



TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DO USO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS E DE ARMAZENAMENTO DISTRIBUÍDOS
NA MINIMIZAÇÃO DOS PROBLEMAS DE TENSÃO
(SERVIÇO ANCILAR)**

Henrique Augusto Gomes Togo

Brasília, fevereiro de 2023

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA

FACULDADE DE TECNOLOGIA

UNIVERSIDADE DE BRASÍLIA
Faculdade de Tecnologia

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ANÁLISE TÉCNICA E FINANCEIRA DO USO DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS E DE ARMAZENAMENTO DISTRIBUÍDOS
NA MINIMIZAÇÃO DOS PROBLEMAS DE TENSÃO
(SERVIÇO ANCILAR)**

Henrique Augusto Gomes Togo

*Relatório submetido ao Departamento de Engenharia
Elétrica como requisito parcial para obtenção
do grau de Engenheiro Eletricista*

Orientadores

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

Prof. Elder Geraldo Domingues, IFG _____
Co-orientador

Prof. Daniel Vieira, ANEEL _____
Co-orientador

Prof. Ronaldo Sérgio Chacon Camargos, _____
ENE/UnB
Co-orientador

Banca Examinadora

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

Prof. Antônio César Pinho Brasil Júnior, _____
ENM/UnB
Examinador externo

Prof. Kleber Melo e Silva, ENE/UnB _____
Examinador interno

Dedicatória

Dedico esse trabalho aos meus pais, Cristiane e Carlos, e à minha irmã, Camille, que sempre me guiaram, inspiraram e apoiaram ao longo do meu desenvolvimento acadêmico e pessoal.

Henrique Augusto Gomes Togo

Agradecimentos

Agradeço primeiramente a Deus por me conduzir e iluminar durante os momentos mais importantes do meu crescimento.

À minha família que sempre me incentivou e motivou a buscar os valores e princípios nos quais eu acredito.

À minha namorada, Isabela, que me acompanhou e motivou durante o processo de formação acadêmica.

Aos meus amigos do REILab da UnB, que contribuíram com a minha trajetória acadêmica e com a elaboração do trabalho.

Ao meu orientador Prof. Dr. Anésio de Leles Ferreira Filho pela oportunidade, pelos conselhos, pelas discussões, pelo suporte e pelo crescimento pessoal ao longo dos anos.

Aos co-orientadores Prof. Dr. Elder Geraldo Domingues, Prof. Dr. Ronaldo Sérgio Chacon Camargos e ao Prof. Dr. Daniel Vieira pelas contribuições e discussões durante a elaboração do trabalho.

Aos membros da banca de avaliação da defesa desse trabalho de conclusão de curso, Prof. Dr. Antônio César Pinho Brasil Júnior e Prof. Dr. Kleber Melo e Silva, pelo interesse, disponibilidade e a colaboração para o trabalho de conclusão de curso.

À Universidade de Brasília e ao seu corpo docente, que promoveu o meu desenvolvimento pessoal, emocional, intelectual e profissional ao longo da graduação.

