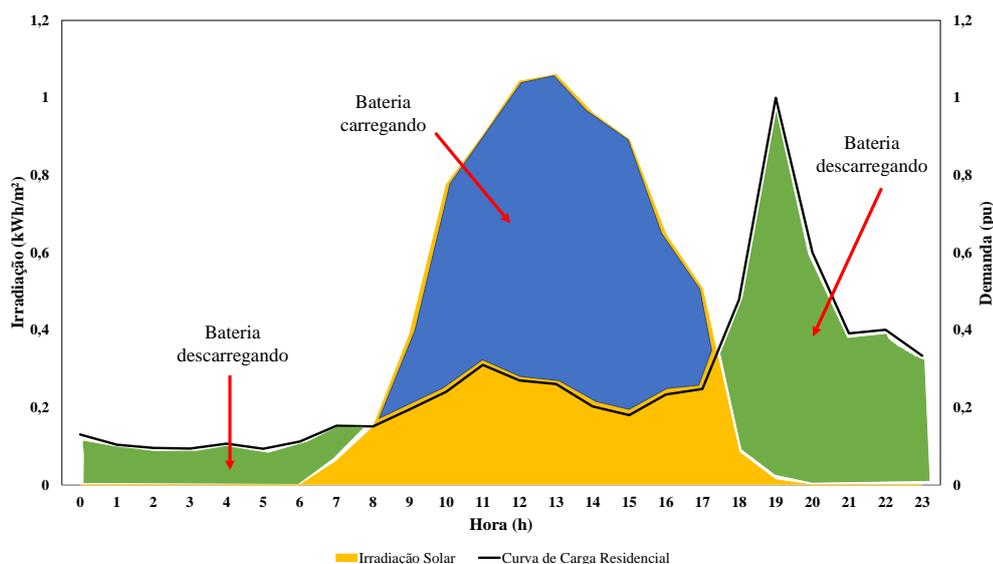


Figura 2.3. Curva de carga residencial típica e irradiação solar típica com atuação de SAEB.

Cabe ressaltar que a Figura 2.3 é uma mera ilustração de uma possibilidade de operação dos SAEBs. A maneira como esses equipamentos realmente operam depende da estratégia empregada no controle, da capacidade de armazenamento, entre outros aspectos. Contudo, fica nítido que a integração de baterias associadas à GDFV pode ser benéfica para o sistema de distribuição ao evitar investimentos para aumentar a demanda de pico.

2.1.2 Perdas Técnicas

Sabe-se que o sistema elétrico tradicional é constituído pelos setores de geração, transmissão e distribuição. A geração é composta por grandes usinas situadas distantes dos centros urbanos, enquanto a transmissão é responsável por interligar toda a geração ao setor de distribuição. Este último, por sua vez, recebe a energia da transmissão e a entrega às UCs nos locais de consumo, quer sejam nas cidades ou zonas rurais. Uma ilustração desse processo é apresentada na Figura 2.4.

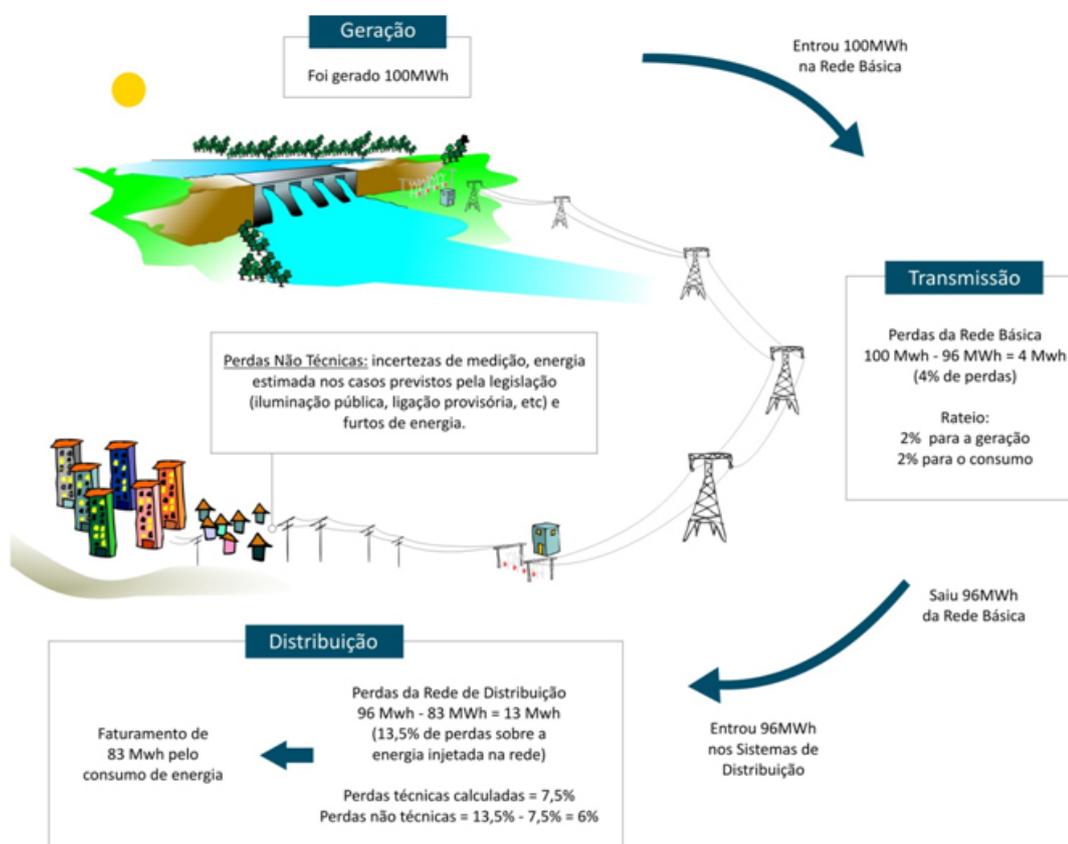


Figura 2.4. Exemplo simplificado das perdas de energia no Setor Elétrico Brasileiro. Fonte: (ANEEL, 2015a).

Da Figura 2.4 é possível observar que nem toda energia gerada nas usinas é de fato comercializada. Essa diferença é denominada de perdas as quais são divididas em técnica e não técnica. As perdas técnicas são a parcela dissipada durante o transporte da energia e, portanto, são inerentes aos setores de transmissão e distribuição. “Já as perdas não técnicas [...] têm origem principalmente nos furtos (ligação clandestina, desvio direto da rede), fraudes (adulterações no medidor ou desvios), e erros de leitura, medição e faturamento” (ANEEL, 2020b). Ainda na Figura 2.4, pode-se notar também que o montante das perdas nas redes de distribuição constitui

a maior parcela das perdas de todo o sistema elétrico.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) define, para todas as distribuidoras, a cada ciclo de revisão tarifária, os níveis regulatórios das perdas técnicas que podem ser repassados às tarifas de energia. Segundo o relatório mais recente (ANEEL, 2020b), o percentual médio das perdas técnicas regulatórias em relação à energia injetada nas redes de distribuição é igual a 7,3%³. Esse valor de perdas técnicas engloba todas as redes de distribuição com tensão nominal menor ou igual a 138 kV. Entretanto, o valor das perdas técnicas pode ser segregado por nível de tensão ao se avaliar uma distribuidora isolada.

Tendo como exemplo a Enel-GO, o percentual de perdas regulatório calculado na revisão tarifária de 2018 foi de 9,45% em relação à energia injetada, totalizando um montante igual a 1.442,653 GWh/ano (ANEEL, 2018a). A Tabela 2.1 apresenta a identificação de todos os elementos da rede que contribuem para esse valor.

Tabela 2.1. Repartição das perdas nas redes de distribuição da Enel-GO entre os elementos que compõem a rede. Fonte: (ANEEL, 2018a).

Elemento da rede	Composição do índice global (%)	
Rede 138 kV	1,53	
Transformadores 138/69 kV	0,09	
Rede 69 kV	1,30	3,43
Transformadores 138/34,5 e 138/13,8 kV	0,29	
Transformadores 69/34,5 e 69/13,8 kV	0,21	
Rede 34,5 e 13,8 kV	2,78	
Transformadores 34,5/0,38 e 13,8/0,38 kV	2,09	6,02
Rede 0,38 kV	0,91	
Medidores	0,23	
Total	9,45	9,45

A parte da rede de distribuição responsável por conduzir energia da subestação até os consumidores — os alimentadores com tensões iguais a 34,5 e 13,8 kV, os transformadores de 34,5/0,38 e 13,8/0,38 kV, a rede de 0,38 kV, e os medidores —, equivale a 63,70% do valor total das perdas técnicas, conforme mostra a Tabela 2.1.

Uma vez que a integração de GDFV e SAEBS se dá nas UCs, os impactos provocados pelos REDs nos alimentadores e demais elementos da rede com tensão inferior ou igual a 34,5 kV podem ser relevantes. Como relatado na Seção 1.2, a GDFV é capaz de reduzir ou aumentar as perdas técnicas dependendo das condições de consumo e de geração além da quantidade de GD na rede. No caso dos SAEBS, as alterações nas perdas técnicas estão associadas à estratégia de

³Valor médio das perdas técnicas regulatórias de todas as distribuidoras de energia elétrica no ano de 2019 (ANEEL, 2020b).

controle empregada (CAMARGOS *et al.*, 2020) Cabe destacar que um exemplo ilustrativo da interação das baterias com a rede foi exibido na Figura 2.3.

2.1.3 Níveis de Tensão

É sabido que os níveis de tensão entregues aos consumidores devem permanecer dentro de uma faixa restrita para o bom funcionamento dos equipamentos elétricos e eletrônicos. Entretanto, é impossível manter a tensão entre os limites planejados durante todo o tempo. Com base nisso, órgãos reguladores estabelecem os níveis de tensão que as distribuidoras devem fornecer às suas UCs bem como o percentual do tempo tolerado para o não cumprimento destes patamares.

Na Europa, a norma EN 50160:2010 define os níveis de tensão entregues aos consumidores. As distribuidoras do continente europeu têm que fornecer às UCs uma tensão com valores dentro de $\pm 10\%$ da tensão nominal, e isso deve ser obedecido em 95% do tempo (CENELEC, 2010).

A norma em vigência nos Estados Unidos é a ANSI C84.1-2016. Essa norma divide os níveis de tensão em duas faixas: *Range A*, faixa mais restrita com a tensão devendo ficar entre $\pm 5\%$ da tensão nominal; e *Range B*, faixa considerada como aceitável, porém não desejável. Neste caso, os limites estão entre 105% e 105,83% ou entre 91,67% e 95% em relação à tensão nominal (ANSI, 2016). Os valores de demarcação indicados são válidos quando a tensão nominal de atendimento às UCs (*service voltage*) está entre 120 e 660 V.

De maneira semelhante à norma americana, os níveis de tensão no Brasil são classificadas em três faixas: *Adequada*, *Precária* e *Crítica* (ANEEL, 2021b). As tensões de atendimento aos consumidores sempre devem estar dentro da faixa *Adequada*, mas é admitido que as tensões fiquem na faixa *Precária* em até 3% das medições. Elas não devem permanecer na faixa *Crítica* mais do que 0,5% dos registros. Os valores limites para cada uma das três faixas de tensão, para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV, são apresentados na Tabela 2.2. A norma brasileira define os limites em valores absolutos, porém da Tabela 2.2 é possível concluir que os limites percentuais da faixa *Adequada* são +5% e -8% da tensão nominal de atendimento.

Tabela 2.2. Faixas de tensão de atendimento adequada, precária e crítica para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 1 kV. Fonte: (ANEEL, 2021b).

Faixa da tensão de atendimento	380 V	220 V
	Variação da tensão de leitura (T_L) em V	
Adequada	$350 \leq T_L \leq 399$	$202 \leq T_L \leq 231$
Precária	$331 \leq T_L < 350$ ou $399 < T_L \leq 403$	$191 \leq T_L < 202$ ou $231 < T_L \leq 233$
Crítica	$T_L < 331$ ou $T_L > 403$	$T_L < 191$ ou $T_L > 233$

Depreende-se então que existem diferenças nos percentuais admitidos entre as normas avaliadas, contudo, há consenso entre os países que as distribuidoras devem entregar a tensão em níveis adequados aos seus consumidores (VIEIRA, 2016). Soma-se a isso o fato de a GDFV alterar o perfil de tensão do alimentador. Este aspecto configura-se como um impacto significativamente restritivo para a integração de microusinas FVs (TORQUATO *et al.*, 2018). Tem-se também que os SAEBs podem amenizar e/ou mitigar o efeito da GDFV nos níveis de tensão da rede quando elas são carregadas com a energia oriunda dos sistemas FVs, e descarregadas no horário do pico de carga (CAMARGOS; FILHO, 2019).

2.2 ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise de viabilidade econômica visa determinar tanto o retorno de um projeto de investimento, estimando se o mesmo resultará em lucro ou prejuízo, como também os riscos envolvidos no processo. Dessa forma, ela se faz imprescindível para a tomada de decisão de quem está fazendo o aporte de capital.

Os estudos de viabilidade econômica são constituídos, basicamente, pela obtenção do fluxo de caixa ao longo da vida útil do projeto e pelo cálculo dos indicadores financeiros. As seções seguintes descrevem as etapas envolvidas neste processo.

2.2.1 Fluxo de Caixa Descontado

Para se obter o retorno esperado de um investimento, é necessário quantificar a expectativa de lucro a ser gerado. O fluxo de caixa descontado (FCD) é um método objetivo e comumente empregado no cálculo dessa expectativa. Além de trazer os lucros futuros para o presente, o FCD possibilita a utilização de informações detalhadas de custos, tributação e taxas de retorno

(OLIVEIRA, 2020).

Cabe ainda ressaltar que o FCD possui duas abordagens distintas. O fluxo de caixa livre para o acionista tem como objetivo calcular o retorno de um investimento, enquanto o fluxo de caixa livre para a empresa (FCLE) almeja obter o valor da companhia como um todo. A diferença entre os dois fluxos de caixa é, sobretudo, a taxa de desconto empregada no cálculo do valor presente (DAMODARAN, 2014; NETO, 2017; OLIVEIRA, 2020).

2.2.2 Custo de Capital

O custo de capital é um conceito fundamental e que precede o cálculo dos indicadores financeiros. “O custo de capital representa o custo de oportunidade do recurso a ser empregado em determinado investimento” (OLIVEIRA, 2020). Com base nele, é possível precificar quanto custa tomar recursos dos agentes detentores de capital, embasando a tomada de decisão do investimento. Tais agentes podem simplesmente ceder o recurso, como fazem os bancos, ou podem assumir o risco do negócio, se tornando acionistas do empreendimento.

Cumprе salientar que, por assumir os riscos do negócio, geralmente o capital próprio é melhor remunerado do que o capital de terceiros.

2.2.3 Indicadores Financeiros

A análise de viabilidade econômica usualmente é fundamentada por indicadores, os quais possibilitam estimar o retorno do investimento avaliado. Nesta tese, são apresentados três indicadores distintos, a saber: o valor presente líquido (*VPL*), a taxa interna de retorno modificada (*TIRM*) e o *payback* descontado (*PBD*).

2.2.3.1 Valor Presente Líquido

O *VPL*, calculado conforme a Eq. (2.1), é um dos indicadores mais comuns aplicados em análises de viabilidade econômica (DAMODARAN, 2014; NETO, 2017).

$$VPL = \sum_{j=0}^A \frac{FC_j}{(1 + r_{desc})^j} \quad [R\$] \quad (2.1)$$

Em que:

FC_j [R\$]: fluxo de caixa no período j ;

r_{desc} : taxa de desconto dos fluxos de caixa do projeto. Usualmente, ela é denominada de taxa de mínima de atratividade (TMA); e

A [anos]: tempo de vida útil do projeto.

Da Eq. (2.1) nota-se que o VPL é constituído pela soma de todos os fluxos de caixas trazidos a valor presente ao longo da vida útil do projeto. Portanto, ele pode ser entendido como a riqueza líquida gerada ou como o potencial de criação de valor de um investimento. Assim, se o VPL for maior que zero, diz-se que o projeto é lucrativo. Isso significa que o investimento fornece um valor adicional ao investidor, após devolver o capital empregado e remunerar os agentes financiadores do projeto.

2.2.3.2 Taxa Interna de Retorno Modificada

A $TIRM$, obtida de acordo com a Eq. (2.2), é uma métrica bastante empregada em análises de viabilidade econômica. Ela tem como base a taxa interna de retorno (TIR), que é definida como a taxa de desconto com a qual obtém-se um VPL igual a zero (DAMODARAN, 2014). Entretanto, a TIR pode possuir mais de um valor quando há mais de uma inversão do sinal do fluxo de caixa. Assim, a $TIRM$ contorna esse problema ao empregar taxas de desconto distintas para os fluxos de caixa positivo e negativo.

$$TIRM = \left[\frac{\sum_{j=0}^A FCP_j \cdot (1 + r_P)^{A-j}}{\sum_{j=0}^A \frac{|FCN_j|}{(1+r_N)^j}} \right]^{\frac{1}{A}} - 1 \quad (2.2)$$

Em que:

FCP_j [R\$]: fluxo de caixa positivo no período j ;

FCN_j [R\$]: fluxo de caixa negativo no período j ;

r_P : taxa de aplicação dos recursos; e

r_N : taxa de captação dos recursos.

Após a obtenção da *TIRM*, o investidor a compara com a TMA, a qual é a taxa mínima de retorno que ele aceita para fazer o aporte de capital. Desse modo, o projeto é considerado economicamente viável quando a *TIRM* é superior à TMA. Caso contrário, o projeto não é atrativo.

2.2.3.3 *Payback* Descontado

O *payback* simples indica em quanto tempo o capital investido em um projeto é recuperado (DAMODARAN, 2014). Para tanto, compara-se a soma dos retornos periódicos com o valor do capital despendido. Todavia, o cálculo deste parâmetro faz uma soma simples dos retornos, desconsiderando o valor do dinheiro ao longo do tempo.

O *payback* descontado (*PBD*) corrige esse problema ao descontar os retornos obtidos pelo custo do capital do investido (DAMODARAN, 2014). Assim, entende-se o *PBD* como o período j da Eq. (2.1) que torna o *VPL* igual a zero.

De maneira semelhante à *TIRM*, o *PBD* é comparado ao tempo máximo que o investidor exige para recuperar o capital do investido. Caso o valor do *PBD* ultrapasse esse tempo máximo, o investimento não é atrativo para o investidor.

Outra análise possível é contrapor o *PBD* com o tempo de vida útil do projeto. Esse projeto é considerado como lucrativo somente se o valor do *PBD* for inferior à sua vida útil. Do contrário, assume-se que o negócio resulta em perda de capital.

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foi descrito como a demanda de pico, as perdas técnicas e os níveis de tensão são impactados pela integração de REDs nas redes de distribuição. Estes efeitos são contemplados nesta tese porque, além de poderem ser quantificados por meio de simulações de fluxo de carga, eles possuem embasamento científico que possibilita as suas monetizações. Por fim, foram apresentados os principais conceitos e indicadores relacionados a análises de viabilidade econômica de projetos de investimentos.

MÉTODO PROPOSTO

Neste capítulo, é apresentado o método para a determinação dos impactos técnicos e financeiros decorrentes da integração de SAEBs na rede elétrica bem como a análise de viabilidade econômica do conjunto de baterias instaladas no alimentador. Para tanto, o capítulo é dividido da seguinte forma:

- Seção 3.1: exhibe uma visão geral do método ressaltando os aspectos mais importantes;
- Seção 3.2: seleciona as estratégias de controle de SAEBs que serão investigadas;
- Seção 3.3: detalha como são calculados os impactos técnicos nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas técnicas;
- Seção 3.4: apresenta como os impactos obtidos na Seção 3.3 são convertidos em base monetária; e
- Seção 3.5: descreve como é realizada a análise de viabilidade econômica do conjunto de SAEBs instalados no alimentador.

3.1 VISÃO GERAL

A Figura 3.1 exhibe, de forma simplificada, a ideia geral do método proposto. Ele é constituído pelo cálculo do impacto financeiro provocado pela inserção de SAEBs na rede e pela análise de viabilidade econômica do conjunto de SAEBs instalados no alimentador. O método é dividido em três etapas, a saber:

1. Impactos técnicos;
2. Impactos financeiros, determinados por meio da monetização dos impactos técnicos; e

3. Viabilidade econômica do conjunto de SAEBs.

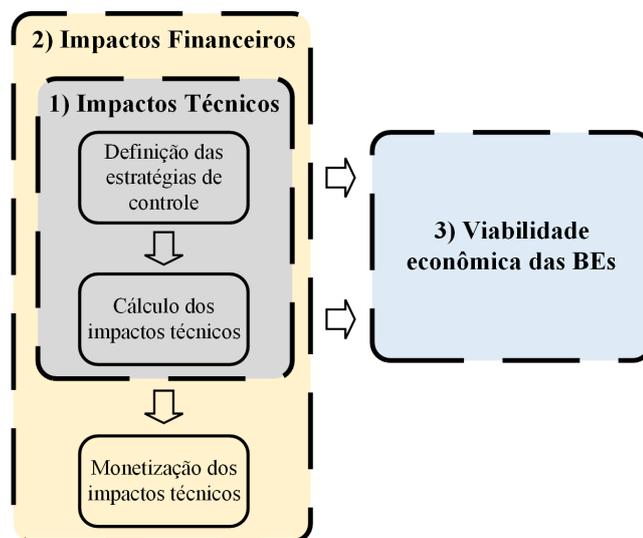


Figura 3.1. Modelo simplificado do método proposto.

A determinação dos impactos técnicos decorrentes da integração de SAEBs na rede de distribuição é composta por dois estágios. No primeiro, são selecionadas as estratégias de controle de baterias que serão avaliadas além de serem estabelecidas a potência instalada de GDFV e as características dos SAEBs de cada UC. Em seguida, são executados os fluxos de carga da rede em regime permanente e calculados os impactos nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas técnicas provocados pela integração de SAEBs de acordo com cada uma das estratégias de controle escolhidas. Tais impactos possuem uma forte correlação com a posição onde as baterias se conectam à rede. Em função disso, o método trata com rigor estatístico os parâmetros de localização dos SAEBs bem como as variações anuais das curvas de carga, da temperatura e da irradiância solar. Essas grandezas são variadas com base no método de Monte Carlo.

Na etapa referente à monetização, os impactos técnicos calculados para cada uma das estratégias de controle em análise são convertidos em quantias monetárias. Estas quantias são, então, somadas de forma que o impacto provocado por cada estratégia seja representado por um único valor financeiro. Todo esse processo é realizado empregando-se técnicas estocásticas.

As etapas anteriormente mencionadas fornecem insumos indispensáveis para a análise de viabilidade econômica das baterias instaladas na rede. A seleção da estratégia de controle implica na escolha das características dos SAEBs (capacidade de armazenamento e potência

máxima de carga/descarga). Com base nelas, o custo de instalação do sistema é determinado, obtendo-se o capital a ser investido na instalação de baterias. A partir do resultado do fluxo de carga em regime permanente, é possível quantificar o montante de energia que as UCs deixam de importar da rede ao usarem os SAEBs para suprirem o seu consumo. Com isso, pode-se determinar o custo evitado pelos consumidores com base na quantidade de energia que é economizada. De posse do custo de investimento nos SAEBs e do quanto elas geram de economia, elabora-se o fluxo de caixa do investimento ao longo do tempo de vida útil das baterias. Isso possibilita o cálculo dos indicadores financeiros que fundamentam a análise de viabilidade econômica do conjunto de SAEBs instalados.

3.2 SELEÇÃO DAS ESTRATÉGIAS DE CONTROLE DE BATERIAS

A primeira etapa do método consiste na seleção das estratégias de controle de SAEBs que serão avaliadas. Neste estudo, as ECNCs de autoconsumo e arbitragem no preço serão empregadas no controle dos SAEBs.

Define-se como autoconsumo a estratégia de controle na qual os consumidores com GDFV utilizam a energia gerada em suas propriedades no momento em que ela é produzida, tanto para suprir o seu consumo bem como para carregar o SAEB. A energia armazenada pela bateria é descarregada nos demais horários para atender ao consumo das UCs. Parte-se do princípio de que os consumidores são estimulados a empregar a estratégia de autoconsumo motivados por uma política de *net-billing*¹ ou por restrições regulatórias que limitem ou desestimulem a injeção de energia pela GDFV. Como resposta aos estímulos financeiros, assume-se que o consumidor, ao empregar a estratégia de autoconsumo, instala um SAEB cujo valor da capacidade de armazenamento é igual ao seu consumo médio diário antes da instalação de GDFV. Assim, a bateria possui capacidade para armazenar o excesso de energia oriunda da GDFV e usá-la para suprir o consumo durante os momentos em que não há irradiação solar. Com isso, a rede de distribuição é utilizada somente para exportar a geração que ultrapassa a capacidade da BE ou para importar energia adicional demandada pela carga.

¹Dado que a energia injetada na rede e a energia consumida da rede possuem o mesmo valor sob uma estrutura de NM, essa política não motiva os consumidores a instalarem SAEBs. Dessa forma, a NM não foi considerada neste trabalho.

Para que os consumidores adotem a estratégia de arbitragem no preço, eles devem ser motivados pela existência de tarifas de energia cujos preços variem ao longo do dia. A tarifa adotada neste trabalho é a Tarifa Branca² aplicada à uma distribuidora do centro-oeste que possui 3 postos tarifários: fora de ponta com duração de 18 horas; intermediário de 3 horas; e na ponta de 3 horas. Nessas condições, 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. Dado que não é levada em consideração a possibilidade de o consumidor vender energia diretamente para a distribuidora, não é vantajoso para ele instalar uma bateria com maior capacidade, e por conseguinte, mais cara, porque o seu único benefício é não consumir energia com preços elevados.

Por fim, para as duas estratégias de controle, assume-se que a potência máxima de carga e descarga do SAEB é igual ao valor da potência instalada de GDFV de cada UC, definida adiante na Eq. (3.1). Com o intuito de prolongar a vida útil dos SAEBs³, adota-se uma profundidade de descarga igual a 80%. Como estado de carga inicial dos SAEBs, emprega-se 50% para o autoconsumo, considerando que a bateria irá se descarregar durante a madrugada e a manhã antes de iniciar a recarga; e 0% para a arbitragem no preço, assumindo a descarga total dos SAEBs durante os horários de pico e intermediário. As características dos SAEBs e o funcionamento de cada estratégia de controle estão detalhados na Tabela 3.1.

Depreende-se então que a escolha das estratégias de controle bem como das características dos SAEBs, pelos consumidores, é influenciada pelo estímulo dado a eles. Todavia, a escolha do local em que os SAEBs são instaladas depende da decisão dos consumidores, indicando que a determinação do local de instalação das baterias é aleatória e não pode ser prevista. Portanto, neste método, considera-se que a localização do SAEB é aleatória. Contudo, uma vez que o

²A tarifa branca brasileira sempre possui 3 postos tarifários (fora de ponta, intermediário, e na ponta) e a duração de cada um deles varia de acordo com a distribuidora (ANEEL, 2015c).

³Dado que entrar em detalhes do tipo de bateria empregada foge ao escopo do estudo, considera-se um cenário que possivelmente contemple todas as tecnologias disponíveis no mercado. Sabe-se que a vida útil das baterias de chumbo-ácido é afetada negativamente por uma alta profundidade de descarga. Além disso, baterias de íons de lítio, apesar de não serem afetadas com a mesma intensidade que as de chumbo-ácido, também têm a sua durabilidade prejudicada por elevados valores de profundidade de descarga (STECCA *et al.*, 2020).

Tabela 3.1. Detalhes das estratégias de controle para cada UC em que os SAEBS são instalados.