Henrique Augusto Gomes Togo

RESUMO

Recentemente, é possível observar uma mobilização em todo o globo no tocante ao desenvolvimento sustentável. Dentre os principais aspectos relacionados a este tema estão i) a redução das emissões de gases do efeito estufa, o que resulta na diminuição do aquecimento global, e ii) a transição energética de uma matriz predominantemente fóssil para uma limpa e renovável. Com isso, encontram-se registrados na literatura diversos incentivos voltados a inserção de recursos energéticos distribuídos (RED) que possuem o potencial de alavancar a sustentabilidade. Considerando-se que tal inserção pode acarretar em modificações na operação da rede de distribuição, faz-se necessário analisar como o crescimento dessas tecnologias impactará o sistema elétrico e o fornecimento aos consumidores. Nesse contexto, constitui uma prática recomendada por alguns especialistas o emprego de sistemas de armazenamento de energia (SAE) com o objetivo de se executar serviços ancilares com o foco na regulação de tensão. Diante do exposto, este trabalho tem como objetivo avaliar tecnicamente e financeiramente os impactos associados à demanda de pico, às perdas elétricas e aos níveis de tensão da rede de distribuição decorrentes do uso de quatro diferentes estratégias de controle criadas visando a minimização dos problemas de tensão da rede de distribuição. Tais estratégias são divididas em dois grupos: i) estratégias horárias e ii) estratégias fundamentadas na diferença entre a geração e consumo. No primeiro grupo, a carga e a descarga das baterias são fixadas em um horário pré-determinado pelo consumidor. No segundo grupo, a carga e a descarga dependem se a geração fotovoltaica é maior ou menor que o consumo da UC. Em caso de excesso de geração, a energia é armazenada. Caso contrário, a energia é injetada na rede. Para avaliar as estratégias, empregou-se a metodologia estocástica de Monte Carlo que viabiliza uma análise probabilística dos resultados obtidos para um alimentador com dados reais. Nessa conjuntura, são realizados sorteios de posicionamentos da instalação dos RED dentro da rede de distribuição bem como dos dias do ano a serem simulados. Os resultados mostram que a introdução dos SAE para as quatro estratégias de controle é capaz de promover benefícios técnicos para a rede de distribuição no que tange à redução da demanda de pico, à redução das perdas elétricas e à regulação de tensão. Do ponto de vista financeiro, há uma economia, sob a perspectiva da empresa de distribuição de energia (EDE), de pelo menos R\$ 2.000.000,00 no período de 25 anos. Para o melhor cenário, o valor esperado a ser economizado pela distribuidora chega aos R\$ 3.198.783,77. Com isso, entende-se que a inserção de SAE no sistema de distribuição é capaz de potencializar a economia de recursos financeiros sob a perspectiva da EDE. Adicionalmente, compreende-se ser imprescindível adotar uma estratégia adequada para o controle dos SAE para a minimização dos impactos decorrentes dos sistemas fotovoltaicos (SFV), principalmente quando se tem elevados níveis de penetração.

Palavras-Chave: Sistemas Fotovoltaicos, Sistemas de Armazenamento de Energia, Impactos Técnicos, Impactos Financeiros, Serviços Ancilares, Regulação de Tensão, Método de Monte Carlo.

ABSTRACT

Recently, it is possible to observe a worldwide mobilization regarding sustainable development. Among the main aspects related to this theme are i) the reduction of greenhouse gas emissions, which results in the reduction of global warming, and ii) the energy transition from a predominantly fossil matrix to a clean and renewable one. With that, several incentives are registered in the literature aimed at the insertion of distributed energy resources (DER) that have the potential to leverage sustainability. Considering that such insertion may lead to changes in the operation of the distribution network, it is necessary to analyze how the growth of these technologies will impact the electrical system and supply to consumers. In this context, it is a practice recommended by some experts to use energy storage systems (ESS) in order to perform ancillary services with a focus on voltage regulation. Given the above, this work aims to technically and financially evaluate the impacts associated with peak demand, electrical losses and voltage levels in the distribution network resulting from the use of four different control strategies created to minimize voltage problems of the distribution network. Such strategies are divided into two groups: i) hourly strategies and ii) strategies based on the difference between generation and consumption. In the first group, the charging and discharging of the batteries are fixed at a predetermined time by the consumer. In the second group, the charge and discharge depend on whether the photovoltaic generation is greater or less than the consumer unit (CU) consumption. In case of excess generation, energy is stored. Otherwise, the energy is injected into the grid. To evaluate the strategies, the Stochastic Monte Carlo methodology was used, which enables a probabilistic analysis of the results obtained for a feeder with real data. At this juncture, drawings are made for positioning the DER installation within the distribution network, as well as the days of the year to be simulated. The results show that the introduction of SAE for the four control strategies is capable of promoting technical benefits for the distribution network regarding the reduction of peak demand, the reduction of electrical losses and voltage regulation. From the financial point of view, there are savings, from the perspective of the energy distribution company (EDC), of at least R\$ 2,000,000.00 in the period of 25 years. For the best scenario, the expected amount to be saved by the distributor reaches R\$ 3,198,783.77. With this, it is understood that the insertion of ESS in the distribution system is capable of potentiating the economy of financial resources from the perspective of the EDC. Additionally, it is understood that it is essential to adopt an adequate strategy for the control of ESS to minimize the impacts resulting from photovoltaic systems (PVS), especially when there are high levels of penetration.

Keywords: Photovoltaic Systems, Energy Storage Systems, Technical Impacts, Financial Impacts, Ancillary Services, Voltage Regulation, Monte Carlo Method.

SUMÁRIO

1	Introdução	1
1.1	CONTEXTUALIZAÇÃO	1
1.2	ESTADO DA ARTE	5
1.3	OBJETIVOS E CONTRIBUIÇÕES	7
1.4	ORGANIZAÇÃO DO MANUSCRITO	7
2	Fundamentação Teórica	8
2.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	8
2.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	8
2.2.1	DIMENSIONAMENTO DA POTÊNCIA INSTALADA DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	9
2.2.2	MODELAGEM DOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	10
2.3	SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	12
2.3.1	ESTADO DE CARGA DO SAE	13
2.3.2	DIMENSIONAMENTO DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	13
2.3.3	MODELAGEM DOS SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	14
2.4	PARÂMETROS DA REDE	15
2.4.1	NÍVEIS DE TENSÃO	15
2.4.2	DEMANDA DE PICO	17
2.4.3	PERDAS TÉCNICAS	18
2.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS	20
3	Metodologia	21
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	21
3.2	VISÃO GERAL	21
3.3	IMPACTOS TÉCNICOS	23
3.3.1	NÍVEIS DE TENSÃO	23
3.3.2	DEMANDA DE PICO	26
3.3.3	PERDAS TÉCNICAS	27
3.3.4	NÍVEIS DE PENETRAÇÃO	28
3.3.5	ESTRATÉGIA DE CONTROLE DO SAE	29
3.3.6	SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO	31
3.3.7	ALGORITMO DE DETERMINAÇÃO DOS IMPACTOS TÉCNICOS	32
3.4	IMPACTOS FINANCEIROS	34

3.4.1	NÍVEIS DE TENSÃO	34
3.4.2	DEMANDA DE PICO	35
3.4.3	PERDAS TÉCNICAS	36
3.4.4	IMPACTO FINANCEIRO TOTAL.....	37
3.4.5	ALGORITMO DE DETERMINAÇÃO DOS IMPACTOS FINANCEIROS.....	37
3.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	39
4	Materiais	41
4.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	41
4.2	BASE DE DADOS DO ALIMENTADOR.....	41
4.3	PARÂMETROS UTILIZADOS NA MODELAGEM DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA	43
4.4	DADOS METEOROLÓGICOS	44
4.5	PARÂMETROS UTILIZADOS NO CÁLCULO FINANCEIRO DOS IMPACTOS TÉCNICOS	47
4.6	AMBIENTE COMPUTACIONAL	48
4.7	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	49
5	Resultados e Discussões.....	50
5.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS	50
5.2	CONDIÇÕES DAS SIMULAÇÕES	50
5.3	IMPACTOS TÉCNICOS E FINANCEIROS	51
5.3.1	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS	51
5.3.2	SISTEMAS FOTOVOLTAICOS E SISTEMAS DE ARMAZENAMENTO DE ENERGIA ..	55
5.4	ANÁLISE COMPARATIVA	74
5.5	CONSIDERAÇÕES FINAIS.....	76
6	Conclusões.....	77
	Referências Bibliográficas	79
	Apêndice	82
I	Resultados Simulações 1	83
II	Resultados Simulações 2	104
III	Resultados Simulações 3	125
IV	Resultados Simulações 4	146