		Autoconsumo	Arbitragem no preço
Potência máxima		potência instalada de GDFV	potência instalada de GDFV
Capacidade de armazenamento		consumo médio diário	consumo médio nos horários referentes aos patamares intermediário (16h00–17h59 e 21h00–21h59) e na ponta (18h00–20h59)
Profundidade de descarga		80%	80%
Estado de carga inicial		50%	0%
Carga	Condição	quando a potência de geração FV excede a demanda	quando a potência de geração FV excede a demanda nos horários referentes ao patamar fora da ponta (22h00–15h59)
	Potência	igual à diferença entre a potência de geração FV e a demanda, sendo limitada pela máxima potência do SAEB	igual à diferença entre a potência de geração FV e a demanda, sendo limitada pela máxima potência do SAEB
Descarga	Condição	quando a demanda é maior do que a potência de geração FV	quando a demanda excede a potência de geração FV nos horários referentes aos patamares intermediário (16h00–17h59 e 21h00–21h59) e na ponta (18h00–20h59)
	Potência	igual à diferença entre a demanda e a potência de geração FV	igual à diferença entre a demanda e a potência de geração FV

consumidor decidiu instalar a bateria, a estratégia de controle e as características do SAEB são determinadas com base no incentivo regulatório e no consumo da respectiva UC, conforme indicado na Tabela 3.1.

A potência instalada de GDFV para cada UC é calculada de modo a compensar o seu consumo médio anual, conforme definida na Eq. (3.1).

$$P_{FV} = \frac{E \cdot k}{PR \cdot N \cdot \alpha} \quad (3.1)$$

Em que:

P_{FV} [kW]: potência instalada do sistema FV na UC;

E [kWh]: consumo de eletricidade da UC em um ano;

k : constante solar na superfície terrestre, igual a $1 \text{ kW}/m^2$. Este é valor padrão de radiação na superfície terrestre empregado nos testes de eficiência de módulos FVs;

PR [%]: eficiência global do sistema FV;

N : número de dias no ano; e

α [kWh/ m^2 /dia]: irradiação solar média no local onde se encontra a UC.

Após a definição das estratégias de controle e das características dos SAEBs, os impactos técnicos decorrentes da integração das baterias na rede de distribuição são determinados. Assim, a Subseção 3.3 descreve, em pormenores, como esses impactos são obtidos.

3.3 CÁLCULO DOS IMPACTOS TÉCNICOS

Com o intuito de calcular os impactos decorrentes da integração de SAEBs nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas técnicas, um algoritmo computacional foi desenvolvido. Esse algoritmo é composto por duas rotinas principais: uma responsável pela alteração da localização de GDFV/SAEB na rede e outra com a atribuição de variar os dias simulados.

Ao se simular diversas localizações de GDFV/SAEB, o método contempla a aleatoriedade inerente à definição das posições desses sistemas. Cada uma dessas posições de GDFV/SAEB são denominadas de cenários de simulação, de maneira que diferentes cenários implicam em distintas localizações de GDFV/SAEB na rede.

Sabe-se que há incertezas associadas tanto à demanda da UC, que depende da curva de carga, quanto à geração FV, influenciada diretamente pela irradiância solar e temperatura. Em função disso, variam-se os dias de simulação em cada cenário definido pela rotina de localização de GDFV/SAEB; porque dias distintos, além de disporem de perfis de irradiância solar e temperatura diversos, possuem curvas de cargas diferentes. Com isso, o método abrange a aleatoriedade intrínseca a essas características.

O algoritmo é iniciado pela rotina dos cenários, definindo em quais UCs são instaladas microusinas FV e baterias. Em seguida, a rotina dos dias é acionada, calculando o fluxo de carga de vários dias mantendo-se constante a localização de GDFV/SAEB, e determinando os impactos nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas técnicas. Após a obtenção de resultados estatisticamente válidos dos três impactos para este cenário, encerra-se a rotina dos dias e retoma-se a iteração dos cenários, alterando as posições onde os sistemas FVs e as SAEBs estão instalados, e acionando novamente a rotina dos dias. Esse processo é repetido até que resultados estatisticamente válidos sejam alcançados considerando-se diversos dias e cenários.

A realização de diversas simulações com amostragens aleatórias é a base do Método de

Monte Carlo (BINDEL; GOODMAN, 2009). Este é um método empregado para aumentar a precisão dos resultados numéricos quando não é possível obtê-los de maneira analítica. A precisão dos resultados está relacionada com a quantidade de simulações realizadas: quanto maior o número de simulações, menor é o erro obtido. Portanto, o número de simulações é um aspecto importante a ser observado. Esse parâmetro pode ser pré-estabelecido ou critérios de parada podem ser adotados para reduzir o esforço computacional.

O método aqui proposto emprega o coeficiente de variação estatística (CV^4) para monitorar o erro obtido. Este coeficiente representa o erro relativo das grandezas avaliadas e é determinado conforme a Eq. (3.2). Como o método proposto estabelece a variação de cenários e dias, utilizam-se dois indicadores distintos. O critério de parada para o número de cenários é o CV_C , enquanto tem-se o CV_D para a quantidade de dias.

$$CV = \frac{\sigma}{\mu \cdot \sqrt{s}} \cdot 100 \quad [\%] \quad (3.2)$$

Em que:

μ : média do indicador em avaliação;

σ : desvio padrão do indicador em avaliação; e

s : quantidade de simulações realizadas.

Dessa forma, entende-se como resultados estatisticamente válidos aquelas respostas cujos valores de CV sejam inferiores ou iguais a um valor máximo. Com isso, a rotina dos dias é encerrada quando o valor de CV_D atende ao limite estabelecido, enquanto a iteração dos cenários é finalizada quando CV_C apresenta valor igual ou inferior ao máximo permitido. Tanto o CV_D como o CV_C são calculados para os três impactos avaliados (níveis de tensão, demanda de pico e perdas técnicas). Todos eles devem apresentar valores dentro dos limites estabelecidos.

Cumprе ressaltar que, quando apenas uma simulação é realizada, existe apenas um valor do indicador em análise. Nesse caso, a média é igual ao valor obtido e não é possível calcular o desvio padrão. Logo, o CV somente é determinado depois de, no mínimo, duas simulações completas e, a cada nova simulação, ele é recalculado até que ele atenda ao limite estabelecido. Uma vez que o CV estipulado é atingido, o processo é finalizado.

⁴Forma padronizada de se medir a dispersão empregada na precisão de experimentos (VIEIRA, 2016).

Por fim, para garantir que os valores encontrados sejam estatisticamente válidos, define-se um número mínimo de simulações. Pelo menos 30 cenários diferentes são simulados e, em cada cenário, no mínimo 10 dias são avaliados. Destaca-se ainda que uma quantidade máxima de 150 simulações de dias e cenários foi definida com o objetivo de restringir o tempo de cálculo computacional.

Após uma visão geral do algoritmo, a próxima seção o descreve em detalhes, destacando os dados de entrada e os resultados gerados.

3.3.1 Algoritmo

Para que o algoritmo funcione, são exigidas algumas informações. O cálculo do fluxo de potência requer a definição das curvas de carga e dos valores da potência gerada pelos sistemas FVs, que depende da irradiância solar, da temperatura e da potência instalada de GDFV. Já a rotina dos cenários exige apenas a determinação dos barramentos da rede nos quais as UCs estão conectadas. Dessa forma, os dados de entrada do algoritmo são:

- Parâmetros da rede elétrica (tipos e bitolas de condutores, potência dos transformadores, etc);
- Consumo médio anual e curvas de carga de todas as UCs;
- Irradiância solar média no local;
- Curvas de irradiância solar e temperatura; e
- Estratégia de controle das SAEBs.

A sequência lógica do algoritmo proposto, descrita a seguir, é apresentada na Figura 3.2.

1. Defina os parâmetros da rede elétrica;
2. Dimensione, para cada UC, a potência instalada de GDFV, conforme Eq. (3.1), e a capacidade de armazenamento e da máxima potência de SAEB, de acordo com a Tabela 3.1;

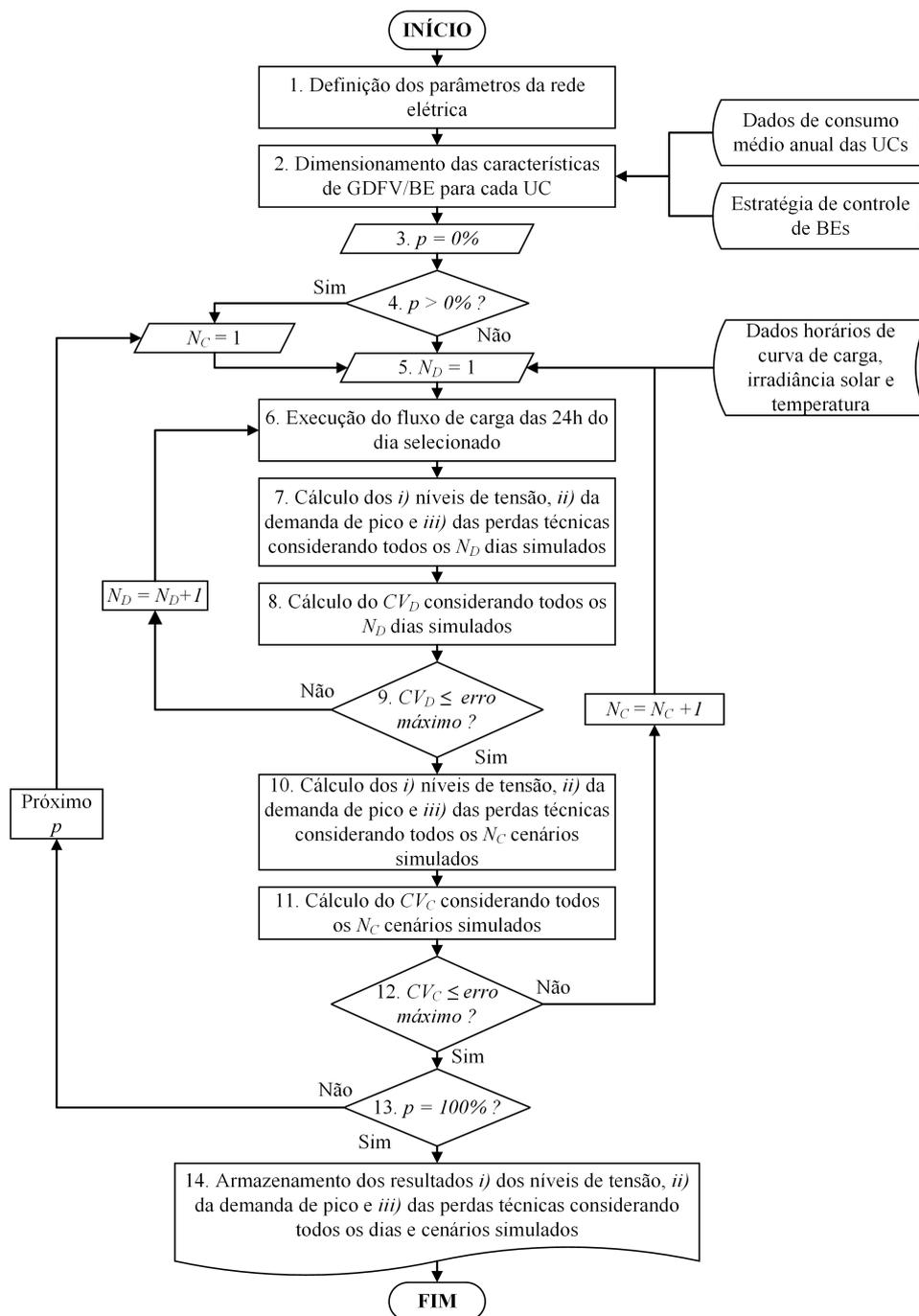


Figura 3.2. Fluxograma representativo do algoritmo para o cálculo dos impactos técnicos de SAEBS na rede elétrica.

3. Defina o nível de penetração igual a zero ($p = 0\%$);
4. Se $p > 0\%$, instale aleatoriamente GDFV/SAEB até que o nível de penetração desejado seja alcançado ($N_C = 1$). Caso contrário, vá para o passo 5;
5. Selecione aleatoriamente o dia que será simulado ($N_D = 1$);
6. Execute o fluxo de carga em regime permanente das 24h do dia selecionado;

7. Calcule os níveis de tensão, a demanda de pico e as perdas técnicas considerando todos os N_D dias simulados;
8. Calcule o CV_D considerando todos os N_D dias simulados;
9. Se CV_D for menor ou igual ao erro máximo, encerre a rotina dos dias e vá para o passo 10. Caso contrário, selecione aleatoriamente outro dia ($N_D = N_D + 1$), e repita os passos de 6 a 8;
10. Calcule os níveis de tensão, a demanda de pico e as perdas técnicas considerando todos os N_C cenários simulados;
11. Calcule o CV_C considerando todos os N_C cenários simulados;
12. Se CV_C for menor ou igual ao erro máximo, encerre a rotina dos cenários e vá para o passo 13. Caso contrário, mude as localizações de GDFV/SAEBs ($N_C = N_C + 1$), e repita os passos de 5 a 11;
13. Se $p = 100\%$ não for alcançado, aumente p , instale aleatoriamente GDFV/SAEB até que o nível de penetração desejado seja alcançado ($N_C = 1$), e repita os passos de 5 a 12. Caso contrário, vá para o passo 14;
14. Armazene os resultados dos níveis de tensão, da demanda de pico e das perdas técnicas, considerando todos os dias e cenários simulados. Em seguida, encerre o processo.

O fluxograma da Figura 3.2 é repetido para cada uma das estratégias de controle de SAEBs estabelecidas na Subseção 3.2, determinando-se, para cada uma delas, o comportamento dos níveis de tensão, da demanda de pico e das perdas técnicas em cada nível de penetração.

Os impactos técnicos são quantificados conforme os indicadores definidos nas Seções 3.3.3, 3.3.4 e 3.3.5. Os dados necessários para a análise de viabilidade econômica (a capacidade de armazenamento e a energia descarregada pelo conjunto de SAEBs) são detalhados na Seção 3.3.6. Contudo, antes de apresentá-los, a próxima seção estabelece o conceito de nível de penetração adotado neste trabalho.

3.3.2 Nível de Penetração

A quantidade de REDs inseridos na rede é usualmente medida pelo nível de penetração. As definições mais comuns de nível de penetração são fundamentadas na razão entre: *i)* a energia total gerada pela GD e a energia total consumida pelas UCs; *ii)* a potência total instalada de GD e a potência nominal do alimentador; e *iii)* a potência total instalada de GD e a demanda de pico da rede (VIEIRA, 2016).

O nível de penetração de GDFV/SAEB empregado neste estudo, calculado conforme Eq. (3.3), é definido como a razão entre a potência total instalada de GDFV para determinado cenário da simulação e a potência total instalada de GDFV caso todos os consumidores do alimentador fossem equipados com sistemas FVs.

$$p = \frac{S_{P_{FV}}}{T_{P_{FV}}} \cdot 100 \quad (3.3)$$

Em que:

p [%]: nível de penetração de GDFV;

$S_{P_{FV}}$ [kW]: potência total instalada de GDFV; e

$T_{P_{FV}}$ [kW]: potência total instalada de GDFV caso todos os consumidores do alimentador fossem equipados com sistemas FVs.

Cabe ressaltar que a definição de nível de penetração adotada usa como referência somente a potência instalada de GDFV, a despeito de o objetivo do estudo estar associado aos impactos decorrentes da integração de SAEBS. Todavia, este trabalho almeja avaliar se as baterias podem suavizar ou até mesmo mitigar os efeitos dos sistemas FV na rede de distribuição, quando elas são instaladas pelos consumidores guiados por estímulos financeiros.

Nas próximas seções, os indicadores empregados na quantificação dos impactos técnicos do método proposto são definidos.

3.3.3 Níveis de Tensão

Dado que as normas regulatórias definem faixas de tensão consideradas como adequadas, as quais devem ser garantidas às UCs pelas distribuidoras, o impacto da integração de SAEBs nos níveis de tensão pode ser quantificado com base no montante de tensões fora dos limites regulatórios obtidos em cada barra. Diz-se, então, que uma violação de tensão ocorre quando os níveis de tensão encontram-se fora da faixa estabelecida como adequada pelos instrumentos normativos.

A Eq. (3.4) define a forma de cálculo do percentual de tensões fora dos limites considerando a simulação de N_D dias do cenário n .

$$U_D^p(n) = \frac{1}{24} \sum_{h=1}^{24} \frac{1}{N_D} \sum_{i=1}^{N_D} \frac{N_{fora}^p(n, h, i)}{N_{Total}} \quad (3.4)$$

Em que:

$U_D^p(n)$ [%]: média horária do percentual de nós fora dos limites regulatórios do cenário n do nível de penetração p ;

$N_{fora}^p(n, h, i)$: quantidade de nós com tensão fora dos limites regulatórios na hora h do dia i do cenário n do nível de penetração p ;

N_{Total} : quantidade total de nós do alimentador em análise; e

N_D : quantidade total de dias simulados do cenário n .

O impacto nos níveis de tensão decorrente da integração de SAEBs no cenário n é obtido conforme a Eq. (3.5).

$$\Delta U_D^p(n) = U_D^p(n) - U_0^p \quad (3.5)$$

Em que:

$\Delta U_D^p(n)$ [$p.p.$]: variação dos níveis de tensão provocada pela integração de SAEBs no cenário n do nível de penetração p ; e

U_0^p [%]: média horária do percentual de nós fora dos limites regulatórios do nível de penetração p para o caso com apenas GDFV (sem SAEBs associadas).

Considerando a simulação de N_C cenários, o percentual de violação de tensão é obtido conforme a Eq. (3.6).

$$U^p = \frac{1}{N_C} \sum_{n=1}^{N_C} U_D^p(n) \quad (3.6)$$

Em que:

U^p [%]: média horária do percentual de nós fora dos limites regulatórios do nível de penetração p ; e

N_C : quantidade total de cenários simulados.

Por fim, o impacto técnico nos níveis de tensão decorrente da integração de SAEBs levando em consideração N_C cenários simulados é calculado da seguinte maneira:

$$\Delta U^p = U^p - U_0 \quad (3.7)$$

Em que:

ΔU^p [$p.p.$]: variação nos níveis de tensão provocada pela inserção de SAEBs no nível de penetração p ; e

U_0 [%]: média horária do percentual de nós fora dos limites regulatórios para o caso sem GDFV/SAEB ($p = 0\%$).

3.3.4 Demanda de Pico

A demanda de pico é um parâmetro essencial da rede porque os elementos que a constituem (por exemplo, cabos e transformadores) devem ser capazes de operar até um determinado limite de potência. Esse valor limítrofe é denominado de demanda de pico.

Com o objetivo de se determinar a demanda de pico do alimentador, primeiro calcula-se a demanda para cada hora do dia. Com base nesses valores, o percentil 95 (P_{95})⁵ da demanda horária é computado. A demanda de pico da rede é calculada como o valor máximo entre todos os P_{95} obtidos da demanda horária, considerando todos os N_D dias e N_C cenários simulados. As Eqs.(3.8) e (3.9) apresentam a formulação matemática envolvida neste processo.

⁵O P_{95} representa o valor de uma amostra que não é ultrapassado em pelo menos 95% das medições.

$$D_D^p(n) = \max\{P_{95}[D_h^p(n, h, i)]\} \quad (3.8)$$

$$D^p = \max\{D_D^p(n)\} \quad (3.9)$$

Em que:

$D_h^p(n, h, i)$ [kW]: demanda na hora h do dia i do cenário n do nível de penetração p ;

$D_D^p(n)$ [kW]: demanda de pico do cenário n do nível de penetração p ; e

D^p [kW]: demanda de pico do nível de penetração p .

O impacto na demanda de pico do alimentador decorrente da integração de SAEBs no cenário n e considerando a simulação de N_C cenários é obtido conforme as Eqs. (3.10) e (3.11), respectivamente.

$$\Delta D_D^p(n) = D_D^p(n) - D_0^p \quad (3.10)$$

$$\Delta D^p = \frac{D^p - D_0}{D_0} \cdot 100 \quad (3.11)$$

Em que:

$\Delta D_D^p(n)$ [kW]: variação da demanda de pico provocada pela integração de SAEBs no cenário n do nível de penetração p ;

D_0^p [kW]: demanda de pico do nível de penetração p para a situação com PVDG e sem SAEBs;

ΔD^p [%]: variação percentual da demanda de pico provocada pela inserção de SAEBs no nível de penetração p ; e

D_0 [kW]: demanda de pico para o caso sem GDFV/SAEB ($p = 0\%$).

3.3.5 Perdas Técnicas

A média diária das perdas técnicas considerando a simulação de N_D dias do cenário n é calculada de acordo com a Eq. (3.12).

$$L_D^p(n) = \frac{1}{N_D} \sum_{i=1}^{N_D} \sum_{h=1}^{24} L_h^p(n, h, i) \quad (3.12)$$

Em que:

L_D^p [kWh]: perda média diária do cenário n do nível de penetração p ; e

$L_h^p(n, h, i)$ [kWh]: perda técnica na hora h do dia i do cenário n do nível de penetração p .

O impacto nas perdas técnicas decorrentes da integração de SAEBS no cenário n é obtido conforme a Eq. (3.13).

$$\Delta L_D^p(n) = L_D^p(n) - L_0^p \quad (3.13)$$

Em que:

$\Delta L_D^p(n)$ [kWh]: variação das perdas técnicas diárias provocada pela integração de SAEBS no cenário n do nível de penetração p ; e

L_0^p [kWh]: perda média diária do nível de penetração p para o caso com apenas GDFV.

A média diária das perdas técnicas considerando a simulação de N_C cenários é determinada conforme a Eq. (3.14).

$$L^p = \frac{1}{N_C} \sum_{n=1}^{N_C} L_D^p(n) \quad (3.14)$$

Em que:

L^p [kWh]: perda média diária do nível de penetração p .

Por fim, o impacto percentual nas perdas devido à integração de SAEBS é determinado como apresentado na Eq. (3.15).

$$\Delta L^p = \frac{L^p - L_0}{L_0} \cdot 100 \quad (3.15)$$

Em que:

ΔL^p [%]: variação percentual nas perdas técnicas devido à integração de SAEBS no nível de penetração p ; e

L_0 [kWh]: perda média diária para o caso sem GDFV/SAEB ($p = 0\%$).

3.3.6 Capacidade de Armazenamento e Energia Descarregada pelo Conjunto de Baterias

A capacidade de armazenamento e a energia descarregada pelo conjunto de SAEBs, apesar de não serem consideradas como impactos técnicos, constituem fatores imprescindíveis para a análise de viabilidade econômica. Essas grandezas são quantificadas com base nos resultados do fluxo de potência em regime permanente e, por isso, elas estão apresentadas aqui. A capacidade de armazenamento do conjunto de SAEBs instalados no alimentador é obtida conforme a Eq. (3.16).

$$CA^p = \frac{1}{N_C} \sum_{n=1}^{N_C} CA^p(n) \quad (3.16)$$

Em que:

CA^p [kWh]: capacidade de armazenamento de todos os SAEBs instalados no nível de penetração p ; e

$CA^p(n)$ [kWh]: capacidade de armazenamento de todos os SAEBs instalados do cenário n no nível de penetração p .

A energia descarregada pelo conjunto de SAEBs é quantificada seguindo as Eqs. (3.17) e (3.18).

$$ED_D^p(n) = \frac{1}{N_D} \sum_{i=1}^{N_D} \sum_{h=1}^{24} ED_h^p(n, h, i) \quad (3.17)$$

$$ED^p = \frac{1}{N_C} \sum_{n=1}^{N_C} ED_D^p(n) \quad (3.18)$$

Em que:

$ED_D^p(n)$ [kWh]: energia diária média descarregada por todos os SAEBs instalados do cenário n no nível de penetração p ;

$ED_h^p(n, h, i)$ [kWh]: energia descarregada por todos os SAEBs instalados na hora h do dia i do cenário n no nível de penetração p ; e

ED^p [kWh]: energia diária média descarregada por todos os SAEBs instalados no nível de penetração p .

Na Seção 3.5, são apresentados detalhes sobre como a capacidade de armazenamento e a energia descarregada pelo conjunto de SAEBs são empregadas na análise de viabilidade econômica.

3.3.7 Resumo

A Tabela 3.2 contém uma síntese dos indicadores da variação dos impactos técnicos decorrentes da integração de SAEBs obtidos após a realização de todos os cálculos explicitados anteriormente. Para cada nível de penetração e estratégia de controle, são calculados no mínimo 30 valores de ΔU_D^p , ΔD_D^p e ΔL_D^p referentes aos diferentes cenários simulados.

Tabela 3.2. Impactos técnicos provocados pela inserção de SAEB em cada nível de penetração.

Nível de Penetração (%)	Níveis de Tensão (p.p.)	Demanda de Pico (kW)	Perdas (kWh)
0	-	-	-
10	$\Delta U_D^{10}(n) _{n=1}^{N_C}$	$\Delta D_D^{10}(n) _{n=1}^{N_C}$	$\Delta L_D^{10}(n) _{n=1}^{N_C}$
p	$\Delta U_D^p(n) _{n=1}^{N_C}$	$\Delta D_D^p(n) _{n=1}^{N_C}$	$\Delta L_D^p(n) _{n=1}^{N_C}$
.	.	.	.
.	.	.	.
.	.	.	.
100	$\Delta U_D^{100}(n) _{n=1}^{N_C}$	$\Delta D_D^{100}(n) _{n=1}^{N_C}$	$\Delta L_D^{100}(n) _{n=1}^{N_C}$

Da Tabela 3.2, nota-se que os impactos técnicos são grandezas físicas expressas em unidades diferentes (ΔU_D^p é expresso em p.p., ΔD_D^p em kW e ΔL_D^p em kWh). Assim, não é possível comparar os impactos das diferentes estratégias de controle de baterias considerando simultaneamente estes três efeitos.

Com o intuito de solucionar este impasse, a próxima seção expõe o método estocástico de monetização dos impactos nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas técnicas.

3.4 MONETIZAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS

Nas Seções 3.4.1, 3.4.2 e 3.4.3 são apresentadas as equações bem como as grandezas empregadas na monetização dos impactos nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas

técnicas, respectivamente. Os procedimentos propostos para a realização da análise de risco são exibidos na Seção 3.4.5.

3.4.1 Níveis de Tensão

A monetização do impacto nos níveis de tensão é realizada com base na compensação financeira que a distribuidora deve pagar aos consumidores que estiverem submetidos a tensões de atendimento fora dos limites regulatórios. No Brasil, o valor dessa compensação é definido pela ANEEL, fundamentado na razão entre a quantidade de medições de tensão fora do limite considerado como adequado e a quantidade total de medições em um determinado intervalo de tempo (ANEEL, 2021b).

Tomando como ponto de partida o cálculo da compensação financeira estabelecido pela ANEEL, Vieira (2016) definiu a valoração do impacto nos níveis de tensão, conforme a Eq.(3.19). Trata-se de uma adaptação do cálculo estipulado pelo PRODIST (ANEEL, 2021b). Essas adequações se fazem necessárias porque o intervalo de medição dos valores da tensão proposto na Seção 3.3.3 difere daquele determinado pelo PRODIST. Ademais, essa norma classifica as violações de tensão em duas faixas, enquanto o método aqui proposto não faz essa divisão e obtém apenas o percentual de tensões que estejam além ou aquém dos limites considerados como adequados.

Dessa forma, a monetização dos impactos decorrentes da integração de SAEBS em um nível de penetração p nos níveis de tensão em um ano ($U_{\text{§}}^p$) é calculada conforme Eq. (3.19), para cada estratégia de controle.

$$U_{\text{§}}^p = -\frac{3 \cdot \Delta U_D^p \cdot TUSD \cdot C}{100} \quad (3.19)$$

Em que:

$U_{\text{§}}^p$ [R\$]: monetização anual dos níveis de tensão fora dos limites regulatórios no nível de penetração p ;

$TUSD$ [R\$/kWh]: tarifa de uso do sistema de distribuição, determinado pela ANEEL nos processos de revisão tarifária para cada distribuidora; e

C [kWh]: consumo anual do alimentador.

O impacto nos níveis de tensão provocado pelos SAEBs perdura enquanto as baterias estiverem em atuação. No entanto, considera-se que, após um ano, a distribuidora consegue corrigir o perfil de tensão da rede sem custos⁶. Em função disso, o valor presente da monetização dos impactos nos níveis de tensão decorrentes da integração de SAEBs em um nível de penetração p é dado por:

$$VP_U^p = \frac{U_{\$}^p}{1 + CMPC} \quad (3.20)$$

Em que:

VP_U^p [R\$]: valor presente da monetização dos níveis de tensão fora dos limites regulatórios no nível de penetração p ; e

$CMPC$ ⁷ [%]: custo médio ponderado do capital da distribuidora.

3.4.2 Demanda de Pico

O aumento da demanda de pico do alimentador exige um investimento para a expansão da rede. No Brasil, o custo dessa expansão é calculado empregando o custo marginal de expansão do setor elétrico, determinado pela ANEEL nos processos de revisão tarifária para cada distribuidora. Assim, a monetização referente à postergação ou antecipação de investimentos devido à influência de SAEBs em um nível de penetração p na demanda de pico do alimentador é dada por:

$$D_{\$}^p = -\Delta D_D^p \cdot CME \quad (3.21)$$

Em que:

$D_{\p [R\$]: monetização anual dos impactos na demanda de pico no nível de penetração p ; e

⁶Adotou-se esta premissa porque existem diversas formas de ajustes de tensão nos alimentadores sem custos. Por exemplo, ajustes de relação de transformação dos transformadores e dos reguladores de tensão. Dessa maneira, levou-se em consideração que a distribuidora demora um ano para perceber as violações de tensão e fazer os ajustes necessários para corrigi-las.

⁷Traduzido do inglês *Weighted Average Cost of Capital* (WACC), o CMPC é um indicador empregado em análises de retorno investimentos. Nesse contexto, ANEEL (2019c) o define como sendo “a média ponderada dos recursos próprios e de terceiros pela estrutura de capital”, ou seja, a participação de cada fonte de capital no patrimônio total da distribuidora.

CME [R\$/kW]: custo marginal de expansão do setor elétrico, considerado igual à soma dos custos de expansão da MT e BT.

A postergação ou antecipação de investimentos na demanda de pico ocorre somente uma vez. Com isso, o cálculo do valor presente da monetização dos impactos decorrentes da integração de SAEBs em um nível de penetração p na demanda de pico considera apenas o primeiro ano da vida útil das baterias, conforme a Eq. (3.22).

$$VP_D^p = \frac{D_{\$}^p}{1 + CMPC} \quad (3.22)$$

Em que:

VP_D^p [R\$]: valor presente da monetização dos impactos na demanda de pico no nível de penetração p .

3.4.3 Perdas Técnicas

Os impactos da integração de SAEBs nas perdas técnicas podem resultar na redução ou no acréscimo do montante de energia comprado pelas distribuidoras. Por esse motivo, contabilizou-se os impactos nas perdas técnicas utilizando o preço médio do *mix* de compra de energia pela distribuidora. O valor monetário das perdas por ano em um nível de penetração p é calculado de acordo com a Eq. (3.23).

$$L_{\$}^p = -365 \cdot \Delta L_D^p \cdot CE \quad (3.23)$$

Em que:

$L_{\p [R\$]: monetização anual dos impactos nas perdas técnicas no nível de penetração p ; e

CE [R\$/kWh]: custo do *mix* de compra de energia pela distribuidora.

A diminuição ou o acréscimo nas perdas perdurará enquanto as baterias estiverem atuando. Dessa forma, o valor presente da monetização dos impactos nas perdas técnicas decorrentes da integração de SAEBs em um nível de penetração p , considerando o tempo de vida útil das

baterias, é dado por:

$$VP_L^p = \sum_{t=1}^{T_{vu}} \frac{L_{\$}^p}{(1 + CMPC)^t} \quad (3.24)$$

Em que:

VP_L^p [R\$]: valor presente da monetização dos impactos nas perdas técnicas no nível de penetração p ;

t : ano em avaliação; e

T_{vu} : tempo de vida útil dos SAEBs.

Cabe destacar que um valor de CE por ano deve ser usado, visto que o mesmo é ajustado anualmente.

3.4.4 Impacto Total

Uma vez obtidos os impactos financeiros nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas técnicas, é possível calcular o valor do impacto total decorrente da integração de SAEBs para cada nível de penetração p , conforme exibido na Eq. (3.25).

$$VP^p = VP_U^p + VP_D^p + VP_L^p \quad (3.25)$$

Em que:

VP^p [R\$]: valor presente total dos impactos monetizados no nível de penetração p .

Os valores de VP_U^p , VP_D^p , VP_L^p , e VP^p são determinados para cada alimentador, nível de penetração e estratégia de controle de SAEBs. Os valores presentes da monetização de um determinado nível de penetração e de uma determinada estratégia de controle, para uma distribuidora ou um conjunto de alimentadores ($VP_{U\,dist}^p$, $VP_{D\,dist}^p$, $VP_{L\,dist}^p$, e VP_{dist}^p), são dados pela soma de VP_U^p , VP_D^p , VP_L^p , e VP^p , considerando todos os alimentadores avaliados.

3.4.5 Algoritmo

Neste estudo, foi elaborado um algoritmo para monetizar os impactos técnicos resultantes de cada estratégia de controle de SAEBs, considerando as incertezas associadas a CE , ΔU_D^p ,

ΔD_D^p , e ΔL_D^p . Os dados de entrada desse algoritmo são:

- Valores dos impactos técnicos obtidos (ΔU_D^p , ΔD_D^p , e ΔL_D^p) pelo método descrito na Seção 3.3;
- Valor da *TUSD* da distribuidora proprietária do alimentador em análise;
- Valor do *CME* da distribuidora proprietária do alimentador em análise, considerando MT e BT;
- Histórico de valores do *CE* da distribuidora proprietária do alimentador em análise; e
- Valor do *CMPC* da distribuidora proprietária do alimentador em análise.

O fluxograma do algoritmo de monetização é representado na Figura 3.3 e pode ser descrito como segue.

1. Determine a linha de tendência do *CE* com base em seus valores históricos e o erro do *CE* entre os valores históricos e aqueles calculados usando a linha de tendência. Estime os valores futuros do *CE* com base na linha de tendência;
2. Obtenha a distribuição de frequência acumulada de ΔU_D^p , ΔD_D^p , ΔL_D^p , e do erro do *CE*;
3. Estabeleça o primeiro nível de penetração ($p = 10\%$);
4. Estabeleça o número da simulação igual a 1 ($n = 1$);
5. Estabeleça o ano igual a 1 ($t = 1$);
6. Selecione aleatoriamente os valores de ΔU_D^p e ΔD_D^p com base em suas distribuições de frequência acumuladas;
7. Calcule $U_{\p e $D_{\p ;
8. Selecione aleatoriamente o valor do erro do *CE* com base em sua distribuição de frequência acumulada. Estime o valor do *CE* (igual à soma do *CE* futuro e o erro selecionado). Escolha aleatoriamente um valor de ΔL_D^p com base em sua distribuição de frequência acumulada;

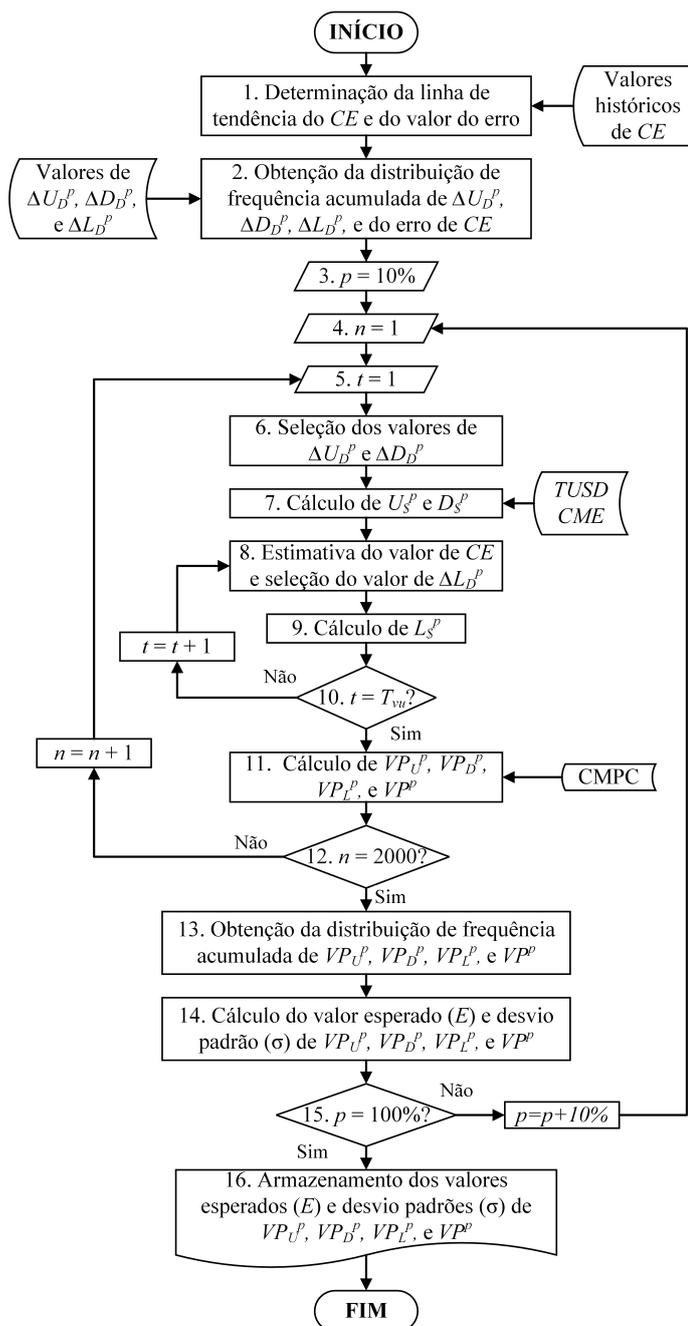


Figura 3.3. Fluxograma representativo do algoritmo de monetização dos impactos técnicos de SAEBs na rede elétrica.

9. Calcule L_S^p ;
10. Se $t = T_{vu}$ não for alcançado, incremente o ano ($t = t + 1$) e repita as etapas 8–9. Caso contrário, vá para a etapa 11;
11. Usando o *CMPC*, calcule VP_U^p , VP_D^p , VP_L^p , e VP^p ;
12. Se $n = 2000$ não for alcançado, incremente o número da simulação ($n = n + 1$) e repita as etapas 5–11. Caso contrário, vá para a etapa 13;

13. Obtenha a distribuição de frequência acumulada dos valores presentes dos impactos técnicos monetizados (VP_U^p , VP_D^p , VP_L^p , e VP^p);
14. Com base na distribuição de frequência acumulada de VP_U^p , VP_D^p , VP_L^p , e VP^p , calcule seus valores esperados (E) e desvios padrão (σ). E é dado como a soma de todos os valores possíveis de VP_U^p , VP_D^p , VP_L^p , e VP^p ponderados por suas probabilidades de ocorrência;
15. Se $p = 100\%$ não for alcançado, incremente p ($p = p + 10\%$) e repita as etapas 4–14. Caso contrário, vá para a etapa 16;
16. Armazene os resultados de todos os valores esperados (E) e desvios padrão (σ) de VP_U^p , VP_D^p , VP_L^p , e VP^p .

Este algoritmo deve ser executado para cada estratégia de controle e alimentador em avaliação.

3.5 VIABILIDADE ECONÔMICA DO CONJUNTO DE BATERIAS

A seguir, são descritos o modelo de fluxo de caixa e o algoritmo empregados na análise de viabilidade econômica do conjunto de SAEBs instaladas no alimentador.

3.5.1 Modelo do Fluxo de Caixa

O fluxo de caixa (FC) pode ser entendido como a contabilização de todas as entradas e saídas de recursos financeiros de uma empresa. Por esta razão, deve-se identificar a fonte de receita bem como os custos, despesas e tributos associados ao investimento (OLIVEIRA, 2020).

Dentre os dois tipos de fluxo de caixa apresentados na Seção 2.2.1, este estudo emprega o FCLE, pois o objetivo desta análise é saber se o projeto é rentável. Em outras palavras, almeja-se determinar se a instalação de SAEBs é um negócio lucrativo para o consumidor, que fará o investimento.

O modelo aqui empregado mantém a estrutura básica estabelecida por Damodaran (2014). A Tabela 3.3 contém um resumo das informações necessárias para a construção do fluxo de caixa. Os itens presentes na mesma tabela são detalhados em seguida.

Tabela 3.3. Modelo do FCLE adotado.

(+)	Receita
	Economia de energia elétrica
(-)	Despesas operacionais
	Custo de operação e manutenção (O&M)
(=)	Lucro
(-)	Investimento
(=)	FCLE

- **Receita:** é gerada pela economia de energia elétrica decorrente da instalação de SAEBs. A UC deixa de consumir eletricidade da rede e usa a energia armazenada no SAEB para suprir o seu consumo. Dessa forma, a receita anual é calculada por meio da Eq. (3.26).

$$R(t) = 365 \cdot (1 - \gamma)^{t-1} \cdot T_e(t) \cdot ED^p \quad (3.26)$$

em que:

$R(t)$ [R\$]: receita proveniente da economia de eletricidade no ano t ;

γ [%]: taxa de degradação anual do SAEB; e

$T_e(t)$ [R\$/kWh]: valor da tarifa de energia aplicada às UCs no ano t .

- **Despesas Operacionais:** contemplam todos os custos de manutenção e operação dos SAEBs ao longo de sua vida útil. Com base na literatura atinente, essas despesas podem ser calculadas como valores percentuais do valor do investimento (NOUSDILIS *et al.*, 2020), conforme a Eq. (3.27).

$$D_{O\&M}(t) = I \cdot C_{O\&M} \quad (3.27)$$

em que:

$D_{O\&M}(t)$ [R\$]: despesas operacionais do conjunto de SAEBs no ano t ;

I [R\$]: investimento inicial; e

$C_{O\&M}$ [%]: custos de operação e manutenção do conjunto de SAEBs.

- **Lucro:** é obtido pela diferença entre a receita e as despesas operacionais.
- **Investimento:** é o valor do desembolso na compra e na instalação do conjunto de SAEBs, calculado de acordo com a Eq. (3.28).

$$I = CA^p \cdot C_{BE} \quad (3.28)$$

em que:

C_{BE} [R\$/kWh]: custo unitário de instalação dos SAEBs.

Um fato que chama a atenção na Tabela 3.3 é a ausência da incidência de tributos. Isso se deve à forma como a receita do negócio é gerada. Dado que não há venda de energia, os consumidores não recebem pecúnia ao instalar SAEB. Na verdade, eles deixam de pagar pela energia consumida oriunda do armazenamento da bateria. Assim, pode-se dizer que receita da instalação de SAEB é um custo evitado e não há o recebimento de moeda diretamente.

3.5.2 Algoritmo

O algoritmo desenvolvido para a análise de viabilidade econômica exige os seguintes dados de entrada:

- Valores de CAP e ED^p , obtidos a partir do cálculo do fluxo de carga descrito na Seção 3.3.6;
- Valor da T_e aplicados às UCs do alimentador em análise;
- Valor de γ ;
- Valores dos custos associados aos SAEBs ($C_{O\&M}$ e C_{BE}); e
- Valores dos custos do capital (r_{desc} , r_P e r_N)

O fluxograma do algoritmo da análise de viabilidade econômica é representado na Figura 3.4 e pode ser descrito como segue.

1. Determine a linha de tendência da T_e com base em seus valores históricos e o erro da T_e entre os valores históricos e aqueles calculados usando a linha de tendência. Estime os valores futuros da T_e com base na linha de tendência;
2. Obtenha a distribuição de frequência acumulada de CAP e ED^p , e do erro da T_e ;
3. Estabeleça o primeiro nível de penetração ($p = 10\%$);

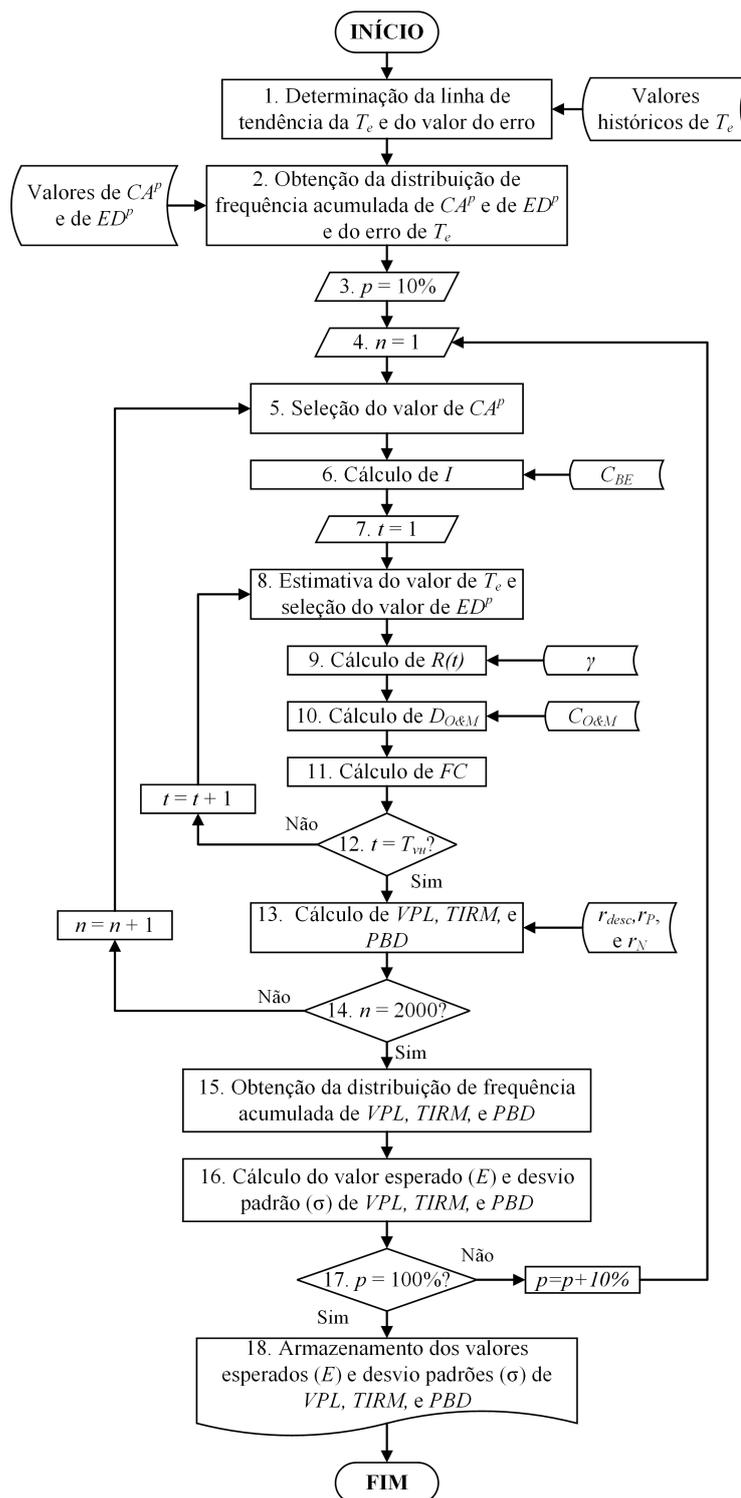


Figura 3.4. Fluxograma representativo do algoritmo de viabilidade financeira.

4. Estabeleça o número da simulação igual a 1 ($n = 1$);
5. Selecione aleatoriamente o valor de CA^p com base em sua distribuição de frequência acumulada;
6. Calcule I ;

7. Estabeleça o ano igual a 1 ($t = 1$);
8. Selecione aleatoriamente o valor do erro da T_e com base em sua distribuição de frequência acumulada. Estime o valor da T_e (igual à soma da T_e futura e o erro selecionado). Selecione aleatoriamente o valor de ED^p com base em sua distribuição de frequência acumulada;
9. Calcule $R(t)$;
10. Calcule $D_{O\&M}(t)$;
11. Calcule FC ;
12. Se $t = T_{vu}$ não for alcançado, incremente o ano ($t = t + 1$) e repita as etapas 8–11. Caso contrário, vá para a etapa 13;
13. Usando o r_{desc} , r_P e r_N , calcule VPL , $TIRM$ e PBD ;
14. Se $n = 2000$ não for alcançado, incremente o número da simulação ($n = n + 1$) e repita as etapas 5–13. Caso contrário, vá para a etapa 15;
15. Obtenha a distribuição de frequência acumulada de VPL , $TIRM$ e PBD ;
16. Com base na distribuição de frequência acumulada de VPL , $TIRM$ e PBD , calcule seus valores esperados (E) e desvios padrão (σ). E é dado como a soma de todos os valores possíveis de VPL , $TIRM$ e PBD ponderados por suas probabilidades de ocorrência;
17. Se $p = 100\%$ não for alcançado, incremente p ($p = p + 10\%$) e repita as etapas 4–16. Caso contrário, vá para a etapa 18;
18. Armazene os resultados de todos os valores esperados (E) e desvios padrão (σ) de VPL , $TIRM$ e PBD .

3.5.3 Análise de Sensibilidade

Embora o método proposto para a investigação da viabilidade econômica seja estocástico, os custos associados aos SAEBS ($C_{O\&M}$ e C_{BE}) e as taxas de desconto do capital (r_{desc} , r_P e r_N)

possuem valores fixos. Normalmente, os valores atribuídos a essas grandezas estão vinculados ao momento de realização da análise.

Dessa forma, com intuito de aumentar a robustez do método, propõe-se, de maneira complementar, a adoção de um instrumento que possibilite avaliar como os resultados dos indicadores variam frente a alterações nos seguintes parâmetros: *i*) custo unitário dos SAEBS; *ii*) valor da tarifa de energia aplicada aos consumidores; e *iii*) valor de um prêmio pago aos consumidores no momento de instalação de baterias como forma de incentivo.

Nesta tese, optou-se por empregar uma análise de sensibilidade univariada, ou seja, varia-se um parâmetro de cada vez. Essa técnica possui como vantagens a sua robustez, simplicidade e confiabilidade dos resultados em relação a outras formas mais elaboradas de análise de sensibilidade (VIEIRA, 2016).

3.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Neste capítulo, foi apresentado o método estocástico empregado na determinação dos impactos técnicos e financeiros decorrentes da integração de SAEBS no sistema de distribuição. Este método leva em consideração as incertezas relacionadas à localização dos SAEBS e as variações diárias da curva de consumo, irradiância solar e temperatura. Além disso, a conversão dos impactos técnicos em base monetária contempla as aleatoriedades inerentes ao processo de monetização. Por fim, foi também descrito o procedimento utilizado para a análise de viabilidade econômica do conjunto de SAEBS instalados no alimentador.

Este capítulo descreve os materiais que serão empregados na aplicação do método proposto no Capítulo 3. São descritas as ferramentas computacionais, os dados climáticos utilizados nas simulações, e as características dos alimentadores avaliados. Por fim, são apresentadas as hipóteses adotadas no estudo de caso.

4.1 AMBIENTE COMPUTACIONAL

Neste estudo, é preciso identificar ferramentas computacionais para a aplicação do método proposto que sejam capazes de lidar com um extenso volume de dados, tanto na entrada quanto na saída do algoritmo. Além disso, cabe ressaltar que o mencionado método demanda a execução de diversos cálculos de fluxo de carga para determinar os impactos técnicos na rede de distribuição decorrentes da integração de SAEBs, o que representa um esforço computacional significativo. Com o objetivo de atender a essas exigências, utilizou-se o *software* gratuito Scilab, pertencente à *Scilab Enterprises*. Ele facilita o manuseio dos dados ao operar por meio de matrizes (realização dos cálculos de maneira ágil e precisa). Ademais, esse *software*, além de possuir uma linguagem de alto nível, o que favorece a programação, caracteriza-se como um dos programas que pode controlar o *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS), *software* empregado para o cálculo do fluxo de carga.

O OpenDSS é um *software* de código aberto e de propriedade do *Electric Power Research Institute* (EPRI). Esse programa surgiu com o intuito de auxiliar os usuários nos estudos das redes de distribuição com a presença de REDs (FREITAS, 2015). Uma particularidade do OpenDSS é que, diferentemente de outros *softwares*, ele foi desenvolvido como uma ferramenta direcionada aos sistemas de distribuição. O OpenDSS possui distintas formas de simulação de circuitos. As principais são: fluxo de potência, curto-circuito, fluxo de potência harmônico e

estabilidade de sistemas.

Em 2014, a ANEEL adotou o OpenDSS para calcular as perdas técnicas regulatórias das distribuidoras de forma mais precisa do que o modelo simplificado praticado anteriormente (ANEEL, 2014). Esse foi um fator decisivo na escolha desse *software* para o cálculo do fluxo de carga, dado que todas as distribuidoras brasileiras devem modelar as suas redes elétricas e entregá-las à agência reguladora juntamente com os resultados das campanhas de medição que visam determinar as faixas de consumo e as curvas de carga típicas das UCs.

4.2 MODELOS DOS RECURSOS ENERGÉTICOS DISTRIBUÍDOS

Um vez definido o OpenDSS para o cálculo do fluxo de carga, optou-se por empregar os modelos de sistemas FV e SAEB fornecidos pelo próprio *software*. A Figura 4.1 apresenta um esquemático do modelo do sistema FV do OpenDSS.

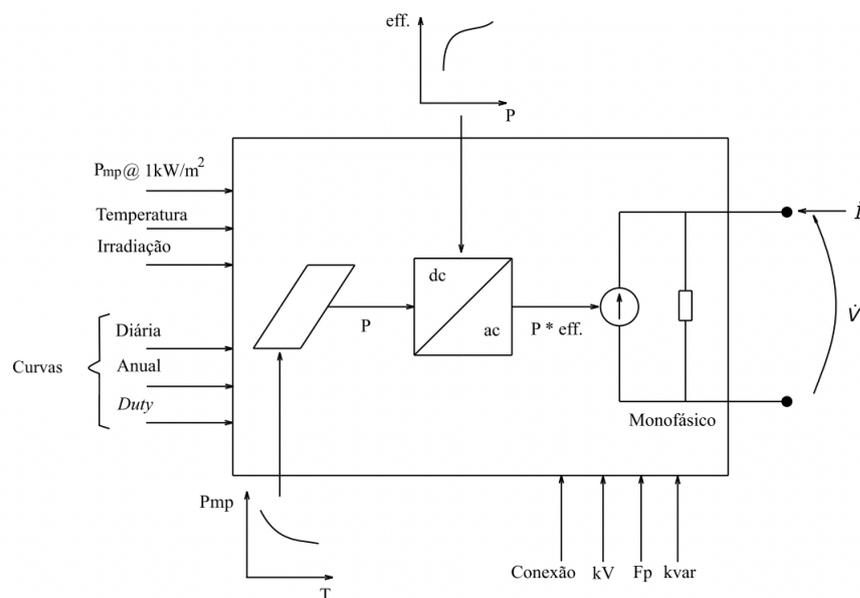


Figura 4.1. Diagrama do modelo do sistema fotovoltaico. Fonte: (FREITAS, 2015) modificado.

Observa-se na Figura 4.1 que este modelo combina o painel FV e o inversor. Com base nisso, é razoável assumir que o inversor encontra rapidamente o ponto de máxima potência do painel FV, reduzindo a complexidade da modelagem individual dos componentes (FREITAS, 2015).

O modelo do sistema FV representa a injeção de potência ativa no ponto de conexão com a

rede, que depende da irradiância solar, temperatura, eficiência do inversor e da potência nominal do painel no ponto de máxima potência (FREITAS, 2015). O valor da potência gerada pelo painel FV é dado pela Eq. (4.1).

$$P_p(t) = P_{mp} \cdot Irrad(t) \cdot f_{P_{mp}}(T(t)) \quad (4.1)$$

Em que:

$P_p(t)$ [kW]: potência gerada pelo painel FV no instante t ;

P_{mp} [kW]: potência do painel FV no ponto de de máxima potência, definida com uma irradiância igual a $1 \text{ kW}/\text{m}^2$ e a uma temperatura de 25°C ;

$Irrad(t)$ [kW/m^2]: irradiância solar no instante t ; e

$f_{P_{mp}}(T(t))$: fator de correção de P_{mp} em função da temperatura (T) no instante t .

A potência gerada pelo sistema FV, conjunto do painel FV e o inversor, é calculada conforme a Eq. (4.2).

$$P_{fv}(t) = P_p(t) \cdot eff(P_p(t)) \quad (4.2)$$

Em que:

$P_{fv}(t)$ [kW]: potência gerada pelo sistema FV no instante t ; e

$eff(P_p(t))$: eficiência do inversor para uma potência P_p do painel no instante t .