LISTA DE FIGURAS

1.1	Porcentagem da energia consumida nos anos 2000, 2010 e 2021 para diferentes fontes de energia (BP, 2022a).	1
1.2	Potência instalada, em <i>GW</i> , das fontes de energia eólica e solar ao longo dos anos (BP, 2022b).	2
1.3	Potência instalada, em <i>GW</i> , da geração solar no Brasil ao longo dos anos.	3
2.1	Esquema da disposição dos elementos da rede elétrica com a geração centralizada e geração distribuída (SOLAR, 2021).	9
2.2	Ilustração do modelo do SFV (RADATZ et al., 2020).	11
2.3	Histórico dos preços de baterias de íon de lítio ao longo dos últimos anos. Os valores apresentados são dados em <i>US\$/kWh</i> (BNEF, 2022).	13
2.4	Ilustração dos elementos presentes na modelagem do SAE (CELISO et al., 2020).	14
2.5	Limites de tensão estabelecidos pela ANEEL (ANEEL, 2021c).	15
2.6	Curva de carga média do ano de 2022 (ONS, 2023).	18
2.7	Representação do funcionamento de um sistema elétrico (ANEEL, 2021a).	19
3.1	Diagrama para identificação dos impactos técnicos e financeiros decorrentes da inserção de SFV e SAE.	23
3.2	Fluxograma para obtenção dos impactos técnicos.	33
3.3	Fluxograma para obtenção dos impactos financeiros.	38
4.1	Curvas de carga residencial, comercial e industrial.	42
4.2	Curva de eficiência do inversor em função da potência de entrada (EPRI, 2011).	43
4.3	Curva de fator de temperatura em função da temperatura do SFV (EPRI, 2011). ...	44
4.4	Temperaturas ambiente registradas pelo INMET ao longo do ano de 2022 (INMET, 2022).	45
4.5	Irradiância registrada pelo INMET ao longo do ano de 2022 (INMET, 2022).	45
4.6	Velocidade do vento registrada pelo INMET ao longo do ano de 2022 (INMET, 2022). ..	46
4.7	Temperatura estimada do SFV a partir do modelo (TAMIZHMANI et al., 2003).	47
4.8	Valores históricos e tendência do CE de 2011 a 2047 (ANEEL, 2023a).	48
5.1	Geração fotovoltaica para diferentes níveis de penetração de SFV.	51
5.2	Demanda do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV.	52
5.3	Perdas técnicas do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV.	53
5.4	Violações de tensão do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV.	53

5.5	Monetização dos impactos técnicos decorrentes da introdução de SFV para diferentes níveis de penetração.	54
5.6	SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.	55
5.7	Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.	56
5.8	Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.	57
5.9	Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.	58
5.10	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.	59
5.11	Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle horária.	60
5.12	SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	61
5.13	Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	61
5.14	Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	62
5.15	Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	63
5.16	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.	64
5.17	Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.	65
5.18	SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração.	66
5.19	Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração.	66
5.20	Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração.	67
5.21	Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração.	68
5.22	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre consumo e geração.	68

5.23	Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre consumo e geração.	69
5.24	SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração SoC \approx 100%.....	70
5.25	Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração SoC \approx 100%.	71
5.26	Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração SoC \approx 100%.	72
5.27	Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração SoC \approx 100%.....	72
5.28	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre consumo e geração.	73
5.29	Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre consumo e geração.	74
I.1	SoC do SAE para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	83
I.2	Demanda do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	83
I.3	Perdas técnicas do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	84
I.4	Violações de tensão do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	84
I.5	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 10% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.....	85
I.6	SoC do SAE para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	85
I.7	Demanda do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	86
I.8	Perdas técnicas do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	86
I.9	Violações de tensão do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	87

I.10	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 20% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.....	87
I.11	SoC do SAE para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	88
I.12	Demanda do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	88
I.13	Perdas técnicas do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	89
I.14	Violações de tensão do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	89
I.15	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 30% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.....	90
I.16	SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	90
I.17	Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	91
I.18	Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	91
I.19	Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	92
I.20	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.....	92
I.21	SoC do SAE para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	93
I.22	Demanda do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	93
I.23	Perdas técnicas do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	94
I.24	Violações de tensão do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	94
I.25	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 50% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.....	95
I.26	SoC do SAE para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	95
I.27	Demanda do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	96
I.28	Perdas técnicas do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	96

I.29	Violações de tensão do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	97
I.30	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 60% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.....	97
I.31	SoC do SAE para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	98
I.32	Demanda do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	98
I.33	Perdas técnicas do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	99
I.34	Violações de tensão do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	99
I.35	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 70% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.....	100
I.36	SoC do SAE para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	100
I.37	Demanda do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	101
I.38	Perdas técnicas do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	101
I.39	Violações de tensão do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.....	102
I.40	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 80% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.....	102
I.41	Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle horária.....	103
II.1	SoC do SAE para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.....	104
II.2	Demanda do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.....	104
II.3	Perdas técnicas do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.....	105
II.4	Violações de tensão do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	105
II.5	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 10% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.	106

II.6	SoC do SAE para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.....	106
II.7	Demanda do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.....	107
II.8	Perdas técnicas do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.....	107
II.9	Violações de tensão do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	108
II.10	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 20% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.	108
II.11	SoC do SAE para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	109
II.12	Demanda do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.....	109
II.13	Perdas técnicas do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.....	110
II.14	Violações de tensão do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	110
II.15	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 30% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.	111
II.16	SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	111
II.17	Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.....	112
II.18	Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	112
II.19	Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	113
II.20	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.	113
II.21	SoC do SAE para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	114
II.22	Demanda do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.....	114
II.23	Perdas técnicas do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	115
II.24	Violações de tensão do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	115

II.25	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 50% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.	116
II.26	SoC do SAE para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	116
II.27	Demanda do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	117
II.28	Perdas técnicas do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	117
II.29	Violações de tensão do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	118
II.30	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 60% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.	118
II.31	SoC do SAE para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	119
II.32	Demanda do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	119
II.33	Perdas técnicas do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	120
II.34	Violações de tensão do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	120
II.35	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 70% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.	121
II.36	SoC do SAE para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	121
II.37	Demanda do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	122
II.38	Perdas técnicas do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	122
II.39	Violações de tensão do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.	123
II.40	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 80% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.	123
II.41	Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.	124
III.1	SoC do SAE para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	125

III.2	Demanda do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	125
III.3	Perdas técnicas do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	126
III.4	Violações de tensão do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	126
III.5	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 10% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.....	127
III.6	SoC do SAE para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	127
III.7	Demanda do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	128
III.8	Perdas técnicas do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	128
III.9	Violações de tensão do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	129
III.10	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 20% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.....	129
III.11	SoC do SAE para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	130
III.12	Demanda do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	130
III.13	Perdas técnicas do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	131
III.14	Violações de tensão do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	131
III.15	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 30% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.....	132
III.16	SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	132
III.17	Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	133
III.18	Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	133
III.19	Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	134

III.20	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.....	134
III.21	SoC do SAE para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	135
III.22	Demanda do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	135
III.23	Perdas técnicas do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	136
III.24	Violações de tensão do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	136
III.25	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 50% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.....	137
III.26	SoC do SAE para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	137
III.27	Demanda do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	138
III.28	Perdas técnicas do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	138
III.29	Violações de tensão do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	139
III.30	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 60% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.....	139
III.31	SoC do SAE para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	140
III.32	Demanda do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	140
III.33	Perdas técnicas do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	141
III.34	Violações de tensão do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	141
III.35	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 70% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.....	142
III.36	SoC do SAE para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	142

III.37	Demanda do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	143
III.38	Perdas técnicas do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	143
III.39	Violações de tensão do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.	144
III.40	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 80% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.	144
III.41	Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.	145
IV.1	SoC do SAE para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.	146
IV.2	Demanda do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.	146
IV.3	Perdas técnicas do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.	147
IV.4	Violações de tensão do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.	147
IV.5	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 10% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.	148
IV.6	SoC do SAE para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.	148
IV.7	Demanda do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.	149
IV.8	Perdas técnicas do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.	149
IV.9	Violações de tensão do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.	150

IV.10	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 20% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	150
IV.11	SoC do SAE para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	151
IV.12	Demanda do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	151
IV.13	Perdas técnicas do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	152
IV.14	Violações de tensão do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	152
IV.15	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 30% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	153
IV.16	SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	153
IV.17	Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	154
IV.18	Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	154
IV.19	Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	155
IV.20	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	155
IV.21	SoC do SAE para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	156
IV.22	Demanda do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	156
IV.23	Perdas técnicas do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	157