A potência reativa do sistema FV é definida com base no fator de potência da geração. Neste trabalho, considera-se que todas as unidades de GDFV operam com fator de potência unitário, ou seja, os sistemas FV possuem potências reativas nulas.

A Figura 4.2 exibe o esquemático do modelo dos SAEBs do OpenDSS.

Nota-se, na Figura 4.2, que o modelo considera as perdas ativas no SAEB, as quais contemplam “as perdas dos elementos de controle, dos elementos que mantêm a temperatura da bateria em níveis desejados e, por fim, as perdas no processo de despachar e absorver energia” (FREITAS, 2015).

As Eqs. (4.3) e (4.4) expõem como são calculadas a potência de carregamento e a energia armazenada no SAEB durante o processo de carga. Já a potência de descarga e a energia

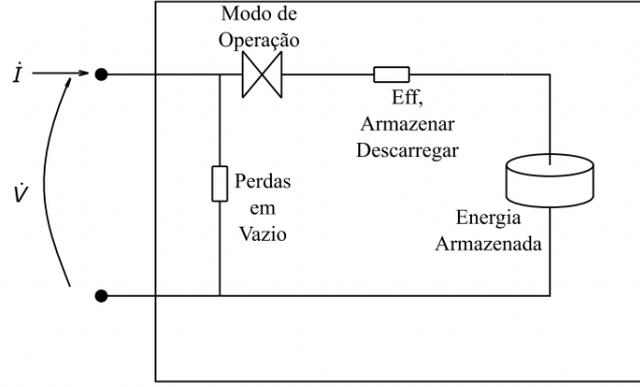


Figura 4.2. Diagrama do modelo da bateria. Fonte: (FREITAS, 2015).

armazenada durante o processo de descarga são definidos conforme as Eqs. (4.5) e (4.6).

$$P_{ch}(t) = (P_{in}(t) - P_{id}(t)) \cdot eff_{ch} \quad (4.3)$$

$$En(t + \Delta t) = En(t) + P_{ch}(t) \cdot \Delta t \quad (4.4)$$

$$P_{dch}(t) = \frac{P_{out}(t) + P_{id}(t)}{eff_{dch}} \quad (4.5)$$

$$En(t + \Delta t) = En(t) - P_{dch}(t) \cdot \Delta t \quad (4.6)$$

Em que:

$P_{ch}(t)$ [kW]: potência que realmente carrega o SAEB no instante t ;

$P_{in}(t)$ [kW]: potência injetada no SAEB no instante t ;

$P_{id}(t)$ [kW]: perdas por inatividade no instante t , igual a 1% da potência nominal;

eff_{ch} [%]: eficiência durante a carga, igual a 90%;

$En(t)$ [kWh]: energia armazenada no SAEB no instante t ;

$P_{dch}(t)$ [kW]: potência que realmente descarrega o SAEB no instante t ;

$P_{out}(t)$ [kW]: potência injetada na rede pelo SAEB no instante t ; e

eff_{dch} [%]: eficiência durante a descarga, igual a 90%.

A bateria pode fazer uso de inversor para a sua conexão com o sistema elétrico, o que possibilita a injeção ou absorção de potência reativa. Contudo, este estudo considera que os SAEBs trocam apenas potência ativa com a rede. Cabe ainda mencionar que o modelo em questão permite também estabelecer limites de carga e descarga máximos. Com isso, a bateria

é descarregada até atingir 20% da sua capacidade de armazenamento e pode ser carregada até 100% de sua capacidade nominal.

4.3 ALIMENTADOR

Para o cálculo do fluxo de carga e a quantificação dos níveis de tensão, da demanda de pico e das perdas técnicas, são necessárias informações sobre a rede elétrica sob investigação. De forma resumida pode-se dizer que os dados necessários são:

1. Parâmetros físicos do alimentador:

- Comprimento e bitola dos condutores;
- Dados dos transformadores;
- Informações técnicas das chaves seccionadoras;
- Dados dos ramais de alimentação; e
- Tensão na barra de referência (subestação).

2. Potências ativa e reativa nas barras de carga:

- Demanda das UCs ao longo do dia, que depende da curva de carga; e
- Potência de geração FV, vinculada às curvas de irradiância solar e temperatura.

Quase todos os parâmetros físicos da rede são fixos. Eles são alterados somente quando a distribuidora faz a substituição de algum elemento do alimentador (por exemplo, troca de condutores). A única característica que pode ser variada a qualquer momento é a tensão na subestação, a qual pode ser ajustada por meio da mudança da relação de transformação do transformador de acordo com o carregamento da rede. De toda forma, esses dados são conhecidos e controlados pelas distribuidoras, as quais modelam suas redes para realizar diversos estudos.

O cálculo de perdas regulatórias está entre esses estudos e, para tanto, as distribuidoras devem entregar à ANEEL suas redes modeladas no OpenDSS (ANEEL, 2014). Assim, neste trabalho optou-se por utilizar alimentadores modelados pela própria distribuidora e entregue à

agência reguladora brasileira para o cálculo das perdas técnicas regulatórias. Nessa modelagem, todas as cargas conectadas ao sistema de distribuição, tanto de MT como de BT, possuem fator de potência igual a 0,92 indutivo, e são representadas por um modelo ZIP composto por (ANEEL, 2018c):

- Tipo 1 (50%): impedâncias ativa e reativa constantes; e
- Tipo 2 (50%): potência ativa constante e impedância reativa constante.

Para o estudo de caso, foram utilizados dados de 23 alimentadores radiais de uma distribuidora¹ localizada na região centro-oeste do Brasil. A Tabela 4.1 exibe a quantidade de redes analisadas, o consumo médio anual do conjunto de alimentadores, e o número de UCs por tipo de carga.

Tabela 4.1. Dados dos alimentadores analisados.

Parâmetro	Dados	
Quantidade de alimentadores	23	
Consumo anual (GWh)	210,59	
Nível de tensão MT (kV)	34,5 ou 13,8	
Nível de tensão BT (kV)	0,38 ou 0,44	
Quantidade de unidades consumidoras	Residencial	5.276
	Rural	1.498
	Comercial	437
	Industrial	63
	Setor Público	19

Os 23 alimentadores investigados são compostos por duas redes comerciais, dez residenciais e 11 rurais. Dado que a maioria dos alimentadores é constituída por diferentes tipos de consumidores, neste estudo, um alimentador foi classificado como residencial, comercial ou rural se mais de 60% de suas UCs fossem residenciais, comerciais ou rurais, respectivamente.

Diferentemente dos parâmetros físicos do alimentador, as informações que determinam as potências ativa e reativa nas barras de carga são variáveis aleatórias cujo controle está fora do alcance das distribuidoras. Dessa forma, faz-se necessário o uso de um banco de dados para que o tratamento dessas variáveis (irradiância solar, temperatura e curvas de carga) seja feito por meio de uma abordagem estatística.

¹Dados fornecidos pela ANEEL ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB) conforme Ofício nº 0092/2016-SRD/ANEEL.

4.4 CURVAS DE CARGA

As curvas de carga empregadas neste trabalho são resultantes das campanhas de medição² realizadas pela distribuidora durante o processo de revisão tarifária. Essas campanhas possibilitam a identificação de vários perfis de carga, cada um associado a uma faixa de mercado da distribuidora. Com isso, curvas de carga para dias úteis, sábados e domingos são determinadas para cada faixa de mercado, e a probabilidade de ocorrência de cada uma delas é obtida com base na sua participação no mercado da distribuidora. Esse processo é realizado para cada tipo de consumidor. Portanto, as curvas de carga aqui utilizadas foram fornecidas pela distribuidora e divididas por:

- tipos de consumidor: residencial, comercial, industrial, rural, serviço público e iluminação pública;
- dias da semana: dia útil, sábado e domingo; e
- meses do ano: de janeiro a dezembro.

Dessa maneira, cada UC tem o seu tipo determinado pela própria distribuidora respeitando o processo descrito anteriormente e já definido na modelagem dos alimentadores, apresentada na Seção 4.3. Assim, ao se variar o dia simulado, altera-se a curva de carga do dia associada a ela. Por exemplo, se a UC da *Barra A* é residencial, ao se simular o dia 4 de janeiro, será atribuída a ela um perfil de carga residencial do dia útil do mês de janeiro.

4.5 IRRADIÂNCIA SOLAR E TEMPERATURA

Os dados de irradiância solar e temperatura ambiente foram retirados do sítio do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET), o qual coleta dados climáticos por meio de estações meteorológicas automáticas espalhadas pelo Brasil (INMET, 2020). O INMET disponibiliza dados horários de cada uma de suas estações. Dessa forma, as informações de irradiância solar e temperatura ambiente utilizadas no estudo de caso são referentes à estação automática mais próxima à localização das redes descritas na Seção 4.3.

²O procedimento estabelecido pela ANEEL o qual deve ser adotado pelas distribuidoras nas campanhas de medição é descrito por ANEEL (2014) e ANEEL (2018c).

Uma vez que o método faz uma abordagem estatística da irradiância solar e da temperatura, foram coletados dados climáticos de um ano inteiro, contemplando todas as estações do ano. Com isso, tem-se curvas diferentes de irradiância e temperatura para cada dia. Isso possibilita que diversas simulações sejam efetuadas variando-se aleatoriamente esses parâmetros ao se alterar os dias simulados.

Por fim, a irradiação solar média (α) da região avaliada, empregada no dimensionamento dos sistemas FV, é igual a $5,42 \text{ kWh}/m^2/\text{dia}$.

4.6 LIMITES REGULATÓRIOS DOS NÍVEIS DE TENSÃO

Uma vez que o alimentador escolhido para avaliação é brasileiro, optou-se por seguir os critérios de qualidade do produto estabelecidos pela ANEEL no Módulo 8 do PRODIST. Assim, considera-se violação de tensão quando o nível de tensão não estiver entre 0,92 e 1,05 *pu*, se a barra for de BT, ou entre 0,93 e 1,05 *pu* caso a barra seja de MT (ANEEL, 2021b).

4.7 PARÂMETROS PARA A MONETIZAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS

Para a conversão dos impactos técnicos em base monetária, são necessários os valores da tarifa de uso do sistema de distribuição (*TUSD*), do custo marginal de expansão (*CME*), do custo do *mix* de compra de energia (*CE*) e do custo médio ponderado de capital (*CMPC*) da distribuidora.

A Tabela 4.2 contém os valores utilizados de *TUSD*, *CME* e *CMPC*, enquanto os valores de *CE* são apresentados na Tabela 4.3.

Tabela 4.2. Valores utilizados de *TUSD*, *CME* e *CMPC*.

Parâmetro	Valor	Fonte
<i>TUSD</i>	R\$ 0,27985 por kWh	(ANEEL, 2021a)
<i>CME</i>	R\$ 1.069,138 por kW	(ANEEL, 2018b)
<i>CMPC</i>	7,32%	(ANEEL, 2020a)

Tabela 4.3. Valores utilizados de *CE*. Fonte: (ANEEL, 2021b).

Ano	Valor do <i>CE</i> (R\$/kWh)	Ano	Valor do <i>CE</i> (R\$/kWh)
2011	0,10642	2016	0,19602
2012	0,12434	2017	0,21394
2013	0,14226	2018	0,23186
2014	0,16018	2019	0,24978
2015	0,17810		

4.8 PARÂMETROS PARA A ANÁLISE DE VIABILIDADE ECONÔMICA

A análise de viabilidade econômica exige a adoção tanto de parâmetros associados aos SAEBS (custo de instalação, vida útil e taxa de degradação) quanto de valores das tarifas de energia elétrica pagos pelos consumidores.

Os dados históricos da tarifa de energia elétrica utilizados na análise de viabilidade econômica são apresentados nas Tabelas 4.4 e 4.5. Diferentemente da tarifa convencional monômnia, a tarifa branca é recente e não foi possível obter um histórico de valores para construir uma linha de tendência ao longo dos anos. Dessa forma, utilizou-se uma média dos valores disponíveis.

Tabela 4.4. Valores utilizados da tarifa convencional monômnia. Fonte: (ANEEL, 2021a).

Ano	Valor da tarifa (R\$/kWh)	Ano	Valor da tarifa (R\$/kWh)
2011	0,32281	2016	0,42545
2012	0,36169	2017	0,48614
2013	0,29351	2018	0,56177
2014	0,35035	2019	0,53365
2015	0,46661	2020	0,54739

Tabela 4.5. Valores utilizados da tarifa branca.

Ano	Valor da tarifa (R\$/kWh)			Fonte
	ponta	intermediária	fora da ponta	
2018	0,89335	0,57387	0,39989	(ANEEL, 2017)
2019	0,99116	0,64790	0,47334	(ANEEL, 2018d)
2020	0,97159	0,62395	0,44258	(ANEEL, 2019b)
2021	1,00145	0,65105	0,44895	(ANEEL, 2020c)

Os valores contidos nas Tabelas 4.4 e 4.5 são aqueles determinados pela ANEEL em suas resoluções homologatórias. Com isso, ainda incidem sobre esses montantes os tributos pagos pelos consumidores, ICMS, PIS e COFINS. A alíquota efetiva de PIS e COFINS depende do total de receita arrecadada pela distribuidora. Porém, costuma-se empregar um valor nominal no cálculo. Neste trabalho, foi utilizada uma alíquota de 3,7811% para o conjunto PIS/COFINS. Já o ICMS varia de acordo com o consumo de energia da UC. Contudo, com o intuito de

simplificar os cálculos, empregou-se um valor de 29%, alíquota máxima de ICMS na região da distribuidora.

Para o cálculo do VPL , utilizou-se a taxa SELIC acumulada no ano de 2020 como a taxa de desconto (r_{desc}). Esse valor foi igual a 2,72% (Receita Federal, 2021). Dado que essa é a taxa de juros básica da economia e baliza os investimentos em renda fixa, esse mesmo valor foi adotado para as taxas de aplicação (r_P) e de captação (r_N) de recursos no cálculo da $TIRM$.

Com o intuito de evitar entrar em detalhes do tipo de bateria empregada, consideram-se dados de SAEBs que possivelmente contemple todas as tecnologias disponíveis no mercado. Dessa forma, adota-se uma vida útil de 10 anos e uma taxa de degradação igual a 10% ao ano para as baterias (STECCA *et al.*, 2020).

Com relação aos custos, adota-se um custo de instalação igual a US\$ 156 por kWh de SAEB instalada (STECCA *et al.*, 2020), enquanto os custos anuais de manutenção foram considerados como sendo 2% do valor do investimento (NOUSDILIS *et al.*, 2020). Para a conversão do dólar em reais, utilizou-se a cotação média do ano de 2020 igual a 5,16 R\$/ US\$.

4.9 HIPÓTESES ADOTADAS

Abaixo seguem as hipóteses adotadas neste estudo.

- a. Os consumidores seguem estritamente às condições listadas na Tabela 3.1 ao instalarem SAEBs, e o dimensionamento dos sistemas FV é feito exclusivamente conforme a Eq. (3.1);
- b. Adota-se uma eficiência global dos sistemas FVs (PR) igual a 80%;
- c. Desconsideram-se as limitações de espaço físico tanto para instalação de SAEBs bem como para a implementação de GDFV. Em outras palavras, assume-se que o espaço físico³ não é um fator limitante para a implementação desses sistemas nas UCs;
- d. A geração FV e as SAEBs são implementadas com fator de potência unitário, de forma

³Sabe-se que, para a instalação de painéis FVs, são necessários telhados com inclinação adequada e sem sombra ao longo do ano. Ademais, os SAEBs precisam ficar montados em um local distante dos usuários das UCs. Todas essas restrições de espaço físicos foram desconsideradas neste trabalho.

- que não é considerado que os consumidores injetem potência reativa na rede, uma vez que atualmente não existem estímulos financeiros para o provimento de reativos pelos REDs;
- e. Os consumidores que instalam SAEB também instalam GDFV;
 - f. Os SAEBs e os sistemas FVs são instalados somente em consumidores de BT;
 - g. As cargas de iluminação pública, apesar de estarem na BT, não recebem GDFV/SAEB;
e
 - h. A análise de viabilidade econômica de SAEBs considera que a UC já possui o sistema FV no momento de instalação das baterias. Com isso, os custos do sistema FV e o inversor não estão incluídos na análise de viabilidade econômica. Somente os custos dos SAEBs são contemplados nessa avaliação.

RESULTADOS E DISCUSSÕES

O método proposto no Capítulo 3 foi aplicado aos materiais descritos no Capítulo 4, adotando-se um CV máximo igual a 5% como critério de parada das simulações com diferentes dias e cenários. Assim, este capítulo apresenta os resultados dos impactos técnicos e financeiros provocados pela integração de SAEBs associados à GDFV, com as baterias sendo controladas pelas ECNCs de autoconsumo e arbitragem no preço. São ainda avaliados os resultados da viabilidade econômica do conjunto de SAEBs instalados e das análises de sensibilidade univariada.

Foram simulados¹ 11 níveis de penetração, de 0% até 100% com incrementos de 10 pontos percentuais e, para cada um deles, foram avaliadas três situações de instalação de REDs, a saber:

- GDFV sem SAEBs: considera-se que as UCs instalam somente GDFV;
- GDFV com SAEBs – Arbitragem no preço: assume-se que todas as UCs que instalam GDFV também implantam SAEBs controlados pela estratégia de controle de arbitragem no preço; e
- GDFV com SAEBs – Autoconsumo: considera-se que algumas UCs que instalam GDFV também implantam SAEBs controlados pela estratégia de controle de autoconsumo de forma que a capacidade de armazenamento de todas as baterias instaladas (CA^p) seja equivalente àquela obtida no caso da arbitragem no preço.

A próxima seção apresenta a avaliação dos impactos técnicos, enquanto a Seção 5.2 expõem os resultados dos impactos financeiros. Já a seção 5.3 se dedica à análise de viabilidade econômica do conjunto de SAEBs instalados no alimentador.

¹As simulações foram realizadas em computadores com processadores do tipo i7-5500U (2,4 GHz) e 8 GB de memória *RAM*. O tempo de simulação depende do tamanho dos alimentadores. Por exemplo, um alimentador com 776 cargas demorou 14 dias para simular os três casos e todos os níveis de penetração.

5.1 AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS

A Tabela 5.1 exibe os valores da potência total de GDFV instalada (P_{FV}^T) e da capacidade de armazenamento de todos os SAEBs implantados (CA^p), além da quantidade de consumidores que instalam SAEBs (N_{BE}) em cada caso para todos os níveis de penetração, considerando o conjunto de alimentadores avaliados. Os resultados apresentados na Tabela 5.1 são valores médios obtidos contemplando todos os cenários, uma vez que P_{FV}^T , CA^p e N_{BE} variam conforme o cenário simulado. Cabe ressaltar que cada localização constitui um cenário de simulação. Com isso, dado que os tamanhos da bateria e do sistema FV dependem do consumo da UC onde eles serão instalados, ao se variar os cenários, alteram-se os consumidores nos quais são inseridos GDFV/SAEB e, por conseguinte, variam-se também os dimensionamentos e a quantidade dos sistemas.

Tabela 5.1. Potência total de GDFV instalada (P_{FV}^T), capacidade de armazenamento de todos os SAEBs instalados (CA^p) e quantidade de consumidores que instalam SAEBs (N_{BE}) em cada caso para todos os níveis de penetração, considerando o conjunto de alimentadores avaliados.

p (%)	GDFV/SAEB: Arbitragem no preço				GDFV/SAEB: Autoconsumo		
	P_{FV}^T (kW)	P_{FV}^T (kW)	CA^p (kWh)	N_{BE}	P_{FV}^T (kW)	CA^p (kWh)	N_{BE}
10	1.145,58	1.145,02	2.226,95	754	1.153,55	2.597,02	281
20	2.229,27	2.227,53	4.338,69	1.484	2.234,81	4.735,76	532
30	3.307,58	3.310,92	6.392,65	2.207	3.312,80	7.007,95	746
40	4.390,80	4.402,66	8.516,48	2.942	4.387,85	8.970,94	992
50	5.473,18	5.486,83	10.570,43	3.655	5.481,89	11.001,75	1.246
60	6.560,43	6.559,41	12.640,85	4.381	6.556,36	13.284,32	1.462
70	7.640,89	7.645,38	14.803,74	5.125	7.639,48	15.204,13	1.686
80	8.732,54	8.718,95	16.842,40	5.830	8.728,95	17.303,72	1.918
90	9.802,03	9.812,81	18.951,20	6.561	9.815,87	19.470,41	2.167
100	10.825,47	10.825,47	20.887,77	7.293	10.825,47	21.461,75	2.402

Os resultados da Tabela 5.1 revelam que a potência total de GDFV instalada é equivalente nas três situações em investigação para um mesmo nível de penetração. Isso era esperado porque o critério de dimensionamento do sistema FV, Eq. (3.1), é o mesmo em todos os casos.

Nota-se na Tabela 5.1 que, em um mesmo nível de penetração, a capacidade de armazenamento do conjunto de SAEBs instalados é semelhante para as duas estratégias de controle em análise. Essa característica assegura que a diferença nos impactos técnicos é decorrente das formas distintas de se controlar as baterias. A diferença entre os valores de CA^p são maiores para baixos níveis de penetração, pois tem-se menos consumidores instalando SAEBs. Para 10% de penetração, essa diferença é de cerca de 14%. Contudo, a capacidade total de armazenamento

das duas estratégias se aproximam à medida que o uso de SAEBs aumenta. Acima de 40% de penetração, essa diferença é inferior a 5% e alcança valores inferiores a 3% para patamares de penetração superiores a 70%.

Para que os valores de CA^p fossem similares, foi necessário limitar o número de consumidores que instalam SAEBs no autoconsumo, pois essa estratégia de controle requer baterias maiores do que a arbitragem no preço (Tabela 3.1). Por conseguinte, o valor de N_{BE} para o autoconsumo é cerca de 1/3 daquele obtido para a arbitragem de preço, como pode ser visto na Tabela 5.1. Isso ocorre porque, no autoconsumo, o consumidor instala um SAEB com base no seu consumo médio diário, enquanto na arbitragem no preço, o tamanho da bateria é obtido com base no consumo médio correspondente aos horários intermediário e de ponta.

5.1.1 Níveis de Tensão

A Figura 5.1 apresenta um gráfico *boxplot* das variações da violação de tensão devido à integração GDFV/SAEB (ΔU^p) para cada nível de penetração, considerando todos os alimentadores investigados. Os limites inferior e superior da caixa indicam o 25º e o 75º percentis, respectivamente, enquanto a marca central representa a mediana. Os *whiskers* indicam o início e o fim da amostra de dados, excluindo-se os valores discrepantes (*outliers*). Os valores médios e *outliers* são marcados individualmente por meio dos símbolos “x” e “+”, nesta ordem.

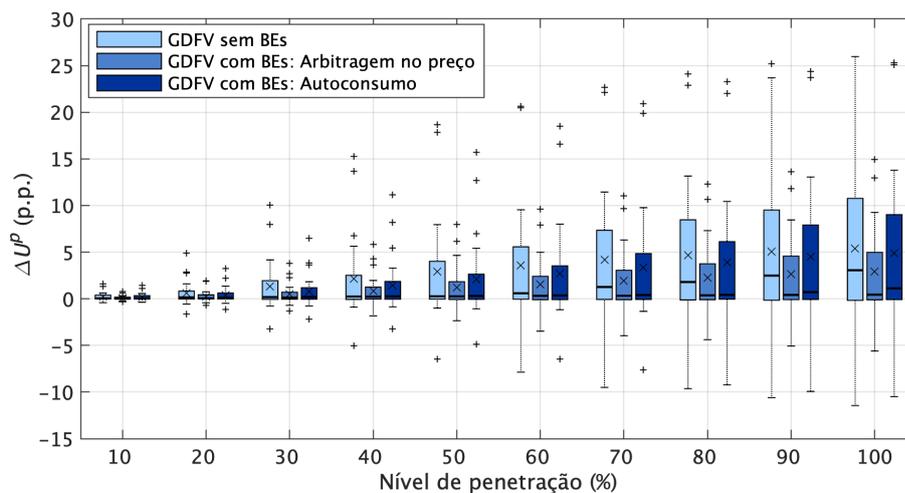


Figura 5.1. ΔU^p dos alimentadores avaliados em função do nível de penetração.

Conforme observado na Figura 5.1, para todos os níveis de penetração, a integração de GDFV aumenta a violação de tensão ($\Delta U^p > 0$) em cerca de 75% dos alimentadores. Dado

que os sistemas FV elevam a tensão no lugar de implantação ao suprirem o consumo de energia no local, esses alimentadores apresentavam pouca ou nenhuma subtensão antes da inserção da GDFV. Ademais, à medida que o nível de penetração aumenta, os sistemas FV injetam potência na rede, aumentando ainda mais os níveis de tensão e, por conseguinte, intensificando a violação de tensão. Em contrapartida, os 25% restante dos alimentadores experimentam redução nos níveis de tensão fora dos limites regulatórios com a integração de GDFV porque eles registravam subtensão antes da instalação de painéis FV. Essa constatação evidencia que adequar a tensão nominal na subestação à medida que a GDFV é inserida, não é suficiente para corrigir os níveis de tensão dos alimentadores. É possível ainda observar que, com a integração de GDFV, alguns alimentadores seriam beneficiados e outros seriam impactados negativamente.

Na Figura 5.1 nota-se que, para níveis de penetração de até 20%, a integração de SAEBs praticamente não altera as tensões fora dos limites regulatórios quando comparado ao caso com apenas GDFV. Para 30% de penetração, o autoconsumo e a arbitragem no preço resultam em violações de tensão com intensidades semelhantes (valores médios aproximadamente iguais), ambas com valores inferiores ao do caso com GDFV e sem SAEBs.

Para níveis de penetração acima de 30%, é possível observar na Figura 5.1, que a inserção de SAEBs controlados pela arbitragem no preço reduz a violação de tensão com mais intensidade quando comparada com o autoconsumo. No autoconsumo, a capacidade de armazenamento individual do SAEB instalado em uma UC é maior do que na arbitragem no preço. No entanto, as baterias são instaladas em apenas 1/3 dos consumidores que implantaram GDFV (Tabela 5.1). Como resultado, os SAEBs absorvem energia de somente 1/3 dos sistemas FV e as demais unidades com a GDFV injetam a sua energia na rede. Isso faz com que os níveis de tensão fora dos limites regulatórios sejam maiores no autoconsumo. Para 100% de penetração, a arbitragem no preço exibe uma diminuição média de 45% na violação de tensão, ao passo que o autoconsumo reduz apenas 9% em média, ambos comparados ao caso com GDFV sem SAEBs.

Para auxiliar na compreensão do comportamento verificado, calculou-se a média dos níveis de tensão agrupados por tipo de alimentador, conforme exibido na Figura 5.2.

Nota-se na Figura 5.2, que tanto a integração de SAEBs como de GDFV praticamente não altera a violação de tensão dos alimentadores rurais. Em contrapartida, verifica-se uma piora significativa nos níveis de tensão das redes residenciais e comerciais à medida que a inserção de

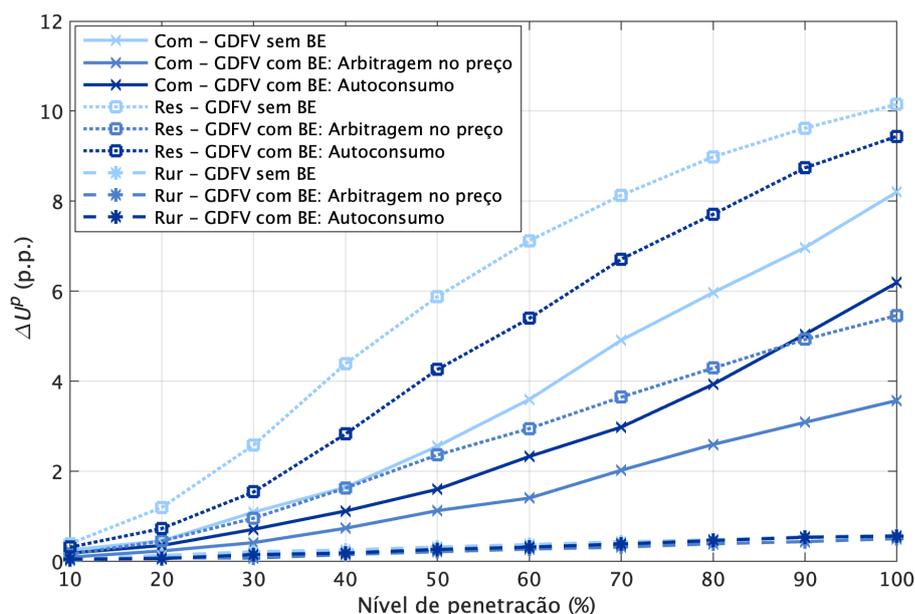


Figura 5.2. Média dos valores de ΔU^p em função níveis de penetração para alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais.