IV.24	Violações de tensão do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	157
IV.25	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 50% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	158
IV.26	SoC do SAE para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	158
IV.27	Demanda do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	159
IV.28	Perdas técnicas do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	159
IV.29	Violações de tensão do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	160
IV.30	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 60% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	160
IV.31	SoC do SAE para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	161
IV.32	Demanda do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	161
IV.33	Perdas técnicas do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	162
IV.34	Violações de tensão do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	162
IV.35	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 70% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	163
IV.36	SoC do SAE para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	163
IV.37	Demanda do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	164

IV.38	Perdas técnicas do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.	164
IV.39	Violações de tensão do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.....	165
IV.40	Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 80% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.	165
IV.41	Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.	166

LISTA DE TABELAS

3.1	Limites de tensão de fase em regime permanente estabelecidos pela ANEEL.....	24
4.1	Dados do alimentador analisado.	42
4.2	Especificações técnicas das baterias <i>Tesla Powerwall 2</i> , utilizadas como referência na modelagem dos SAEs (TESLA, 2019).....	44
4.3	Dados empregados na valoração dos impactos técnicos.	47
5.1	Esperança do valor presente da monetização dos impactos técnicos decorrentes da introdução dos RED para a estratégia de controle horária.....	74
5.2	Esperança do valor presente da monetização dos impactos técnicos decorrentes da introdução dos RED para a estratégia de controle horária SoC = 100%.	75
5.3	Esperança do valor presente da monetização dos impactos técnicos decorrentes da introdução dos RED para a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.	75
5.4	Esperança do valor presente da monetização dos impactos técnicos decorrentes da introdução dos RED para a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.	76

LISTA DE SÍMBOLOS

Variáveis

$comp_{tensao}$	Compensação financeira repassada ao titular da UC	[R\$]
$CA_{aliment}$	Consumo anual do alimentador	[kWh]
CE	Custo do mix de compra de energia	[R\$/kWh]
CME	Custo Marginal de Expansão	[R\$/kW]
$CMPC$	Custo médio ponderado do capital	[%]
CV	Coefficiente de Variação	
CV_d	Valor máximo do coeficiente de variação referente aos dias	
CV_S	Valor máximo do coeficiente de variação referente às posições d	
C_F	Fator de capacidade do SAE	[%]
C_{SAE}^{MAX}	Capacidade máxima de armazenamento do SAE	[kWh]
$C_{SAE}(t)$	Capacidade de armazenamento do SAE no instante de tempo t	[kWh]
D_0	Demanda para o caso em que o nível de penetração é igual a zero	[kW]
D_d	Demanda de pico do dia d simulado com probabilidade de 95% de não ser excedida	[kW]
D_h	Demanda de todas as UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado	[kW]
D_{h_i}	Demanda da UC i durante a hora h	[kW]
D_i	Demanda da UC i para a hora h	[kW]
D_{pen}	Demanda de pico para o cenário de penetração pen	[kW]
D_S	Demanda de pico da posição de sorteio S	[kW]
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica	[%]
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária	[%]
$D_{\pen	Valor da monetização da demanda de pico para um dado nível de penetração	[R\$]
E	Consumo médio diário da UC	[kWh/dia]
EU_{SD}	Encargo de Uso do Sistema de Distribuição	[R\$]
$E[VP]$	Valor esperado da variável aleatória VP	
FP	Fator de potência do inversor	
HSP	Horas de Sol Pleno	[kWh/m ² dia]
H_C	Tempo total de carga	[horas]
I	Corrente elétrica que flui pelo condutor	[A]