GDFV aumenta. Nesses dois tipos de alimentadores, a instalação de SAEBs reduz a violação de tensão provocada pelos sistemas FV com a estratégia de arbitragem no preço exibindo um melhor desempenho.

Cabe ressaltar que os níveis de tensão fora dos limites regulatórios são mais relevantes nos alimentadores residenciais. Essa distinção é decorrente dos diferentes padrões de consumo. Em redes comerciais, o período da geração FV coincide com o horário de maior consumo. Já nos alimentadores residenciais, o pico de consumo ocorre no começo da noite, quando a geração FV é pífia. Dessa forma, o efeito da integração de GDFV na violação de tensão é mais intenso nas redes residenciais, ressaltando a vantagem do uso de SAEBs.

De forma geral, conclui-se que o uso de GDFV associada aos SAEBs controlada pela estratégia de arbitragem no preço (todas as unidades de GDFV combinadas com SAEBs de menor capacidade) culminaram em melhor desempenho em relação aos níveis de tensão do que a estratégia do autoconsumo (poucas unidades de GDFV combinadas com SAEBs de maior tamanho). Nesse contexto, viu-se ainda que o uso de SAEBs é mais relevante em redes residenciais, comerciais e rurais, respectivamente.

5.1.2 Perdas Técnicas

A Figura 5.3 apresenta o gráfico *boxplot* das variações das perdas técnicas decorrentes da integração de GDFV/SAEBs (ΔL^P) em função do nível de penetração de todos os alimentadores avaliados.

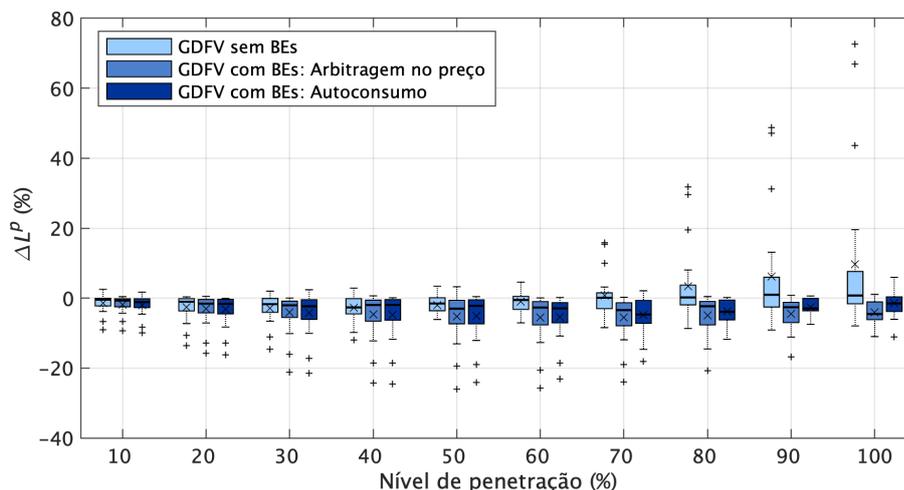


Figura 5.3. ΔL^P dos alimentadores avaliados em função do nível de penetração.

Conforme exposto na Figura 5.3, a integração de GDFV até 60% de penetração reduz as perdas para a maioria dos alimentadores. Isso é devido ao fato de os sistemas FVs suprirem localmente as cargas, diminuindo o fluxo de potência nos alimentadores. Acima de 60% de penetração, as perdas crescem com o aumento da GDFV devido à injeção de potência na rede.

Da Figura 5.3 é possível notar que, até 20% de penetração, a integração de SAEBS não altera significativamente as perdas nos alimentadores. Para níveis de penetração entre 30% e 60%, verifica-se que a instalação de baterias controladas pelas duas estratégias de controle resulta em perdas técnicas semelhantes. Ambas estratégias diminuem as perdas em relação ao caso com somente GDFV.

Acima de 60% de penetração, nota-se que a estratégia de arbitragem no preço culmina em menores valores de perdas do que o autoconsumo. O fato de os SAEBS estarem distribuídos em mais consumidores faz com que as baterias absorvam o excesso de geração de mais sistemas FV. Isso reduz o fluxo de potência reverso no alimentador e, por conseguinte, diminui as perdas.

Quanto maior o nível de penetração, mais acentuada é a diferença entre o desempenho das duas estratégias de controle. Para 100% de penetração, a arbitragem no preço reduz, em média,

as perdas em 141%, enquanto o autoconsumo apresenta uma diminuição média de 115%, ambos comparados ao caso com GDFV e sem SAEBs.

A Figura 5.4 apresenta a média dos valores de ΔL^p em função dos níveis de penetração, agrupando os alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais.

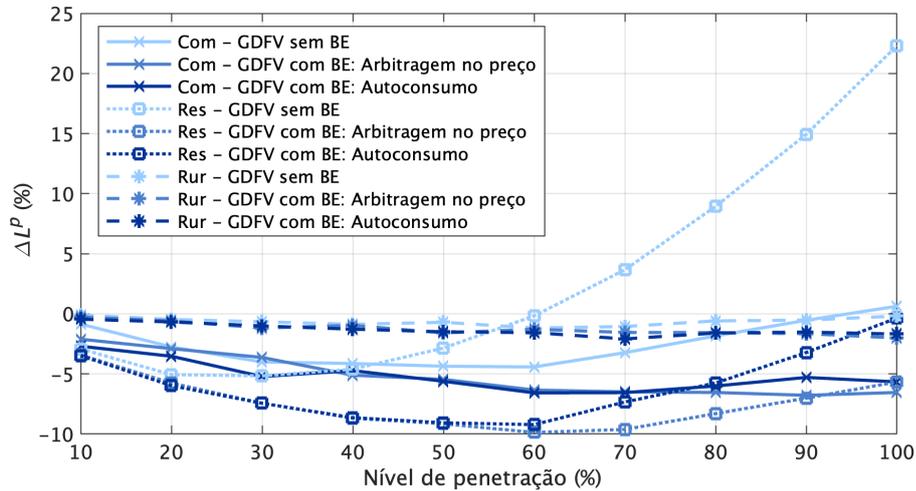


Figura 5.4. Média dos valores de ΔL^p em função níveis de penetração para alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais.

Da Figura 5.4 pode-se verificar que a instalação de SAEBs reduz as perdas nos alimentadores rurais em relação ao caso com apenas GDFV, mesmo que essa diminuição se dê em valores módicos. Nas redes comerciais, a integração de baterias culmina na redução das perdas em todos os níveis de penetração, com as duas estratégias de controle exibindo desempenhos semelhantes. Por fim, nos alimentadores residenciais, a instalação de sistemas FV reduz as perdas até 60% de penetração e, acima deste patamar, as perdas crescem devido à injeção de potência na rede. Ao absorverem o excesso de geração FV, os SAEBs diminuem as perdas em todos os níveis de penetração, e a arbitragem no preço apresenta melhor performance.

A Figura 5.4 ainda destaca que a redução de perdas técnicas decorrentes da integração de SAEBs é mais significativa nos alimentadores residenciais. Para 100% de penetração, o valor médio de ΔL^p foi reduzido de 22% para o caso com apenas GDFV para aproximadamente 0% e -6% conforme as estratégias de autoconsumo e arbitragem no preço, respectivamente.

De maneira geral, assim como verificado para os níveis de tensão, conclui-se que o uso de SAEBs conforme a estratégia de arbitragem no preço resulta em melhor desempenho em relação às perdas quando comparada com o autoconsumo.

5.1.3 Demanda de Pico

A Figura 5.5 apresenta o gráfico *boxplot* das variações da demanda de pico devido à integração de GDFV/SAEBs (ΔD^p) de todos os alimentadores avaliados.

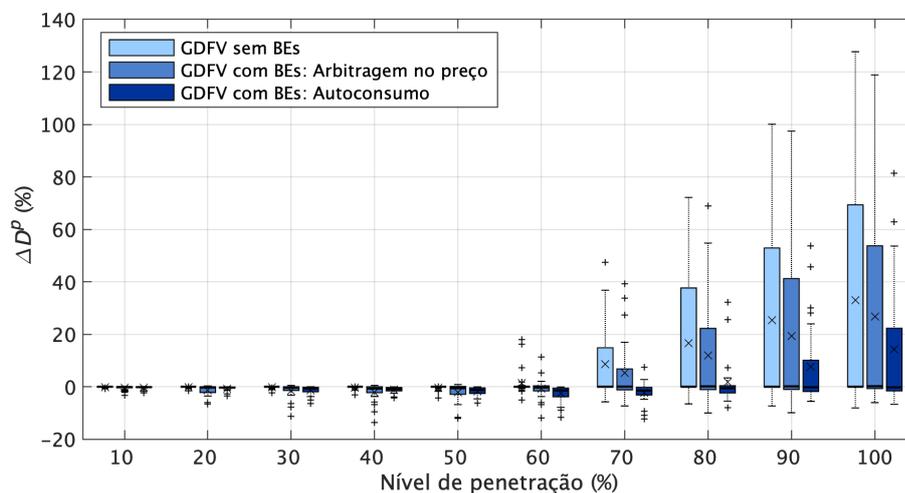


Figura 5.5. ΔD^p dos alimentadores avaliados em função do nível de penetração.

Depreende-se da Figura 5.5 que, até 60% de penetração, a inserção de GDFV não impacta significativamente a demanda de pico de grande parte dos alimentadores. Esse aspecto é devido ao fato de a maioria dos alimentadores serem tipicamente residenciais, e o pico de demanda dessas redes ocorrerem no começo da noite, quando não há irradiação solar.

Verifica-se ainda a existência de muitos *outliers* entre os níveis de penetração de 30% e 60%. Isso aponta que, mesmo sendo atípico, a integração de GDFV altera a demanda de pico de alguns alimentadores. Com base nos valores positivos e negativos dos *outliers*, pode-se afirmar que a GDFV pode reduzir a demanda de pico em algumas redes e aumentá-la em outras.

Acima de 60% de penetração, a injeção de potência na rede proveniente da GDFV ultrapassa a máxima potência solicitada pela carga, culminando no aumento da demanda de pico de 75% dos alimentadores.

A Figura 5.5 também revela que, para níveis de penetração de até 60%, a inserção de SAEBS controlados pela arbitragem no preço e autoconsumo praticamente não alteram a demanda de pico dos alimentadores. No entanto, é possível observar alguns *outliers* positivos e negativos de ΔD^p . Esse resultado indica que, mesmo sendo incomum para esses níveis de penetração, o uso de baterias pode reduzir ou aumentar a demanda de pico de alguns alimentadores, dependendo

de suas particularidades.

Para níveis de penetração superiores a 60%, ambas as estratégias reduzem a demanda de pico de quase todos os alimentadores avaliados em relação ao caso com GDFV sem SAEBs. Nesses patamares de penetração, a injeção de energia na rede oriunda da GDFV é o que determina a demanda de pico. Quando instalada, os SAEBs absorvem a geração FV ao se carregarem, atenuando a injeção de energia na rede e, portanto, reduzindo a demanda de pico.

Ainda com base na Figura 5.5, observa-se que a estratégia de autoconsumo causa uma redução mais acentuada da demanda de pico do que a arbitragem no preço para níveis de penetração acima de 60%. Para 100% de penetração, o autoconsumo diminui, em média, a demanda de pico em 57%, enquanto a arbitragem no preço exibe uma redução média de 19%, ambas comparadas ao caso com somente GDFV.

Cabe salientar que, para elevados níveis de penetração, a demanda de pico está relacionada com os dias de muita irradiância solar, ou seja, com uma grande quantidade de potência sendo injetada na rede. Assim, quando vários consumidores instalam SAEBs com tamanho reduzido (arbitragem no preço), as baterias são totalmente carregadas antes do pico da geração FV. Conseqüentemente, após carregar os SAEBs, todos os consumidores com GDFV injetam potência na rede. Em contrapartida, quando menos consumidores instalam baterias com maior capacidade de armazenamento individual (autoconsumo), elas levam mais tempo para ficarem totalmente carregadas. Todos os consumidores que possuem SAEBs injetam potência na rede somente após o pico da geração FV. Dessa forma, no caso do autoconsumo, os consumidores com GDFV/SAEBs (aproximadamente 1/3) não injetam potência no alimentador durante o pico da geração solar, enquanto no caso de arbitragem no preço, todos os consumidores com GDFV/SAEBs injetam potência na rede naquele momento.

A Figura 5.6 ratifica esse desempenho ao exibir os valores médios da potência de despacho e o estado de carga (EoC) das baterias para um nível de penetração de 100%, considerando o conjunto de SAEBs instalados e todos os alimentadores avaliados. Para a estratégia de autoconsumo, os SAEBs atingem um pico de carga inferior a 80% por volta das 17h, enquanto o pico de carga das baterias controladas pela arbitragem no preço se aproxima de 90% às 14h (pico de geração FV).

Cumprindo ainda ressaltar que os níveis de tensão e as perdas técnicas possuem características

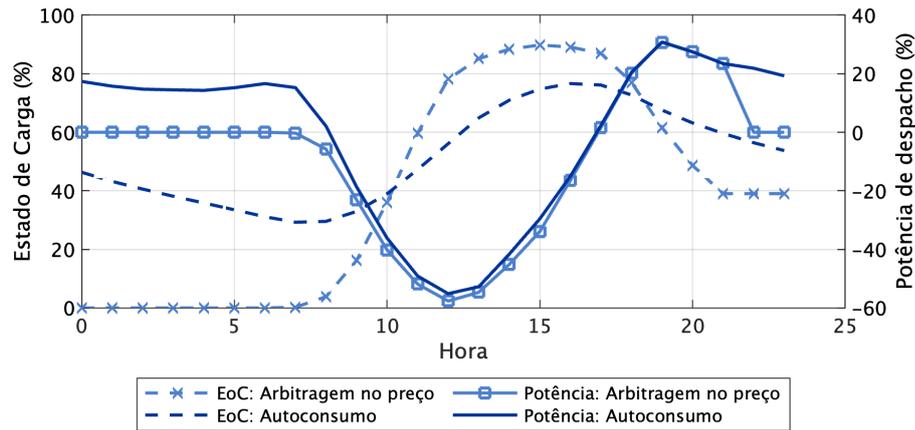


Figura 5.6. Média da potência de despacho e do estado de carga para 100% de penetração considerando o conjunto de SAEBs instalados e todos os alimentadores avaliados.

distintas da demanda de pico. As duas primeiras são quantificadas com base em uma média de todas as simulações realizadas, Eqs. (3.6) e (3.14), enquanto a última é obtida como um valor máximo, Eq. (3.9). Isto posto, o efeito dos poucos dias em que os SAEBs não conseguem evitar a injeção de potência na rede é diluído nos valores de violação de tensão e perdas. Contudo, são justamente esses dias que determinam a demanda de pico. Pode-se dizer, então, que a demanda de pico é resultado de um pior caso, enquanto os demais parâmetros estão associados a um comportamento médio. Isso justifica o fato de dias atípicos não terem sido notados durante a avaliação dos impactos dos SAEBs nos níveis de tensão e nas perdas técnicas.

A Figura 5.7 exibe a média dos valores de ΔD^p em função dos níveis de penetração, quando do agrupamento dos alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais.

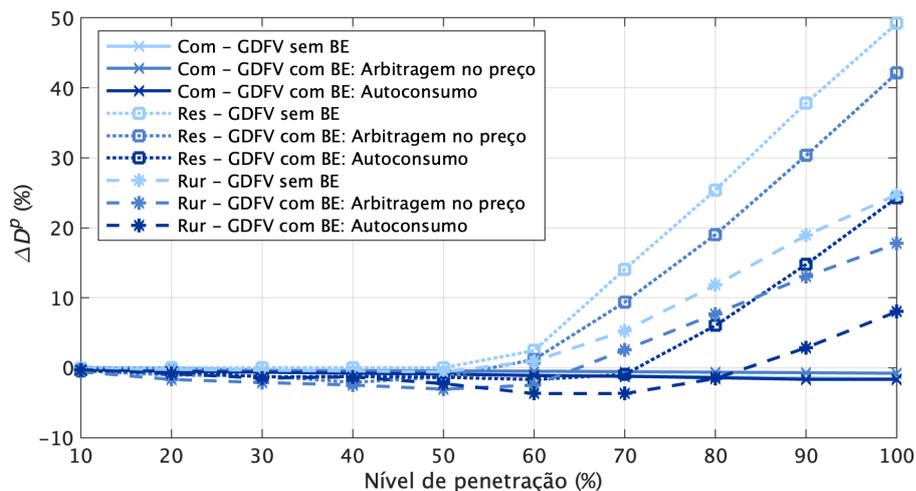


Figura 5.7. Média dos valores de ΔD^p em função dos níveis de penetração para alimentadores tipicamente residenciais, comerciais e rurais.

Pode-se observar na Figura 5.7 que a instalação tanto de GDFV quanto de SAEBs pratica-

mente não modifica a demanda de pico dos alimentadores comerciais. Por outro lado, nota-se um aumento relevante da demanda de pico das redes residenciais e rurais à medida que a inserção de GDFV cresce acima de 60% de penetração. Nesses dois tipos de alimentadores, a implantação de SAEBs diminui o aumento da demanda de pico decorrente da integração de sistemas FV, com a estratégia de autoconsumo exibindo um melhor desempenho. É importante pontuar que o efeito da instalação de GDFV é mais acentuado nos alimentadores residenciais, ressaltando o valor do uso de SAEBs.

Em síntese, pode-se concluir que o uso de SAEBs conforme a estratégia de autoconsumo culmina em melhor performance em relação à demanda de pico quando comparada com a arbitragem no preço. Essa constatação indica que a capacidade total de armazenamento concentrada em menos consumidores resulta em uma menor demanda de pico do que quando mais UCs instalam SAEBs.

5.2 MONETIZAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS

Empregando-se as Eqs. (3.19) e (3.20) foi possível monetizar a variação dos níveis de tensão fora dos limites regulatórios decorrentes da integração de SAEBs de acordo com cada cenário de instalação (ΔU_D^p). O valor esperado ($E[VP_{U_{dist}}^p]$) e o desvio padrão ($\sigma[VP_{U_{dist}}^p]$) do valor presente referente à monetização dos níveis de tensão de todos os alimentadores por nível de penetração e estratégia de controle estão exibidos na Figura 5.8 e na Tabela A.1, contida no Apêndice A.

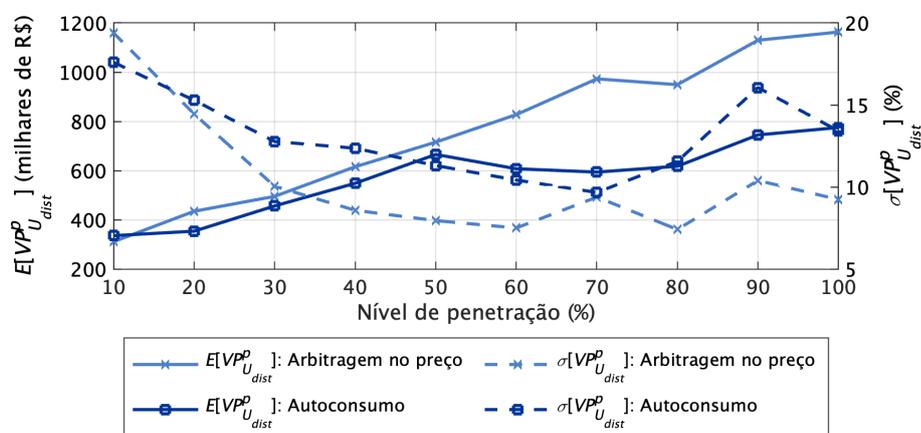


Figura 5.8. Monetização dos níveis de tensão em função dos níveis de penetração considerando todos os alimentadores avaliados.

Pode-se observar na Figura 5.8 que a monetização dos impactos associados à violação de tensão resulta em valores esperados positivos independentemente da estratégia de controle, caracterizando um benefício financeiro para as redes. Nota-se também que esse benefício aumenta com o nível de penetração para a arbitragem no preço, ao passo que para o autoconsumo, o valor esperado é crescente até 50% de penetração. Esse comportamento está de acordo com a Figura 5.1, a qual mostra que a redução da violação de tensão provocada pelos SAEBs é acentuada em elevados níveis de penetração para a arbitragem no preço e máxima em níveis intermediários para o autoconsumo.

Em relação ao desvio padrão, é possível verificar na Figura 5.8 uma tendência de redução do risco percentual conforme o nível de penetração aumenta para a arbitragem no preço. Já para o autoconsumo, registra-se uma diminuição do risco até 70% de penetração. Acima deste patamar, tem-se uma oscilação entre 10% e 17%, indicando uma significativa influência dos cenários de instalação de GDFV/SAEB no valor do benefício financeiro para elevados níveis de penetração.

A variação diária das perdas técnicas provocadas pela inserção de SAEBs para cada cenário de instalação (ΔL_D^p) foi monetizada aplicando as Eqs. (3.23) e (3.24). O valor esperado ($E[VP_{L_{dist}}^p]$) e o desvio padrão ($\sigma[VP_{L_{dist}}^p]$) do valor presente referente à monetização das perdas técnicas de todos os alimentadores por nível de penetração e estratégia de controle são apresentados na Figura 5.9 e na Tabela A.2.

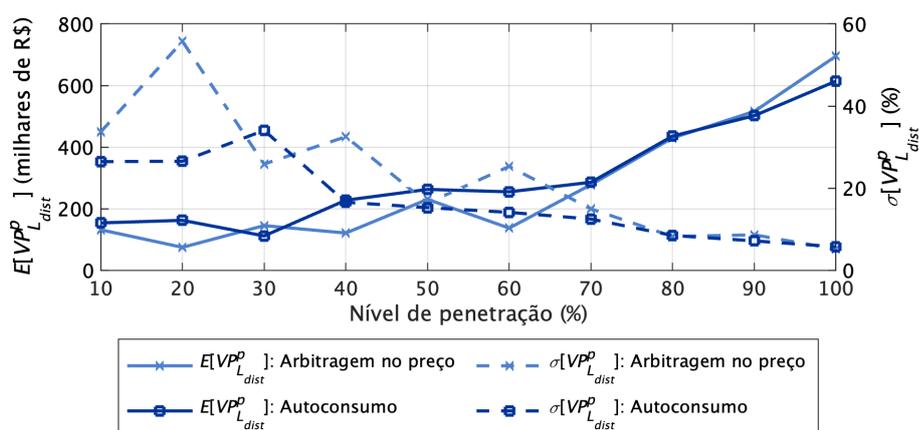


Figura 5.9. Monetização das perdas técnicas em função dos níveis de penetração considerando todos os alimentadores avaliados.

Da Figura 5.9 é possível observar que, em relação às perdas técnicas, a integração de SAEBs associados à GDFV culmina em benefícios crescentes à medida que o nível de penetração

umenta independentemente da estratégia de controle. Nota-se também que a arbitragem no preço apresenta menor $E[VP_{D_{dist}}^p]$ que o autoconsumo até 60% de penetração. Cabe aqui salienta a importância da monetização estocástica dos impactos técnicos, pois os valores médios apresentados na Figura 5.3 indicavam resultados semelhantes nesses patamares de penetração. Todavia, a monetização possibilitou distinguir as implicações decorrentes das duas estratégias de controle nas perdas técnicas.

Ainda com base na Figura 5.9, nota-se, para os níveis de penetração iguais a 70% e 80%, que as duas estratégias exibem valores semelhantes. Acima de 80% de penetração, a arbitragem no preço passou a gerar mais benefício para os alimentadores, ratificando os resultados vistos na Figura 5.3. Ademais, verifica-se uma redução significativa do risco percentual com o incremento do nível de penetração, apontando a diminuição da influência dos diferentes cenários de instalação de GDFV/SAEB com o aumento do nível de penetração.

A variação da demanda de pico decorrente da integração de SAEBS conforme cada cenário de instalação (ΔD_D^p) foi convertida em quantia monetária por meio das Eqs. (3.21) e (3.22). A Figura 5.10 e a Tabela A.3 exibem o valor esperado do valor presente ($E[VP_{D_{dist}}^p]$) e o risco ($\sigma[VP_{D_{dist}}^p]$) referente à monetização da demanda de pico de todos os alimentadores por nível de penetração e estratégia de controle.

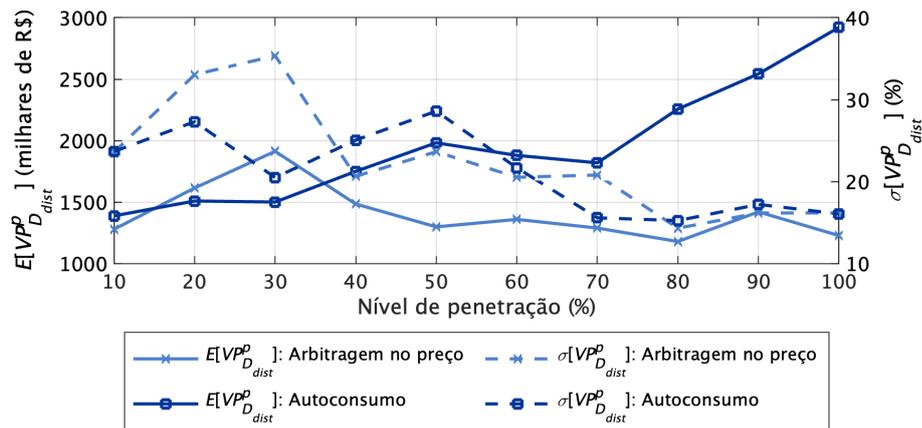


Figura 5.10. Monetização da demanda de pico em função dos níveis de penetração considerando todos os alimentadores avaliados.

Na Figura 5.10, nota-se que, em relação à demanda de pico, ambas as estratégias de controle de SAEBS geram benefício financeiro para a rede em todos os níveis de penetração. Constata-se que, para níveis de penetração de até 30%, a arbitragem no preço resulta em maior valor esperado do que o autoconsumo. Acima deste patamar, o autoconsumo supera a arbitragem no preço

e culmina em maiores valores de $E[VP_{D_{dist}}^p]$. Novamente, vê-se a importância da monetização, dado que os valores médios apresentados na Figura 5.5 indicavam resultados semelhantes até 60% de penetração para as duas estratégias de controle. Com base na monetização, foi possível diferenciar os impactos de cada estratégia de controle na demanda de pico.

Ainda com base na Figura 5.10, verifica-se uma redução do risco percentual à medida que o nível de penetração aumenta para o autoconsumo e a arbitragem no preço. Em termos técnicos, o cenário de instalação de GDFV/SAEB deixa de influenciar o valor esperado do benefício financeiro referente à demanda de pico à medida que o nível de penetração aumenta.

Com base nos resultados da monetização da variação dos níveis de tensão, perdas técnicas e demanda de pico, determinou-se o valor esperado ($E[VP_{dist}^p]$) e o desvio padrão ($\sigma[VP_{dist}^p]$) do valor presente da monetização total dos impactos técnicos decorrente da integração de SAEBs. Os resultados, por nível de penetração e estratégia de controle, são apresentados na Figura 5.11 e na Tabela A.4.

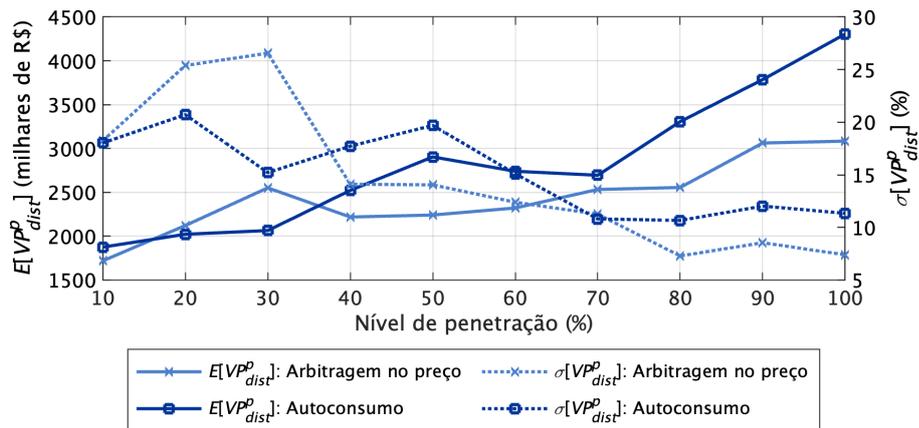


Figura 5.11. Monetização total dos impactos técnicos em função dos níveis de penetração considerando todos os alimentadores avaliados.

Os resultados apresentados na Figura 5.11 mostram que a integração de SAEBs, considerando as duas estratégias de controle em análise, culmina em benefícios para os alimentadores em todos os níveis de penetração, uma vez que os valores esperados dos impactos monetizados são todos positivos. Também é possível observar que o $E[VP_{dist}^p]$ para ambas as estratégias cresce com o aumento do nível de penetração, indicando que o benefício gerado na rede é intensificado com a disseminação dos SAEBs.

Observa-se também, na Figura 5.11, que a estratégia de arbitragem no preço resulta em $E[VP_{dist}^p]$ maiores do que aqueles obtidos para o autoconsumo até o nível de penetração de

30%. Quando o nível de penetração é igual a 20%, o impacto monetizado considerando a arbitragem no preço é de R\$ 2.121.904,20, enquanto, para o autoconsumo, é de R\$ 2.022.180,95. Acima de 30% de penetração, o autoconsumo apresenta maiores valores de $E[VP_{dist}^p]$ do que a arbitragem no preço. Essa inversão ocorre porque os impactos monetizados da demanda de pico dos alimentadores para o autoconsumo têm um aumento significativo acima dos 30% de penetração (Figura 5.10). Para 100% de penetração, os valores de $E[VP_{dist}^p]$ são iguais a R\$ 4.305.151,00 e R\$ 3.083.762,60 para as estratégias de autoconsumo e arbitragem no preço, respectivamente.

Ainda da Figura 5.11 é possível observar uma redução do risco percentual com o aumento da integração de SAEBs para ambas as estratégias de controle. Isso indica que os efeitos da localização de GDFV/SAEB no impacto total perde importância à medida que o nível de penetração cresce. Para um nível de penetração igual a 20%, tem-se $\sigma[VP_{dist}^p]$ iguais a 25, 39% e 20, 72% para arbitragem no preço e autoconsumo, respectivamente. Para 100% de penetração, observa-se que o risco diminui para 7, 40% para a arbitragem no preço e 11, 35% para o autoconsumo.

Com base nas Figuras 5.8, 5.9, 5.10 e 5.11, conclui-se que a demanda de pico é a grandeza técnica que mais contribui para riscos associados aos impactos financeiros decorrentes da estratégia de controle de arbitragem no preço. Já com relação ao autoconsumo, constata-se que o nível de tensão é o fator preponderante nos riscos da monetização dos impactos. Por fim, as perdas técnicas mostraram-se como a grandeza que menos impacta na variação do valor presente dos impactos monetizados para ambas as estratégias.

Ainda com base na Figura 5.11, percebe-se que os valores de $E[VP_{dist}^p]$ das duas estratégias podem ser próximos em algumas situações (por exemplo, 10%, 20% e 70% de penetração), o que dificulta a determinação de qual estratégia gera mais benefícios para a rede. Por esse motivo, calculou-se a probabilidade de o valor presente do impacto total monetizado gerado pelo autoconsumo ($VP_{dist_{AC}}^p$) ser superior ao valor esperado do valor presente do impacto monetizado causado pela arbitragem no preço ($E[VP_{dist_{AP}}^p]$). Para tanto, foram empregadas as distribuições de frequência acumuladas de $VP_{dist_{AP}}^p$ e $VP_{dist_{AC}}^p$. A Tabela 5.2 exhibe os resultados desses cálculos para cada nível de penetração.

Na Tabela 5.2 verifica-se que, somente para 20% e 30% de penetração, a estratégia de

Tabela 5.2. Probabilidade de o valor presente do impacto total da estratégia de autoconsumo (VP_{distAC}^p) ser superior ou igual ao valor esperado do valor presente da arbitragem no preço ($E[VP_{distAP}^p]$).

Nível de penetração (%)	$p\{VP_{distAC}^p \geq E[VP_{distAP}^p]\}$ (%)	$p\{VP_{distACN}^p < E[VP_{distAP}^p]\}$ (%)
10	66,05	33,95
20	29,85	70,15
30	5,75	94,25
40	69,95	30,05
50	93,75	6,25
60	81,00	19,00
70	64,80	35,20
80	99,95	0,05
90	98,15	1,85
100	100,00	0,00

arbitragem no preço tem maior probabilidade de gerar benefícios para a rede superiores ao autoconsumo. Para os demais patamares de penetração, as chances de o autoconsumo criar mais benefício do que a arbitragem no preço são maiores. Portanto, do ponto de vista dos impactos técnicos no sistema de distribuição, os formuladores de políticas devem estimular a estratégia de arbitragem no preço para os patamares de penetração iguais a 20% e 30%. Para os demais, o autoconsumo deve ser estimulado.

Com o intuito de simplificar e facilitar o entendimento da política de incentivo, pode-se estabelecer que a arbitragem no preço deve ser incentivada até 30% de penetração. Apesar de a arbitragem no preço gerar menor benefício que o autoconsumo, ela também causa impactos positivos nos alimentadores quando o nível de penetração é igual a 10%.

Cabe ressaltar que, além de corroborar os aspectos observados na Figura 5.11, os resultados apresentados na Tabela 5.2 são importantes para o desenvolvimento de políticas de incentivo. De posse desses resultados, é possível obter a probabilidade de uma estratégia de controle gerar mais benefício para a rede por nível de penetração. Em termos práticos, com isso é possível definir qual estratégia de controle deve ser priorizada ponderando a frequência na qual ela potencializa os benefícios na rede.

Um aspecto que vale a pena mencionar é o fato de os resultados da monetização obtidos neste trabalho serem alterados de acordo com o tipo de alimentador acrescentado na análise. Nesse contexto, as Figuras 5.12, 5.13 e 5.14 expõem a monetização total dos impactos técnicos, em função dos níveis de penetração, de um alimentador tipicamente residencial, rural e comercial, respectivamente.

Da Figura 5.12 é possível observar em alimentadores residenciais que a estratégia de arbi-

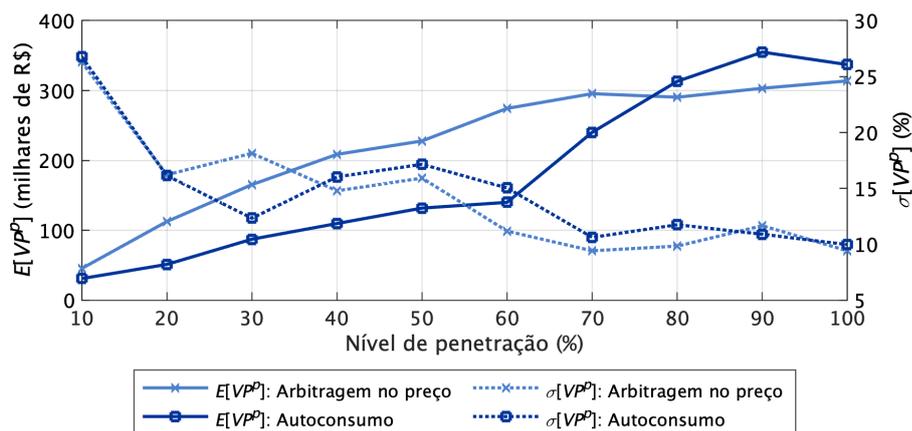


Figura 5.12. Monetização total dos impactos técnicos de um alimentador tipicamente residencial em função dos níveis de penetração.

tragem no preço gera um maior benefício para a rede do que o autoconsumo para níveis de penetração de até 70%. Acima deste patamar, o autoconsumo implica em maior $E[VP^p]$. Esse desempenho é devido ao fato de os impactos da integração de SAEBS na demanda de pico serem mais representativos para elevados níveis de penetração, como foi visto na Figura 5.7. Um comportamento similar é verificado na Figura 5.13 para os alimentadores tipicamente rurais.

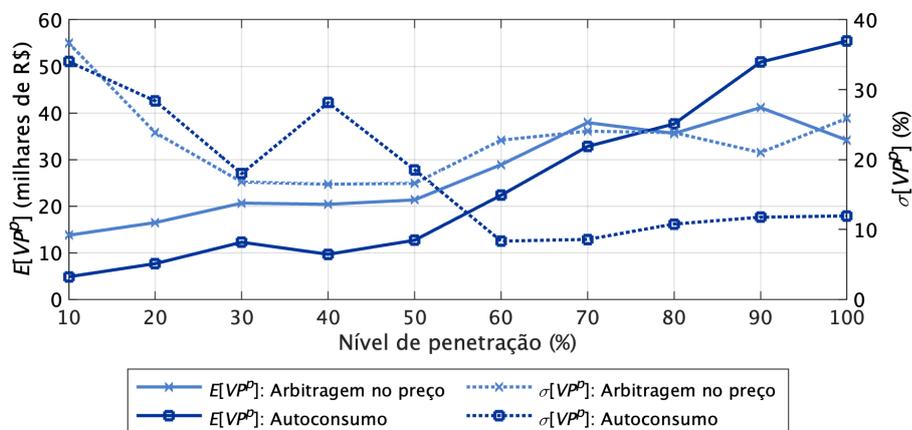


Figura 5.13. Monetização total dos impactos técnicos de um alimentador tipicamente rural em função dos níveis de penetração.

Por outro lado, nota-se na Figura 5.14 que a estratégia de autoconsumo culmina em benefício superior independentemente do nível de penetração nas redes tipicamente comerciais. Esse desempenho é justificado ao se perceber que a estratégia de autoconsumo reduz os impactos da GDFV na demanda de pico com maior intensidade nos três tipos de alimentadores (Figura 5.7). Com relação à violação de tensão, a arbitragem no preço diminui os efeitos dos sistemas FV de maneira mais acentuada independente do tipo de rede (Figura 5.2). Já para as perdas técnicas, verifica-se que a arbitragem no preço é a estratégia com melhor desempenho para os

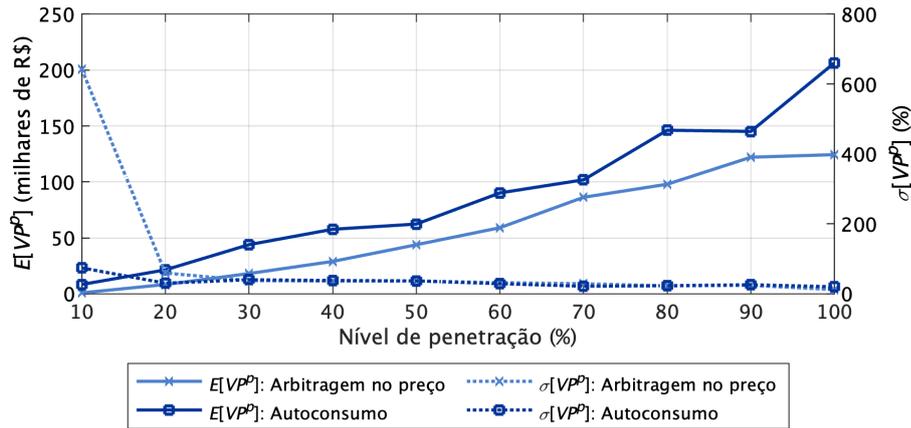


Figura 5.14. Monetização total dos impactos técnicos de um alimentador tipicamente comercial em função dos níveis de penetração.

alimentadores residenciais e rurais (Figura 5.4), enquanto que, nas redes comerciais, as duas estratégias de controle exibem comportamentos semelhantes. Em função disso, as estratégias de arbitragem no preço e autoconsumo exibem um efeito em redes comerciais distinto do impacto em alimentadores residenciais e rurais.

Esse tipo de avaliação, na qual os alimentadores são agrupados por tipo de carga, pode auxiliar na associação entre a estratégia de controle e o tipo de rede. Em outras palavras, pode-se determinar em qual tipo de alimentador cada estratégia tem os seus efeitos potencializados, maximizando a geração de benefício.

Ainda com base nos resultados obtidos é possível delinear uma política de incentivo na qual os benefícios esperados gerados pela integração de SAEBS possam ser devolvidos ao consumidor. Desta forma, a Tabela 5.3 exhibe o impacto provocado por cada 1 kWh de SAEB instalado, resultante da divisão de $E[VP_{dist}^p]$ por CA^p , por nível de penetração para a estratégia de autoconsumo.

Nota-se na Tabela 5.3 que o benefício esperado por kWh de SAEB instalado tende a diminuir à medida que o nível de penetração aumenta. Em termos práticos, os primeiros SAEBS instaladas contribuem mais para a rede do que as demais. Isso indica que o benefício esperado que cada kWh de capacidade adicional da bateria traz ao sistema diminui à medida que o nível de penetração aumenta.

Os resultados da Tabela 5.3 podem ser empregados como forma de compensação financeira (ou prêmio) ao consumidor que instalar um SAEB que culmina em benefícios para o sistema elétrico. Por exemplo, uma política poderia ser estabelecida de forma que os consumidores que

Tabela 5.3. Valor esperado do valor presente da monetização dos impactos totais devido à integração de SAEBs, capacidade total de armazenamento SAEBs instalado e valor esperado dos impactos por kWh por nível de penetração para a estratégia de controle de autoconsumo.

p (%)	$E[VP_{dist}^p]$ (R\$)	CA^p (kWh)	$E[VP_{dist}^p]/CA^p$ (R\$/kWh)
10	1.875.836,55	2.597,02	722,30
20	2.022.180,95	4.735,76	427,00
30	2.064.699,80	7.007,95	294,62
40	2.522.381,25	8.970,94	281,17
50	2.904.214,20	11.001,75	263,98
60	2.740.689,80	13.284,32	206,31
70	2.694.998,40	15.204,13	177,25
80	3.306.490,95	17.303,72	191,09
90	3.785.969,30	19.470,41	194,45
100	4.305.151,00	21.461,75	200,60

instalassem os primeiros 2.600 kWh de SAEBs recebessem R\$ 722,30 por kWh instalado. Isso poderia ser estendido aos demais níveis de penetração à medida que a quantidade de baterias na rede aumentasse, sempre adequando o valor da compensação aos benefícios gerados na rede.

Apesar de os resultados técnicos (Figuras 5.1, 5.3 e 5.5) mostrarem que as primeiros SAEBs instalados não reduzem significativamente os impactos da GDFV para a maioria dos alimentadores, a pequena capacidade instalada de baterias comparada aos benefícios gerados por elas elucida a maior contribuição marginal para a rede.

5.3 VIABILIDADE ECONÔMICA

Com base no algoritmo e nas equações apresentadas na Seção 3.5, foi construído o fluxo de caixa de todos os alimentadores para cada uma das 2.000 simulações realizadas considerando-se todas as receitas e despesas de cada ano da vida útil do SAEB. De posse dos fluxos de caixa, é possível calcular os indicadores VPL , $TIRM$ e PBD abordando-se todos os alimentadores ($dist$). Uma vez obtida a distribuição de frequência acumulada das 2.000 simulações, pode-se determinar o valor esperado e o desvio padrão dos indicadores VPL_{dist} , $TIRM_{dist}$ e PBD_{dist} .

A Figura 5.15 apresenta o valor esperado e o desvio padrão do VPL_{dist} para as estratégias de arbitragem no preço e autoconsumo em função do nível de penetração.

Da Figura 5.15, pode-se observar que a instalação de SAEBs almejando a arbitragem no preço é um projeto rentável para o consumidor, pois os valores de $E[VPL_{dist}^p]$ são positivos para todos os níveis de penetração, apresentando uma tendência de crescimento com o aumento

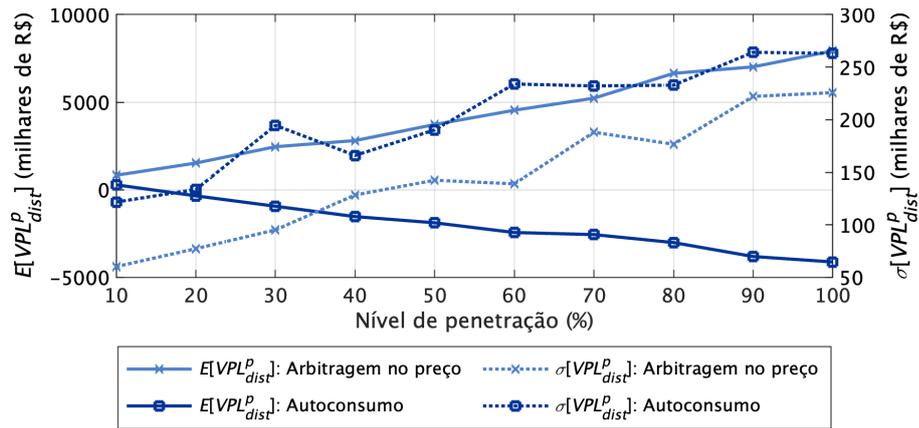


Figura 5.15. Valor esperado e desvio padrão do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração.

da disseminação de SAEBs. Em contrapartida, ao se observar a estratégia de autoconsumo, não se espera que o consumidor obtenha um retorno financeiro na instalação de SAEBs em praticamente todos os níveis de penetração. A única exceção ocorre para 10% de penetração, quando $E[VPL_{dist}^p]$ é maior do que zero. Ademais, o valor de $E[VPL_{dist}^p]$ diminui à medida que o nível de penetração aumenta.

Com relação ao desvio padrão, nota-se que, a despeito de possuir desempenho crescente, o $\sigma[VPL_{dist}^p]$ diminui seu valor em relação ao $E[VPL_{dist}^p]$ com o aumento do nível de penetração para ambas as estratégias. Em termos práticos, isso indica que o risco é reduzido à medida que o nível de penetração cresce.

A diferença de viabilidade entre as duas estratégias é explicada pelos distintos valores de tarifas da energia elétrica. O consumidor que almeja o autoconsumo paga a tarifa convencional monômnia, a qual possui um único valor independente da hora de consumo. Já o consumidor que objetiva a arbitragem no preço paga a tarifa branca, que possui valores elevado e mediano nos horários de pico e intermediário, respectivamente. Das Tabelas 4.4 e 4.5, nota-se que, em 2018, o valor intermediário da tarifa branca era 2% maior do que valor da tarifa convencional monômnia, enquanto a tarifa na ponta era 60% superior. Com isso, o consumidor que adota a arbitragem no preço alcança uma redução de custos superior àquele que emprega o autoconsumo, culminando em uma maior receita.

De maneira complementar, o valor esperado e o desvio padrão obtidos da $TIRM_{dist}$ são exibidos na Figura 5.16. Os resultados ratificam as conclusões previamente obtidas, indicando, de maneira geral, a viabilidade econômica da arbitragem no preço e a inviabilidade do auto-

consumo.

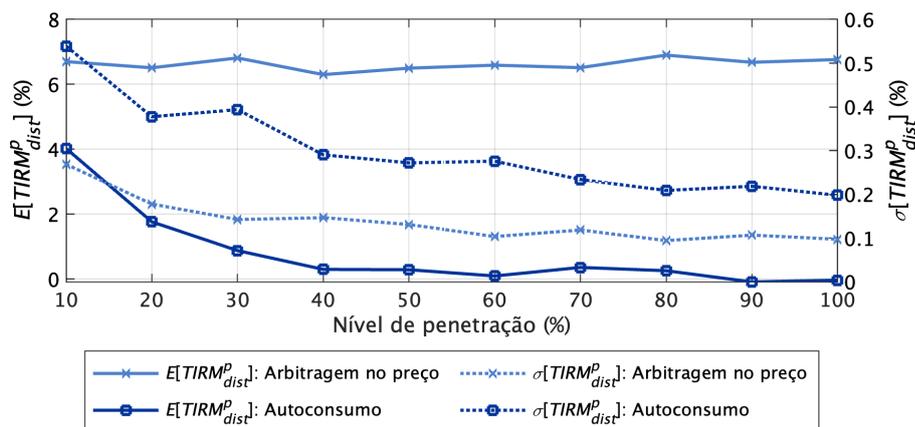


Figura 5.16. Valor esperado e desvio padrão da $TIRM_{dist}$ em função dos níveis de penetração.

A interpretação da $TIRM_{dist}$ está associada à taxa mínima de atratividade (TMA). A viabilidade do projeto é confirmada quando a $TIRM_{dist}$ é superior ou igual à TMA , que, neste estudo, é igual à taxa de aplicação de recursos (2,72% a.a.). Como é possível observar na Figura 5.16, todos os valores de $E[TIRM_{dist}^p]$ da estratégia de arbitragem no preço superam a TMA . Já para o autoconsumo, o valor esperado da $TIRM_{dist}$ é sempre inferior à TMA , com exceção do nível de penetração igual a 10%.

A Figura 5.17 apresenta o valor esperado e desvio padrão do PBD_{dist} para a estratégia de arbitragem no preço. Cabe destacar que, para o autoconsumo, a instalação de SAEBs é considerada inviável. Logo, não faz sentido calcular o PBD_{dist} para essa estratégia.

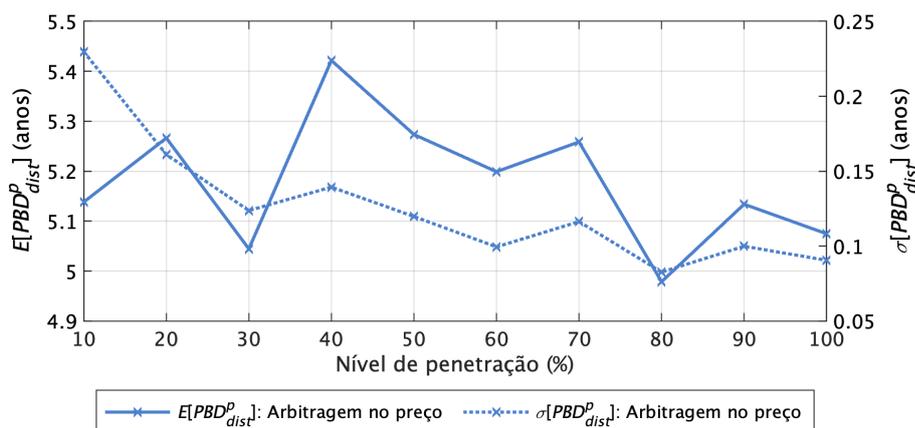


Figura 5.17. Valor esperado e desvio padrão do PBD_{dist} em função dos níveis de penetração.

Os resultados da Figura 5.17 corroboram as conclusões obtidas com a $TIRM_{dist}$. O nível de penetração no qual o investimento em SAEB é mais rentável é de 80% (máxima $TIRM_{dist}$

e mínimo PBD_{dist}), enquanto o pior rendimento obtido foi para 40% de penetração (mínima $TIRM_{dist}$ e máximo PBD_{dist}).

5.3.1 Análise de sensibilidade

Uma vez que a instalação de SAEBs conforme a estratégia de autoconsumo mostrou-se inviável em praticamente todos os níveis de penetração, realizou-se uma análise de sensibilidade univariada para investigar as condições econômicas que viabilizariam o investimento. Foram avaliadas três grandezas de sensibilidade, a saber: o custo unitário da bateria (US\$/kWh), o valor da tarifa convencional monômnia (R\$/kWh), e o valor do prêmio (R\$/kWh) dado ao consumidor que instalar SAEB como forma de incentivo. Para cada valor da variável de sensibilidade, 2.000 simulações foram realizadas e, com base nelas, determinou-se o valor esperado e o desvio padrão do VPL_{dist} .

Apesar de este trabalho avaliar a sensibilidade somente para a estratégia de autoconsumo, nada impede de se aplicar os mesmos procedimentos para a arbitragem no preço. A decisão de se analisar somente a estratégia de autoconsumo decorre do fato de a arbitragem no preço já ser um investimento lucrativo para o consumidor. Com isso, os resultados da análise de sensibilidade desta estratégia indicariam o aumento da rentabilidade.

5.3.1.1 Custo Unitário da Bateria

A mudança no custo unitário do SAEB tem efeito direto na viabilidade econômica do projeto, pois a redução do custo inicial impacta positivamente o fluxo de caixa do investimento. Nesta análise, considerou-se que o custo unitário diminui de US\$ 156/kWh até US\$ 110/kWh, em intervalos de US\$ 10/kWh. Dado que o custo dos SAEBs tem apresentado uma tendência de redução (STECCA *et al.*, 2020), esses preços podem se tornar realidade nos próximos anos e fundamentam esta investigação.

As Figuras 5.18 e 5.19 exibem o valor esperado e o desvio padrão obtidos para o VPL_{dist} . Nota-se que, como conjecturado, o valor esperado do VPL_{dist} aumenta com a redução do custo de instalação independentemente do nível de penetração. Cabe ressaltar que, com um

custo igual a US\$ 120/kWh, a instalação de SAEBs resulta em um projeto economicamente viável ($E[VPL_{dist}^p] > 0$) em todos os níveis de penetração. Em outras palavras, uma redução de aproximadamente 23% no custo viabiliza o investimento do consumidor na instalação de baterias em sua propriedade. Caso o preço mantenha a tendência de queda dos últimos anos (STECCA *et al.*, 2020), a viabilidade do uso de SAEBs poderá ser alcançada em breve.

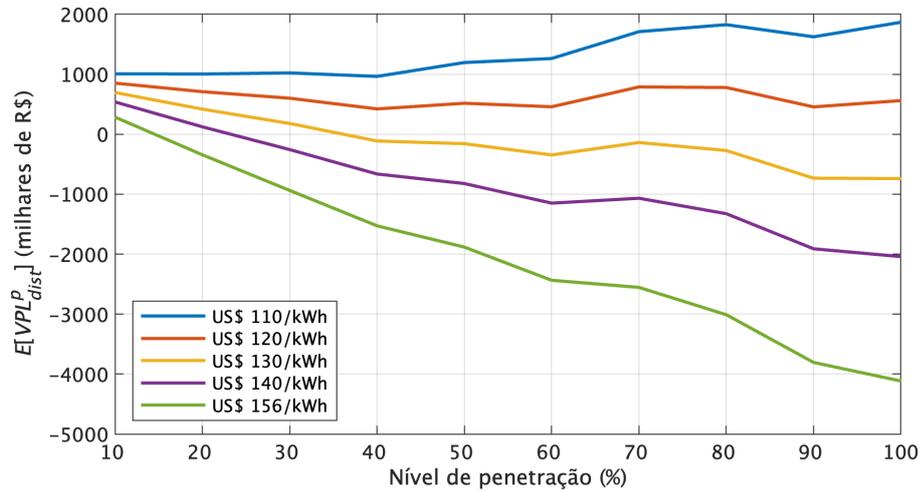


Figura 5.18. Valor esperado do VPL_{dist}^p em função dos níveis de penetração e do custo unitário da bateria.

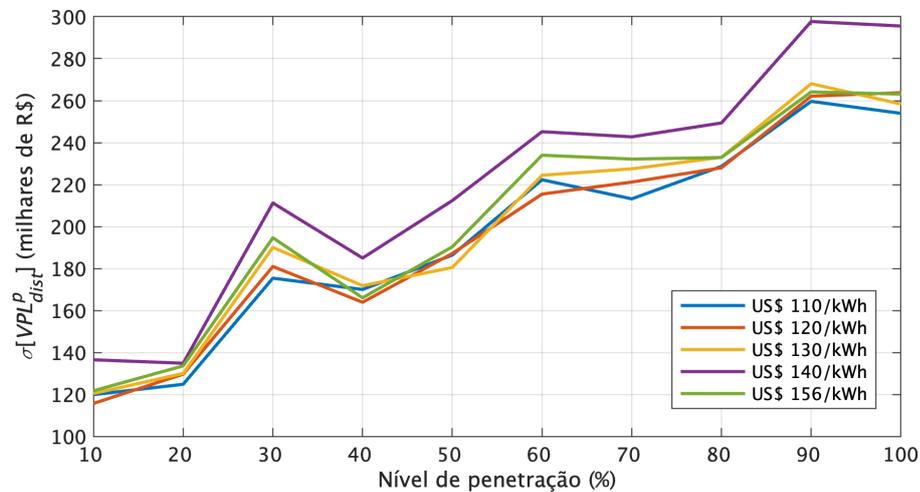


Figura 5.19. Desvio padrão do VPL_{dist}^p em função dos níveis de penetração e do custo unitário da bateria.

Com relação à Figura 5.19, apesar de o desvio padrão variar suavemente com a diminuição do preço, o $\sigma[VPL_{dist}^p]$ tende a manter constante o seu valor relativo ao $E[VPL_{dist}^p]$. Isso indica que o risco não varia com a mudança no custo para um mesmo nível de penetração.

De forma geral, conclui-se que custo de instalação dos SAEBs mostrou-se uma importante variável na viabilidade do projeto. Ademais, é notável que essa grandeza não impacta significativamente o risco associado ao investimento, pois praticamente não há alterações no desvio

padrão do VPL_{dist} .

5.3.1.2 Valor da Tarifa Convencional Monômia

A variação do preço da tarifa convencional, cujo valor é definido pela ANEEL, altera diretamente a viabilidade econômica da instalação de SAEBs, pois a receita obtida com a implantação de SAEBs está associada ao valor da tarifa de energia elétrica. Nessa avaliação, variou-se a tarifa do valor atual (100%) até 140% desse valor, em incrementos de 10%.

O desempenho do valor esperado e desvio padrão do VPL_{dist} em função da variação da tarifa e do nível de penetração são apresentados nas Figuras 5.20 e 5.21, respectivamente.

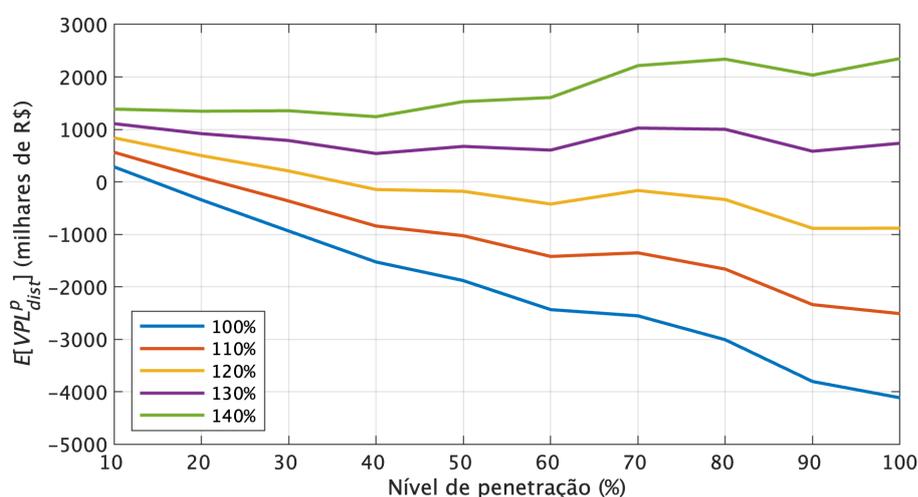


Figura 5.20. Valor esperado do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração e do valor da tarifa residencial tradicional.

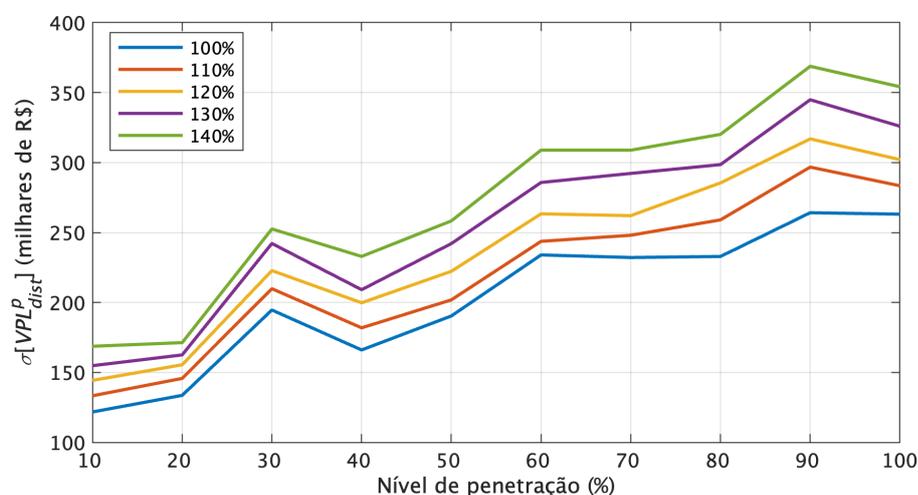


Figura 5.21. Desvio padrão do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração e do valor da tarifa residencial tradicional.

Como esperado, observa-se um crescimento do $E[VPL_{dist}^p]$ à medida que o valor da tarifa aumenta. Isso decorre da elevação de receita do investimento, que incrementa o fluxo de caixa e, conseqüentemente, o VPL_{dist} . Nota-se também que a instalação de SAEBs conforme a estratégia de autoconsumo passa a ser viável financeiramente com um aumento de 30% na tarifa independentemente do nível de penetração. Com relação ao desvio padrão, observa-se um comportamento crescente do $\sigma[VPL_{dist}^p]$ com o incremento da tarifa.

Dessa forma, foi possível constatar que o valor da tarifa é uma variável que tem impacto significativo na viabilidade econômica da instalação de baterias.

5.3.1.3 Valor do Prêmio

Nesta seção, é considerado que os consumidores que instalam SAEBs recebem uma quantia em R\$ no momento de instalação como forma de incentivo. Esse valor depende da capacidade da bateria, expresso em R\$/kWh, e será chamado de prêmio. Essa é uma prática que tem se sido empregada em alguns países que estão incentivando a implantação de SAEBs associados à GDFV em unidades consumidoras. São exemplos de países que empregam este tipo de incentivo: a Austrália (South Australia, 2020) e a Alemanha (BERLIN, 2019).

O valor do prêmio exerce uma influência positiva na viabilidade do investimento, pois ele reduz o custo de instalação e, por conseguinte, aumenta o fluxo de caixa. Em função disso, variou-se o valor do prêmio de R\$ 100/kWh até R\$ 300/kWh, em passos de R\$ 50/kWh. As Figuras 5.22 e 5.23 exibem os resultados obtidos para o VPL_{dist} em função do prêmio pago aos consumidores.

Nota-se na Figura 5.22 que o valor esperado do VPL_{dist} cresce juntamente com o valor do prêmio. Observa-se ainda que um prêmio igual a R\$ 200/kWh, que representa por volta de 25% do custo inicial, é capaz de viabilizar a instalação de SAEBs por parte dos consumidores. Ademais, verifica-se, na Figura 5.23, que o desvio padrão não é significativamente alterado pela variação do prêmio.

Por fim, calculou-se o valor esperado e desvio padrão do VPL_{dist} considerando um prêmio igual ao valor do benefício gerado na rede pela integração de SAEBs, apresentado na Tabela 5.3. Esses resultados são exibidos na Figura 5.24.

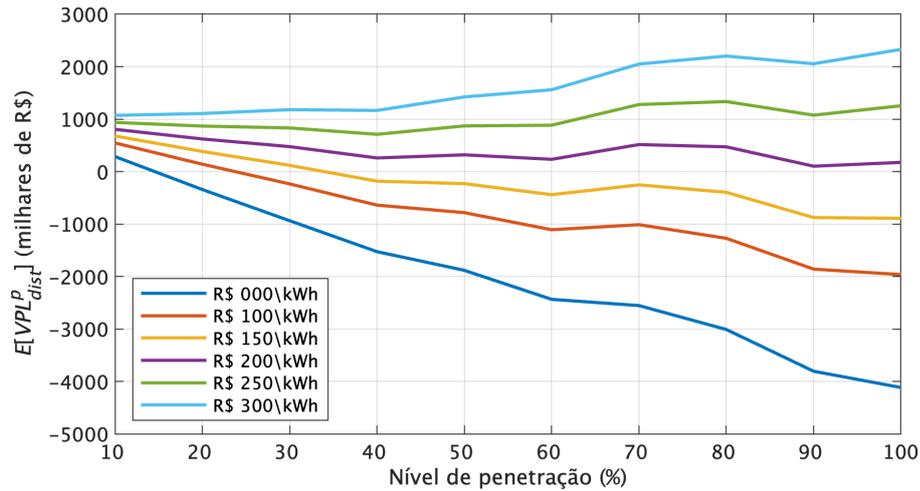


Figura 5.22. Valor esperado do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração e do valor do prêmio.

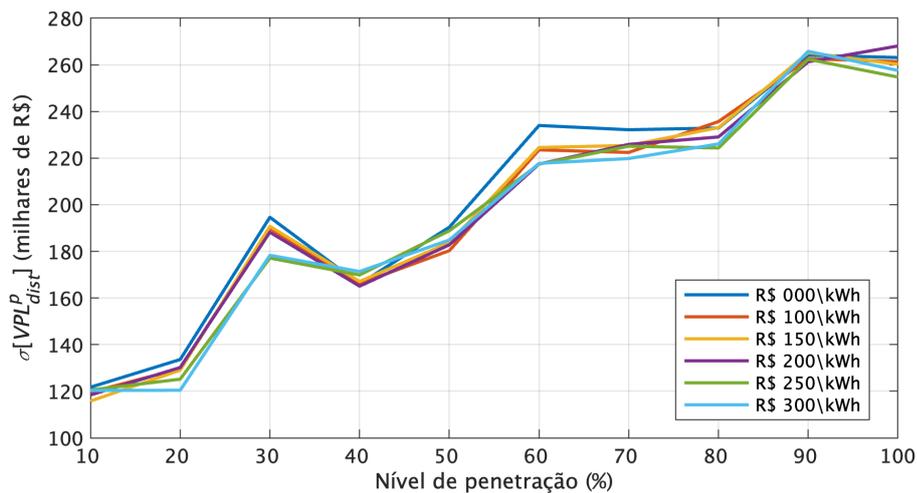


Figura 5.23. Desvio padrão do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração e do valor do prêmio.

Da Figura 5.24 é possível observar que a instalação de SAEBs passa a ser viável para o consumidor ($E[VPL_{dist}^p] > 0$) caso ele receba o valor referente aos benefícios técnicos gerados pelas baterias nos alimentadores. Cabe enfatizar que essa compensação financeira paga ao consumidor não seria um subsídio porque não há prejuízo para nenhum dos envolvidos. Esse prêmio é apenas a devolução para o consumidor de um benefício criado por ele mesmo ao implantar SAEBs em sua propriedade. Portanto, essa seria uma forma de incentivar a utilização de baterias sem fazer o uso de subsídios.

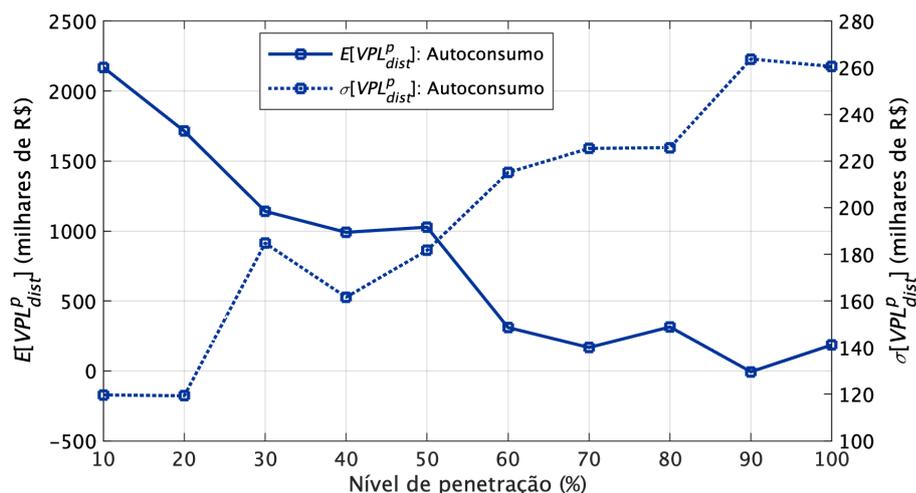


Figura 5.24. Valor esperado e desvio padrão do VPL_{dist} em função dos níveis de penetração quando o prêmio é igual ao valor esperado do benefício gerado na rede.

5.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS

Este capítulo apresentou os resultados da aplicação do método proposto em 23 alimentadores radiais localizado na região centro-oeste do Brasil. De acordo com estes resultados, a integração de SAEBs controlados pela estratégia de arbitragem no preço resulta em maior redução da violação de tensão e das perdas técnicas, enquanto o autoconsumo implica em uma diminuição com maior intensidade da demanda de pico dos alimentadores.

A monetização dos impactos técnicos possibilitou determinar qual estratégia de controle de SAEBs potencializa os benefícios gerados nas redes de distribuição por nível de penetração. Viu-se que a estratégia de arbitragem no preço gera maior benefício do que o autoconsumo para níveis de penetração de até 30%, e, por isso, ela deve ser incentivada nesses patamares. Acima de 30% de penetração, ocorre uma inversão e o autoconsumo deve ser estimulado por produzir um benefício superior.

Ainda foi possível constatar que o tipo de alimentador considerado na análise influencia os resultados da monetização dos impactos. A estratégia de autoconsumo gera maior benefício em alimentadores predominantemente comerciais para todos os níveis de penetração. Por outro lado, em redes residenciais e rurais, a arbitragem no preço culmina em benefícios superiores ao autoconsumo até 70% de penetração. Já acima deste patamar de penetração, o autoconsumo culmina em uma vantagem superior.

A análise de viabilidade econômica do conjunto de SAEBs instalados nos alimentadores

demonstrou que a implantação de SAEBs de acordo com a arbitragem no preço é um projeto lucrativo. Em contrapartida, o autoconsumo é um investimento inviável financeiramente de modo geral.

Por fim, determinou-se as condições econômicas que podem tornar a instalação de SAEBs controlados pela estratégia de autoconsumo em um projeto rentável para o consumidor. A redução no custo unitário de SAEBs, o aumento no valor da tarifa tradicional ou o pagamento de um prêmio aos consumidores possibilitam que a instalação de SAEBs de acordo com autoconsumo seja viável economicamente.

CONCLUSÕES

Este trabalho propôs uma análise de risco dos impactos técnicos e financeiros em redes de distribuição decorrentes da integração de SAEBs associados à GDFV. Para tanto, considerou-se que a instalação de baterias é definida pelos consumidores guiados por estímulos regulatórios e tarifários, resultando na utilização das estratégias de controle não coordenadas de autoconsumo e arbitragem no preço. Foram avaliados os impactos nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas técnicas. Como essas grandezas são expressas em unidades distintas, elas foram estocasticamente convertidas em valores monetários para identificar a estratégia de controle que potencializa os benefícios técnicos no sistema de distribuição em cada nível de penetração.

Ademais, foi proposta uma análise de risco da viabilidade econômica do conjunto de SAEBs instalados nos alimentadores. Com isso, possibilitou-se a comparação do impacto técnico monetizado oriundo da inserção de baterias na rede com o resultado da análise de viabilidade econômica de todos os SAEBs instalados nos alimentadores. Dessa forma, foi possível determinar o valor do subsídio que deve ser dado aos consumidores para que a instalação de baterias seja um investimento lucrativo.

No Capítulo 1, além de terem sido apresentados o contexto e as contribuições desta tese, foi feita uma revisão bibliográfica de como a GDFV impacta tecnicamente a rede de distribuição, apontando que a integração de SAEBs pode amenizar ou mitigar estes efeitos. O Estado da Arte indicou a necessidade de se investigar como os SAEBs associados à GDFV impactam a rede quando instaladas e controladas pelos consumidores guiados por estímulos financeiros. Além disso, ficou evidente a ausência de um método estocástico de monetização dos impactos técnicos provocados pela integração de SAEBs. Por último, o Capítulo 1 revelou a necessidade de se analisar estocasticamente a viabilidade econômica das baterias de maneira associada ao cálculo de fluxo de carga da rede, evitando o emprego de valores médios de curvas de carga e perfis de geração FV.

O Capítulo 2 discorreu sobre os principais impactos técnicos provocados pela inserção de GDFV e SAEBs na rede de distribuição. Além disso, identificou-se que apenas os efeitos na demanda de pico, nas perdas técnicas e nos níveis de tensão possuem base científica que possibilita suas valorações em quantias monetárias, justificando a análise desses parâmetros neste trabalho. Ao final do capítulo, foi apresentado um referencial teórico sobre análises de viabilidade econômica, destacando os indicadores empregados nesta avaliação.

O método proposto para a avaliação dos impactos técnicos e financeiros da integração de SAEBs foi detalhado no Capítulo 3. Primeiramente, descreveu-se em pormenores o algoritmo desenvolvido para a quantificação dos efeitos provenientes das baterias nos níveis de tensão, na demanda de pico e nas perdas técnicas, tratando com rigor estatístico as incertezas associadas à localização dos SAEBs, às curvas de carga, à irradiância solar, e à temperatura. Em seguida, detalhou-se como proceder para converter, de maneira estocástica, os impactos técnicos em valores monetários empregando grandezas regulatórias publicizadas a cada ciclo de revisão tarifária. Por último, apresentou-se o algoritmo elaborado para a construção do fluxo de caixa e o cálculo dos indicadores *VPL*, *TIRM* e *PBD* empregados na avaliação de viabilidade econômica do conjunto de SAEBs instalados na rede.

No Capítulo 4, os materiais empregados na aplicação do método foram descritos, a saber, os *softwares* empregados no estudo, os parâmetros financeiros utilizados, além dos dados dos alimentadores e das informações climáticas.

Os resultados foram apresentados e discutidos no Capítulo 5. Foi possível notar que a instalação de SAEBs controlados pela estratégia de arbitragem no preço culminam em melhor desempenho em relação aos níveis de tensão e às perdas técnicas do que o autoconsumo. Em contrapartida, constatou-se que o uso de SAEBs conforme a estratégia de autoconsumo resulta em uma performance melhor no tocante à demanda de pico quando comparada com a arbitragem no preço.

Os resultados da monetização dos impactos técnicos mostraram que as duas estratégias de controle provocam impactos positivos na rede em todos os níveis de penetração. Embora a diferença entre os impactos das duas estratégias não tenha sido significativa em alguns níveis de penetração, a análise de risco permitiu concluir que a arbitragem no preço deve ser priorizada na decisão de incentivos para níveis de penetração de até 30%. Acima desse patamar,

o autoconsumo deve ter prioridade no incentivo. No entanto, ambas as estratégias podem ser incentivadas independentemente dos níveis de penetração, pois as duas culminam em benefícios técnicos nas redes de distribuição.

Com relação ao risco, observou-se uma redução do seu valor percentual com o aumento do nível de penetração para as duas estratégias de controle. Em termos técnicos, isso indica uma diminuição da influência da localização da GDFV/SAEB no impacto total monetizado com o aumento da integração de SAEBS. Observou-se ainda que a demanda de pico é a grandeza com maior contribuição para os riscos associados aos impactos financeiros provocados pela estratégia de arbitragem no preço. Para o autoconsumo, verificou-se que o nível de tensão é o fator preponderante nos riscos da monetização dos impactos.

Além disso, foi possível calcular o impacto esperado médio para cada 1 kWh de SAEBS instalados. Constatou-se que, para baixos níveis de penetração, a contribuição marginal das baterias para os benefícios da rede é mais significativa. Conforme o nível de penetração aumentou, o benefício adicional por kWh foi reduzido. Se os consumidores pudessem receber o valor do benefício gerado pelos SAEBS instalados como compensação pelas melhorias da rede, esse incentivo poderia abater parte dos custos de instalação.

Ademais, percebeu-se que o tipo de alimentador considerado na análise influencia os resultados da monetização dos impactos do conjunto de alimentadores. Foi visto que a estratégia de autoconsumo gera maior benefício em redes predominantemente comerciais para todos os níveis de penetração. Em compensação, em alimentadores residenciais e rurais, a arbitragem no preço culmina em benefícios superiores até 70% de penetração. Acima deste patamar, o autoconsumo implica em uma vantagem superior. Esse tipo de avaliação, em que as redes são agrupadas por tipo de carga, pode auxiliar na determinação de qual tipo de alimentador cada estratégia de controle tem os seus impactos intensificados, potencializando a geração de benefício.

Os resultados da análise de viabilidade econômica do conjunto de SAEBS instalados nos alimentadores demonstraram que a implementação de baterias controladas pela estratégia de arbitragem no preço é um investimento lucrativo para os consumidores de BT que aderiram à Tarifa Branca. Essa é uma informação interessante para ser divulgada para a população de forma que os consumidores que possuam GDFV possam instalar SAEBS como forma de rentabilizar os seus recursos. Com isso, tanto o consumidor quanto a distribuidora (responsável

pelo gerenciamento dos alimentadores) são beneficiados. Em contrapartida, o uso de baterias conforme o autoconsumo ainda é um projeto financeiramente inviável de modo geral sob o estímulo de uma política *net billing*.

Ainda foi possível determinar as condições financeiras que podem viabilizar economicamente a instalação de SAEBs controlados pela estratégia de autoconsumo. Foi possível verificar que uma redução de cerca de 23% no custo unitário das baterias, um aumento de 30% no valor da tarifa convencional ou o pagamento de um prêmio mínimo igual a R\$ 200/kWh aos consumidores, são suficientes para que a instalação de SAEBs de acordo com autoconsumo se torne um investimento lucrativo.

Cabe ressaltar que a instalação de SAEBs conforme o autoconsumo pode ser lucrativa para o consumidor caso ele receba um prêmio cujo valor seja igual ao benefício gerado nos alimentadores pelas baterias. Essa seria uma forma de incentivar a utilização de SAEBs sem fazer o uso de subsídios. Uma vez que esse prêmio não pode ser considerado como subsídio porque ele não causa prejuízo a nenhuma das partes envolvidas. Esse prêmio seria uma compensação financeira paga ao consumidor por um benefício produzido por ele mesmo ao instalar baterias em sua propriedade.

Este trabalho permitiu estabelecer prioridades de incentivo entre as estratégias de controle avaliadas para que os formuladores de políticas estimulem a instalação de SAEBs de forma que as redes de distribuição suportem elevadas quantidades de GDFV. Por fim, notou-se que a realização de estudos de impactos técnicos antes e durante a integração de SAEBs se mostrou indispensável para que as políticas de incentivo se adequem às novas realidades originadas com o aumento do nível de penetração de GDFV/SAEBs.

A integração de SAEBs com a forma de instalação (localização, tamanho e estratégia de controle) definida pelos consumidores quando estes seguem estímulos regulatórios e tarifários é capaz de diminuir os impactos técnicos provocados pela GDFV. Assim, políticas de incentivo que motivem os consumidores a instalarem SAEBs pode ser uma solução para se aumentar os níveis de penetração de GDFV no sistema de distribuição.

Cumprе salientar que os resultados apresentados neste estudo dizem respeito somente aos alimentadores investigados e, conseqüentemente, não podem ser generalizados. No entanto, o método proposto pode ser facilmente implementado para qualquer rede desde que os dados

estejam disponíveis. Portanto, a aplicação do método proposto a diferentes tipos de alimentadores pode auxiliar na formulação de propostas de políticas para incentivar a integração de SAEBs nas redes de distribuição.

Finalmente, sugere-se como trabalhos futuros:

- Avaliar os impactos técnicos considerando o custo do ciclo de vida da bateria;
- Empregar um passo de cálculo do fluxo de potência menor que uma hora para avaliar as variações/intermitências do perfil de carga e geração FV;
- Utilizar dados climáticos (irradiação solar e temperatura ambiente) customizados para cada alimentador;
- Analisar o comportamento das redes de distribuição ao se considerar a instalação de GDFV/SAEBs na MT tanto por consumidores quanto pela própria distribuidora;
- Investigar os impactos técnicos e financeiros decorrente das SAEBs caso os consumidores possam fornecer serviços ancilares à rede e também avaliar os efeitos na viabilidade econômica;
- Avaliar como a integração de SAEBs pode impactar o valor da tarifa de energia elétrica; e
- Investigar o impacto dos SAEBs na proteção anti-ilhamento das redes de distribuição, almejando identificar se há melhora no desempenho dessa função de proteção.

6.1 PRODUÇÃO CIENTÍFICA

- CAMARGOS, R. S. C.; STECANELLA, P. A. J.; VIEIRA, D.; RAGGI, L. M. d. R.; MELO, F. C.; DOMINGUES, E. G.; FILHO, A. d. L. F. Technical and Financial Impacts on Distribution Systems of Integrating Batteries Controlled by Uncoordinated Strategies. *IEEE Access*, vol. 9, pp. 91361-91376, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3091908;
- CAMARGOS, R. S. C.; FILHO, A. d. L. F.; SHAYANI, R. A. Impacts of Uncoordinated Control Strategies of Batteries on Technical Losses of a Radial Feeder. In: *Proceedings*

of the 2020 IEEE PES General Meeting. Montreal, Canada: [s.n.], 2020. p. 1-5. ISBN 9781728155081; e

- CAMARGOS, R. S. C.; FILHO, A. d. L. F. Evaluation of the impacts of distributed battery control strategies on the voltage levels of a radial feeder. In: *Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (XII CBQEE)*. São Caetano do Sul, SP, Brasil: [s.n.], 2019.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ADEFARATI, T.; BANSAL, R. C. Integration of renewable distributed generators into the distribution system: A review. *IET Renewable Power Generation*, v. 10, n. 7, p. 873–884, 2016. ISSN 17521424. Citado 3 vezes nas páginas 3, 4 e 5.

AI, X.; LI, J.; FANG, J.; YAO, W.; XIE, H.; CAI, R.; WEN, J. Multi-time-scale coordinated ramp-rate control for photovoltaic plants and battery energy storage. *IET Renewable Power Generation*, v. 12, n. 12, p. 1390–1397, 2018. ISSN 17521424. Citado na página 6.

ALZHRANI, A.; ALHARTHI, H.; KHALID, M. Minimization of power losses through optimal battery placement in a distributed network with high penetration of photovoltaics. *Energies*, v. 13, n. 1, 2019. ISSN 19961073. Citado na página 6.

ANEEL, A. N. d. E. E. *Tarifa Residencial - Evolução por Função de Custo*. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTY0NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTllNmMtNTA5NTYxODdhYTgzIiwidCI6IjQwZDZmOGEyIiwiaWQiOiJlIiwiaWF0IjoiMjAxODAxMjE0LTIwLTIwIn0=>>. Citado 2 vezes nas páginas 65 e 66.

ANEEL, A. N. d. E. E. *Tarifas Residenciais - Efeitos dos Reajustes Tarifários*. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDFmMzZlM2QzM2EyNi00YjkyLWl0NDMtYTU4NTI0NWYyNTI1IiwidCI6IjQwZDZmOGEyIiwiaWQiOiJlIiwiaWF0IjoiMjAxODAxMjE0LTIwLTIwIn0=>>. Citado na página 66.

ANEEL, A. N. d. E. E. *Nota Técnica 0057/2014-SRD/ANEEL*. [S.l.], 2014. 1–54 p. Citado 3 vezes nas páginas 59, 62 e 64.

ANEEL, A. N. d. E. E. *Perdas de Energia*. 2015. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/metodologia-distribuicao/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/perdas/654800?inheritRedirect=false>. Citado na página 22.

ANEEL, A. N. d. E. E. *Resolução Normativa 697/2015*. [S.l.], 2015. 1–9 p. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015697.pdf>>. Citado na página 11.

ANEEL, A. N. d. E. E. *Tarifa Branca*. 2015. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>>. Citado 2 vezes nas páginas 10 e 32.

ANEEL, A. N. d. E. E. *Resolução Homologatória 2313/2017*. [S.l.], 2017. Citado na página 66.

ANEEL, A. N. d. E. E. *Nota Técnica 0097/2018*. Brasília, 2018. 1–7 p. Citado na página 23.

ANEEL, A. N. d. E. E. *Nota Técnica no 171/2018*. [S.l.], 2018. 1–30 p. Disponível em: <http://200.198.220.159/web/guest/audiencias-publicas-antigas?p{_}p{_}id=participacaopublica{_}WAR{_}participacaopublicaportlet{\&}p{_}p{_}lifecycle=2{\&}p{_}p{_}state=normal{\&}p{_}p{_}mode=view{\&}p{_}p{_}cacheability=cacheLevelPage{\&}p{_}p>. Citado na página 65.

- ANEEL, A. N. d. E. E. *PRODIST - Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição*. p. 27, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 63 e 64.
- ANEEL, A. N. d. E. E. *Resolução Homologatória 2470/2018*. [S.l.], 2018. 1–4 p. Citado na página 66.
- ANEEL, A. N. d. E. E. *Perdas de Energia Elétrica na Distribuição*. Brasília, 2019. 1–21 p. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relatório+Perdas+de+Energia__+Ediçã{o}+1-2019-02-07.pdf/d7cc619e-0f85-2>. Citado na página 5.
- ANEEL, A. N. d. E. E. *Resolução Homologatória 2626/2019*. [S.l.], 2019. Citado na página 66.
- ANEEL, A. N. d. E. E. *Taxa Regulatória de Remuneração do Capital: Relatório de Análise de Impacto Regulatório 9/2019*. Brasília-DF, 2019. Disponível em: <<https://cutt.ly/ugHXL0U%3E>>. Citado na página 47.
- ANEEL, A. N. d. E. E. *Nota Técnica no 30/2020*. [S.l.], 2020. v. 1, 1–31 p. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/documents/656877/0/NT.pdf/901e12ed-ea7d-91a7-c805-e27b2508a2ce>>. Citado na página 65.
- ANEEL, A. N. d. E. E. *Perdas de Energia Elétrica na Distribuição*. Brasília, 2020. 1–21 p. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relatório+Perdas+de+Energia__+Ediçã{o}+1-2019-02-07.pdf/d7cc619e-0f85-2556>. Citado 2 vezes nas páginas 22 e 23.
- ANEEL, A. N. d. E. E. *Resolução Homologatória 2791/2020*. [S.l.], 2020. Citado na página 66.
- ANEEL, A. N. d. E. E. *Nota Técnica 0076/2021-SRD/ANEEL*. [S.l.], 2021. 1–60 p. Citado na página 3.
- ANEEL, A. N. d. E. E. *PRODIST - Módulo 8 - Qualidade*. Brasília, 2021. 1–88 p. Citado 4 vezes nas páginas 24, 25, 46 e 65.
- ANSI. *ANSI C84.1 - American National Standard for Electric Power Systems and Equipment - Voltage Ratings (60 Hertz)*. Rosslyn, VA, 2016. Citado na página 24.
- APPEN, J. von; STETZ, T.; BRAUN, M.; SCHMIEGEL, A. Local voltage control strategies for PV storage systems in distribution grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 5, n. 2, p. 1002–1009, 2014. ISSN 19493053. Citado 3 vezes nas páginas 7, 8 e 12.
- AZIZIVAHED, A.; NADERI, E.; NARIMANI, H.; FATHI, M.; NARIMANI, M. R. A new bi-objective approach to energy management in distribution networks with energy storage systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 9, n. 1, p. 56–64, 2018. ISSN 19493029. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7946174/>>. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 7.
- AZZOPARDI, B.; GABRIEL-BUENAVENTURA, A. Feasibility assessment for high penetration of distributed photovoltaics based on net demand planning. *Energy*, Elsevier Ltd, v. 76, n. 2014, p. 233–240, 2014. ISSN 03605442. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2014.06.052>>. Citado na página 6.

- BAHRAMIPANAH, M.; TORREGROSSA, D.; CHERKAOUI, R.; PAOLONE, M. A. Decentralized Adaptive Model-Based Real-Time Control for Active Distribution Networks Using Battery Energy Storage Systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 4, p. 3406–3418, 2018. ISSN 19493053. Disponível em: <<http://ieeexplore.ieee.org/document/7752949/>>. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 7.
- BARTON, J. P.; INFIELD, D. G. Energy Storage and Its Use With Intermittent Renewable Energy. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, v. 19, n. 2, p. 441–448, 2004. Citado na página 6.
- BERLIN, S. f. W. E. u. B. *Finanzierungsrichtlinien für die Stromspeicherung im Zusammenhang mit einer neuen Photovoltaikanlage - Berliner Stromspeicherrichtlinien*. [S.l.], 2019. 1–8 p. Disponível em: <<https://www.berlin.de/sen/energie/energie/erneuerbare-energien/foerderprogramm-stromspeicher/>>. Citado na página 93.
- BINDEL, D.; GOODMAN, J. Monte Carlo methods. In: *Principles of Scientific Computing*. New York: [s.n.], 2009. p. 195–218. Disponível em: <<https://cs.nyu.edu/courses/spring09/G22.2112-001/book/book.pdf>>. Citado na página 35.
- BOLLEN, M.; HASSAN, F. Power Quality Disturbances. In: *Integration of Distributed Generation in the Power System*. [s.n.], 2011. cap. 6, p. 223–298. ISBN 9781118029039. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/book/10.1002/9781118029039>>. Citado na página 5.
- CAMARGOS, R. S. C.; FILHO, A. d. L. F. Evaluation of the impacts of distributed battery control strategies on the voltage levels of a radial feeder. In: *Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica (XII CBQEE)*. São Caetano do Sul, SP, Brasil: [s.n.], 2019. Citado na página 25.
- CAMARGOS, R. S. C.; FILHO, A. d. L. F.; SHAYANI, R. A. Impacts of Uncoordinated Control Strategies of Batteries on Technical Losses of a Radial Feeder. In: *Proceedings of the 2020 IEEE PES General Meeting*. Montreal, Canada: [s.n.], 2020. p. 1–5. ISBN 9781728155081. Citado 2 vezes nas páginas 7 e 24.
- CARPINELLI, G.; MOTTOLA, F.; PROTO, D. Probabilistic sizing of battery energy storage when time-of-use pricing is applied. *Electric Power Systems Research*, Elsevier B.V., v. 141, p. 73–83, 2016. ISSN 03787796. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.07.013>>. Citado 6 vezes nas páginas 7, 8, 9, 10, 12 e 13.
- CENELEC. *EN 50160 - Voltage characteristics of electricity supplied by public distribution systems*. Brussels, 2010. Citado na página 24.
- COHEN, M. A.; CALLAWAY, D. S. Effects of distributed PV generation on California's distribution system, Part 1: Engineering simulations. *Solar Energy*, Elsevier Ltd, v. 128, p. 126–138, 2016. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.01.002>>. Citado 3 vezes nas páginas 3, 4 e 5.
- COHEN, M. A.; KAUZMANN, P. A.; CALLAWAY, D. S. Effects of distributed PV generation on California's distribution system, part 2: Economic analysis. *Solar Energy*, Elsevier Ltd, v. 128, p. 139–152, 2016. ISSN 0038092X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.solener.2016.01.004>>. Citado 3 vezes nas páginas 14, 15 e 16.

- DAMODARAN, A. *Applied Corporate Finance*. 4th. ed. [S.l.]: Wiley, 2014. 656 p. Citado 4 vezes nas páginas 26, 27, 28 e 52.
- DEEBA, S. R.; SHARMA, R.; SAHA, T. K.; CHAKRABORTY, D.; THOMAS, A. Evaluation of technical and financial benefits of battery-based energy storage systems in distribution networks. *IET Renewable Power Generation*, v. 10, n. 8, p. 1149–1160, 2016. ISSN 17521424. Citado na página 6.
- ENGELS, J.; MEMBER, S.; CLAESSENS, B.; DECONINCK, G.; MEMBER, S. Combined Stochastic Optimization of Frequency Control and Self-Consumption With a Battery. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 10, n. 2, p. 1971–1981, 2019. Citado na página 6.
- EPRI. Stochastic Analysis to Determine Feeder Hosting Capacity for Distributed Solar PV. *EPRI Technical Update 1026640*, p. 1–50, 2012. Citado na página 4.
- FAUZAN, N. A. B. S.; NAAYAGI, R. T.; LOGENTHIRAN, T.; PHAN, V. T. Integration of battery energy storage using single phase inverter for intermittency mitigation. In: *IEEE Region 10 Annual International Conference, Proceedings/TENCON*. [S.l.]: IEEE, 2017. p. 921–925. ISBN 9781509025961. ISSN 21593450. Citado na página 6.
- FREITAS, P. R. R. de. *Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS*. 1–189 p. Tese (Doutorado) — Universidade de São Paulo, 2015. Citado 4 vezes nas páginas 58, 59, 60 e 61.
- GABR, A. Z.; HELAL, A. A.; ABBASY, N. H. The viability of battery storage for residential photovoltaic system in Egypt under different incentive policies. *International Transactions on Electrical Energy Systems*, v. 31, n. 2, p. 1–18, 2021. ISSN 20507038. Citado 5 vezes nas páginas 7, 8, 9, 12 e 13.
- GOOP, J.; ODENBERGER, M.; JOHNSON, F. Distributed solar and wind power - Impact on distribution losses. *Energy*, Elsevier Ltd, v. 112, p. 273–284, 2016. ISSN 03605442. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2016.06.029>>. Citado 2 vezes nas páginas 3 e 5.
- HADJ-SAID, A.; ALVAREZ-HERAULT, M. C.; DEBUSSCHERE, V.; CAIRE, R. Technical and economic impact on the DG insertion rate of storage system facilities in LV network planning. In: *2015 IEEE Eindhoven PowerTech, PowerTech 2015*. [S.l.: s.n.], 2015. v. 100, n. 1. ISBN 9781479976935. Citado 3 vezes nas páginas 14, 15 e 16.
- HONRUBIA-ESCRIBANO, A.; GARCÍA-SÁNCHEZ, T.; GÓMEZ-LÁZARO, E.; MULJADI, E.; MOLINA-GARCÍA, A. Power quality surveys of photovoltaic power plants: Characterisation and analysis of grid-code requirements. *IET Renewable Power Generation*, v. 9, n. 5, p. 466–473, 2015. ISSN 17521424. Citado na página 6.
- HU, W.; CHEN, Z.; BAK-JENSEN, B. Optimal operation strategy of battery energy storage system to real-time electricity price in Denmark. *IEEE PES General Meeting, PES 2010*, IEEE, p. 1–7, 2010. Citado na página 10.
- HUA, Y.; SHENTU, X.; XIE, Q.; DING, Y. Voltage/frequency deviations control via distributed battery energy storage system considering state of charge. *Applied Sciences (Switzerland)*, v. 9, n. 6, 2019. ISSN 20763417. Citado na página 6.

- IEA. *Data and statistics*. 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD{&}fuel=Electricityandheat{&}indicator=TotEl>>. Citado na página 1.
- IEA. *Renewables 2021*. Paris, 2021. 175 p. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/renewables-2021>>. Citado 2 vezes nas páginas 1 e 2.
- INMET, I. N. d. M. *Estação Meteorológica de Observação de Superfície Automática*. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/?r=estacoes/estacoesautomaticas>>. Citado 2 vezes nas páginas 20 e 64.
- ISMAEL, S. M.; Abdel Aleem, S. H.; ABDELAZIZ, A. Y.; ZOBAA, A. F. State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable Energy*, Elsevier Ltd, v. 130, p. 1002–1020, 2019. ISSN 18790682. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.008>>. Citado 4 vezes nas páginas 2, 4, 5 e 6.
- KEEN, J. F.; APT, J. How much capacity deferral value can targeted solar deployment create in Pennsylvania? *Energy Policy*, Elsevier Ltd, v. 134, n. July, p. 110902, 2019. ISSN 03014215. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110902>>. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 15.
- KIM, I. A case study on the effect of storage systems on a distribution network enhanced by high-capacity photovoltaic systems. *Journal of Energy Storage*, Elsevier Ltd, v. 12, p. 121–131, 2017. ISSN 2352152X. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2017.04.010>>. Citado 3 vezes nas páginas 7, 8 e 12.
- KITWORAWUT, P. B.; AZUATALAM, D. T.; UNIGWE, O. C.; COLLIN, A. J. An investigation into the technical impacts of microgeneration on UK-type LV distribution networks. *2016 IEEE International Conference on Renewable Energy Research and Applications, ICRERA 2016*, p. 124–129, 2017. Citado 3 vezes nas páginas 3, 4 e 5.
- KOSKELA, J.; RAUTIAINEN, A.; JÄRVENTAUSTA, P. Using electrical energy storage in residential buildings - Sizing of battery and photovoltaic panels based on electricity cost optimization. *Applied Energy*, Elsevier, v. 239, n. February, p. 1175–1189, 2019. ISSN 03062619. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.02.021>>. Citado na página 11.
- LAMBERTI, F.; CALDERARO, V.; GALDI, V.; GRADITI, G. Massive data analysis to assess PV/ESS integration in residential unbalanced LV networks to support voltage profiles. *Electric Power Systems Research*, Elsevier B.V., v. 143, p. 206–214, 2017. ISSN 03787796. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2016.10.037>>. Citado 3 vezes nas páginas 7, 8 e 12.
- MARRA, F.; YANG, G.; TRÆHOLT, C.; ØSTERGAARD, J.; LARSEN, E. A decentralized storage strategy for residential feeders with photovoltaics. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 2, p. 974–981, 2014. ISSN 19493053. Citado 6 vezes nas páginas 2, 6, 7, 8, 11 e 12.
- MARTINI, P. D.; KRISTOV, L. *Distribution Systems in a High Distributed Energy Resource Future*. [S.l.], 2015. 65 p. Disponível em: <<https://eta-publications.lbl.gov/sites/default/files/lbnl-1003797.pdf>>. Citado na página 3.

- MEHMOOD, K. K.; KHAN, S. U.; LEE, S.-J.; HAIDER, Z. M.; RAFIQUE, M. K.; KIM, C.-H. Optimal sizing and allocation of battery energy storage systems with wind and solar power DGs in a distribution network for voltage regulation considering the lifespan of batteries. *IET Renewable Power Generation*, v. 11, n. 10, p. 1305–1315, 2017. ISSN 1752-1416. Disponível em: <<http://digital-library.theiet.org/content/journals/10.1049/iet-rpg.2016.0938>>. Citado na página 6.
- METZ, D.; SARAIVA, J. T. Use of battery storage systems for price arbitrage operations in the 15- and 60-min German intraday markets. *Electric Power Systems Research*, v. 160, p. 27–36, 2018. ISSN 03787796. Citado 6 vezes nas páginas 7, 8, 9, 10, 12 e 13.
- MITRA, J.; VALLEM, M. R. Determination of storage required to meet reliability guarantees on island-capable microgrids with intermittent sources. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 27, n. 4, p. 2360–2367, 2012. ISSN 08858950. Citado na página 6.
- MORSTYN, T.; HREDZAK, B.; AGUILERA, R. P.; AGELIDIS, V. G. Model Predictive Control for Distributed Microgrid Battery Energy Storage Systems. *IEEE Transactions on Control Systems Technology*, v. 26, n. 3, p. 1107–1114, 2018. ISSN 10636536. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 7.
- MORSTYN, T.; HREDZAK, B.; MEMBER, S.; AGELIDIS, V. G. Control Strategies for Microgrids With Distributed Energy Storage Systems : An Overview. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 4, p. 3652–3666, 2018. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 7.
- NARUC, N. A. o. R. U. C. *Distributed Energy Resources Rate Design and Compensation*. Washington, D.C, 2016. 180 p. Citado na página 3.
- NETO, D. P. *Processo de Otimização Aplicada à Análise de Risco de Investimento em Geração de Energia Elétrica com Fontes Renováveis*. 252 p. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Goiás, 2017. Citado na página 26.
- NOUSDILIS, A. I.; KRYONIDIS, G. C.; KONTIS, E. O.; BARZEGKAR-NTOVOM, G. A.; PANAPAKIDIS, I. P.; CHRISTOFORIDIS, G. C.; PAPAGIANNIS, G. K. Impact of policy incentives on the promotion of integrated PV and battery storage systems: a techno-economic assessment. *IET Renewable Power Generation*, n. May, 2020. ISSN 1752-1416. Citado 8 vezes nas páginas 7, 8, 9, 11, 12, 13, 53 e 67.
- OLIVAL, P. C.; MADUREIRA, A. G.; MATOS, M. Advanced voltage control for smart microgrids using distributed energy resources. *Electric Power Systems Research*, Elsevier B.V., v. 146, p. 132–140, 2017. ISSN 03787796. Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.1016/j.epsr.2017.01.027>>. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 6.
- OLIVEIRA, T. A. P. de. *Metodologia para análise de risco de investimento em fontes de geração heliotérmica do tipo torre solar no mercado regulado brasileiro*. 108 p. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, 2020. Citado 2 vezes nas páginas 26 e 52.
- ONU, O. d. N. U. *Plataforma Agenda 2030. Objetivo 7: Energia limpa e acessível*. 2015. Disponível em: <<http://www.agenda2030.org.br/ods/7/>>. Citado na página 1.
- Receita Federal. *Taxa de Juros Selic*. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/receitafederal/pt-br/assuntos/orientacao-tributaria/pagamentos-e-parcelamentos/taxa-de-juros-selic>>. Citado na página 67.

- SCHRAM, W. L.; LAMPROPOULOS, I.; SARK, W. G. van. Photovoltaic systems coupled with batteries that are optimally sized for household self-consumption: Assessment of peak shaving potential. *Applied Energy*, Elsevier, v. 223, n. October 2017, p. 69–81, 2018. ISSN 03062619. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.04.023>>. Citado na página 6.
- SHAYANI, R. A. *Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição*. 161 p. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, 2010. Citado 2 vezes nas páginas 4 e 5.
- SHEIKHHOSEINI, M.; RASHIDINEJAD, M.; ABDOLLAHI, A.; AMERI, M. Attitudes towards more-efficient incentives for promotion of residential PV systems: A case study of Kerman, Iran. *IET Renewable Power Generation*, v. 13, n. 12, p. 2251–2260, 2019. ISSN 17521424. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 15.
- SOSSAN, F.; NAMOR, E.; CHERKAOUI, R.; PAOLONE, M. Achieving the Dispatchability of Distribution Feeders Through Prosumers Data Driven Forecasting and Model Predictive Control of Electrochemical Storage. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 7, n. 4, p. 1762–1777, 2016. ISSN 19493029. Citado na página 6.
- South Australia, G. of. *Subsidy Terms*. [S.l.], 2020. 1–8 p. Citado na página 93.
- STECCA, M.; Ramirez Elizondo, L.; Batista Soeiro, T.; BAUER, P.; PALENSKY, P. A Comprehensive Review of the Integration of Battery Energy Storage Systems into Distribution Networks. *IEEE Open Journal of the Industrial Electronics Society*, IEEE, PP, p. 1–1, 2020. Citado 4 vezes nas páginas 32, 67, 90 e 91.
- TORQUATO, R.; SALLES, D.; PEREIRA, C. O.; MEIRA, P. C. M.; FREITAS, W. A. Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, v. 33, n. 2, p. 1002–1012, 2018. ISSN 08858977. Citado 2 vezes nas páginas 2 e 25.
- UNIGWE, O.; OKEKUNLE, D.; KIPRAKIS, A. Smart coordination of battery energy storage systems for voltage control in distribution networks with high penetration of photovoltaics. *The Journal of Engineering*, v. 2019, n. 18, p. 4738–4742, 2019. ISSN 2051-3305. Citado na página 6.
- VAZQUEZ, S.; LUKIC, S. M.; GALVAN, E.; FRANQUELO, L. G.; CARRASCO, J. M. Energy Storage Systems for Transport and Grid Applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, IEEE, v. 57, n. 12, p. 3881–3895, 2010. Citado na página 6.
- VIEIRA, D. *Método para Determinação do Tipo de Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa Seus Benefícios Técnicos na Rede*. 186 p. Tese (Doutorado) — Universidade de Brasília, 2016. Citado 10 vezes nas páginas 4, 5, 14, 15, 16, 25, 35, 39, 46 e 57.
- VONSIEN, S.; MADLENER, R. Li-ion battery storage in private households with PV systems: Analyzing the economic impacts of battery aging and pooling. *Journal of Energy Storage*, v. 29, n. May, p. 1–18, 2020. ISSN 2352152X. Citado 6 vezes nas páginas 7, 8, 9, 10, 12 e 13.

- WANG, G.; KONSTANTINOU, G.; TOWNSEND, C. D.; POU, J.; MEMBER, S.; VAZQUEZ, S.; MEMBER, S. A Review of Power Electronics for Grid Connection of Utility-Scale Battery Energy Storage Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 3029, n. c, p. 1–13, 2016. Citado na página 6.
- WANG, L.; LIANG, D. H.; CROSSLAND, A. F.; TAYLOR, P. C.; JONES, D.; WADE, N. S. Coordination of Multiple Energy Storage Units in a Low-Voltage Distribution Network. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 6, n. 6, p. 2906–2918, 2015. ISSN 19493053. Citado 3 vezes nas páginas 6, 7 e 8.
- WESTACOTT, P.; CANDELISE, C. Assessing the impacts of photovoltaic penetration across an entire low-voltage distribution network containing 1.5 million customers. *IET Renewable Power Generation*, v. 10, n. 4, p. 460–466, 2016. ISSN 17521424. Citado na página 3.
- YANG, J.; LIU, J.; FANG, Z.; LIU, W. Electricity scheduling strategy for home energy management system with renewable energy and battery storage: A case study. *IET Renewable Power Generation*, v. 12, n. 6, p. 639–648, 2018. ISSN 17521424. Citado na página 6.
- ZERAATI, M.; GOLSHAN, M. E. H.; GUERRERO, J. M. Distributed Control of Energy-Storage Systems for Voltage Regulation in Distribution Network with High PV Penetration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, IEEE, v. 9, n. 4, p. 3582–3593, 2018. ISSN 1949-3053. Citado 2 vezes nas páginas 6 e 7.
- ZHENG, Y.; SONG, Y.; HUANG, A.; HILL, D. J. Hierarchical Optimal Allocation of Battery Energy Storage Systems for Multiple Services in Distribution Systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, IEEE, v. 11, n. 3, p. 1911–1921, 2020. ISSN 19493037. Citado na página 11.
- ZINAMAN, O.; AZNAR, A.; LINVILL, C.; DARGHOOUTH, N.; DUBBELING, T.; BIANCO, E. *Grid-Connected Distributed Generation: Compensation Mechanism Basics*. [S.l.], 2017. 1–12 p. Disponível em: <<http://arxiv.org/abs/1702.07904>>. Citado na página 11.

APÊNDICE A

RESULTADOS DA MONETIZAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS DO CONJUNTO DE ALIMENTADORES

Tabela A.1. Monetização da variação dos níveis de tensão do conjunto de alimentadores por nível de penetração e estratégia de controle de SAEBs.

p (%)	GDFV/SAEB: Arbitragem no preço			GDFV/SAEB: Autoconsumo		
	$E[VP_{U_{dist}}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{U_{dist}}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{U_{dist}}^p]$ (%)	$E[VP_{U_{dist}}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{U_{dist}}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{U_{dist}}^p]$ (%)
10	311.826,24	60.485,05	19,40	336.394,79	59.220,28	17,60
20	435.358,90	62.937,69	14,46	354.554,51	54.216,20	15,29
30	495.917,30	49.864,35	10,05	456.991,80	58.406,00	12,78
40	616.114,97	52.914,96	8,59	549.035,75	67.915,04	12,37
50	716.115,43	57.014,77	7,96	666.072,00	75.372,67	11,32
60	827.813,10	62.202,66	7,51	608.000,85	63.430,76	10,43
70	973.061,00	91.413,10	9,39	594.503,35	57.531,87	9,68
80	949.511,25	70.475,14	7,42	618.169,20	71.530,50	11,57
90	1.129.893,20	117.548,27	10,40	745.382,90	119.725,29	16,06
100	1.163.211,90	107.586,59	9,25	775.370,60	104.092,19	13,42

Tabela A.2. Monetização da variação das perdas técnicas do conjunto de alimentadores por nível de penetração e estratégia de controle de SAEBs.

p (%)	GDFV/SAEB: Arbitragem no preço			GDFV/SAEB: Autoconsumo		
	$E[VP_{L_{dist}}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{L_{dist}}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{L_{dist}}^p]$ (%)	$E[VP_{L_{dist}}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{L_{dist}}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{L_{dist}}^p]$ (%)
10	131.878,96	44.465,37	33,72	154.214,24	40.835,99	26,48
20	74.936,84	41.784,74	55,76	162.556,05	43.187,66	26,57
30	145.513,69	37.678,15	25,89	111.969,36	38.162,50	34,08
40	121.312,68	39.489,21	32,55	227.814,80	37.795,54	16,59
50	230.593,37	37.784,42	16,39	262.921,90	40.209,89	15,29
60	137.397,93	34.788,32	25,32	255.119,23	36.057,24	14,13
70	278.255,12	41.702,81	14,99	286.010,08	35.751,07	12,50
80	430.056,96	35.547,04	8,27	436.046,99	37.111,32	8,51
90	516.043,96	44.689,33	8,66	502.120,00	36.068,31	7,18
100	695.481,66	36.098,05	5,19	614.403,04	35.431,24	5,77

Tabela A.3. Monetização da variação da demanda de pico do conjunto de alimentadores por nível de penetração e estratégia de controle de SAEBs.

p (%)	GDFV/SAEB: Arbitragem no preço			GDFV/SAEB: Autoconsumo		
	$E[VP_{D^{dist}}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{D^{dist}}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{D^{dist}}^p]$ (%)	$E[VP_{D^{dist}}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{D^{dist}}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{D^{dist}}^p]$ (%)
10	1.280.257,80	302.273,78	23,61	1.388.930,40	328.973,40	23,69
20	1.615.678,50	534.153,47	33,06	1.509.728,80	412.361,17	27,31
30	1.913.685,25	676.633,80	35,36	1.501.316,25	307.905,90	20,51
40	1.485.153,75	306.773,99	20,66	1.750.600,50	438.878,56	25,07
50	1.299.403,45	307.412,73	23,66	1.982.790,55	567.165,40	28,60
60	1.360.217,10	279.368,99	20,54	1.880.645,70	407.994,50	21,69
70	1.289.561,30	268.417,80	20,81	1.820.112,90	283.812,65	15,59
80	1.180.415,00	169.146,32	14,33	2.257.218,40	344.453,77	15,26
90	1.421.379,80	230.110,44	16,19	2.543.769,60	438.239,10	17,23
100	1.228.505,00	198.882,84	16,19	2.921.236,50	469.462,15	16,07

Tabela A.4. Monetização total dos impactos técnicos dos conjuntos de alimentadores por nível de penetração e estratégia de controle de SAEBs.

p (%)	GDFV/SAEB: Arbitragem no preço			GDFV/SAEB: Autoconsumo		
	$E[VP_{dist}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{dist}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{dist}^p]$ (%)	$E[VP_{dist}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{dist}^p]$ (R\$)	$\sigma[VP_{dist}^p]$ (%)
10	1.719.243,80	313.450,13	18,23	1.875.836,55	338.129,79	18,03
20	2.121.904,20	538.647,72	25,39	2.022.180,95	418.915,65	20,72
30	2.551.316,95	677.505,47	26,56	2.064.699,80	314.030,30	15,21
40	2.218.884,75	313.046,77	14,11	2.522.381,25	447.042,03	17,72
50	2.241.523,00	314.814,45	14,04	2.904.214,20	571.951,02	19,69
60	2.321.962,50	287.815,49	12,40	2.740.689,80	413.804,51	15,10
70	2.532.854,90	285.154,34	11,26	2.694.998,40	291.314,28	10,81
80	2.555.765,60	186.355,75	7,29	3.306.490,95	352.715,88	10,67
90	3.062.633,65	261.856,96	8,55	3.785.969,30	455.261,68	12,02
100	3.083.762,60	228.132,86	7,40	4.305.151,00	488.483,67	11,35