$Irr(t)$	Irradiância incidente no módulo fotovoltaico relativa ao valor típico de pico da irradiância na superfície terrestre para o instante de tempo t	[<i>p.u.</i>]
k	Pico da irradiância típico da superfície terrestre	[<i>kW/m²</i>]
L_0	Perdas técnicas para o caso em que o nível de penetração é igual a zero	[<i>kWh</i>]
L_d	Perdas técnicas do dia d simulado para o posicionamento S	[<i>kWh</i>]
L_h	Perdas técnicas de todas as UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado	[<i>kWh</i>]
L_{pen}	Perdas técnicas para o cenário de penetração pen	[<i>kWh</i>]
L_S	Perdas técnicas da posição de sorteio S para o nível de penetração pen	[<i>kWh</i>]
$L_{\$,t}^{pen}$	Valor da monetização das perdas técnicas para um dado nível de penetração pen e ano t	[<i>R\$/ano</i>]
n	Número de simulações realizadas	
N_d^{min}	Número mínimo de dias simulados	[<i>dias</i>]
N_d^{max}	Número máximo de dias simulados	[<i>dias</i>]
N_S^{min}	Número mínimo de posições a serem simuladas	[<i>dias</i>]
N_S^{max}	Número máximo de posições a serem simuladas	[<i>dias</i>]
N_{UC_s}	Total de UCs presentes no alimentador	
N_ϕ	Total de fases presentes no alimentador	
nlc	Maior valor, entre as fases medidas, do número de leituras situadas na faixa crítica	
nlp	Maior valor, entre as fases medidas, do número de leituras situadas na faixa precária	
$P_{bat}^{recarga}(t)$	Potência CC de carga da bateria para o instante de tempo t	[<i>kW</i>]
$P_{bat}^{descarga}(t)$	Potência CC de descarga da bateria	[<i>kW</i>]
$P_{CA}(t)$	Potência ativa de saída do inversor para o instante de tempo t	
$P_{CC}(t)$	Potência Gerada pelo SFV, em CC, para o instante de tempo t	[<i>kW</i>]
P_h	Potência gerada pelo SFV durante a hora h	[<i>kW</i>]
P_L	Potência dissipada em condutores	[<i>W</i>]
pen_{SFV}	Nível de penetração do SFV	[<i>%</i>]
$P_{oci}(t)$	Perdas por ociosidade da bateria	[<i>kW</i>]
P_{penSFV}	Potência instalada dos SFVs para um dado nível de penetração pen_{SFV}	[<i>kW</i>]
PR	<i>Performance ratio</i>	[<i>kW</i>]
P_{rec}^{CGF}	Potência de recarga do SAE da estratégia de controle horária	[<i>kW</i>]
P_{rec}^{CGV}	Potência de recarga do SAE da estratégia de controle horária SoC = 100%	[<i>kW</i>]
P_{rec}^{HF}	Potência de recarga do SAE da estratégia de controle diferença entre geração e consumo	[<i>kW</i>]

P_{rec}^{HV}	Potência de recarga do SAE da estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$	[kW]
P_{SFV}	Potência máxima instalada do SFV da UC	[kW]
P_{SFV_i}	Potência máxima instalada do SFV da UC i	[kW]
P_{SFV}^{max}	Potência máxima instalada de SFV para o alimentador	[kW]
$p(VP_i)$	Probabilidade de ocorrência da variável aleatória VP_i	
$Q_{CA}(t)$	Potência reativa de saída do inversor para o instante de tempo t	[kVar]
R	Resistência do condutor	[Ω]
$SoC(t)$	Estado de carga do SAE no instante de tempo t	[%]
$T_{ambiente}(t)$	Temperatura ambiente	[$^{\circ}C$]
$T_{SFV}(t)$	Temperatura do SFV	[$^{\circ}C$]
$TUSD$	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição	[R\$/kWh]
V_0	Valor relativo médio das violações de tensão para o caso em que o nível de penetração é igual a zero	[%]
V_d	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para o dia d simulado	[%]
V_h	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para a hora h do dia d simulado	[%]
$V_{i,\phi}$	Violação de tensão em regime permanente da fase ϕ do barramento de conexão da UC i	
V_S	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para um sorteio de posicionamento S	[%]
V_{pen}	Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para um cenário de penetração pen	[%]
VP_i	Valor i da variável aleatória VP	
VP_D^{pen}	Valor presente referente aos custos gerados pela demanda de pico decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen	[R\$]
VP_L^{pen}	Valor presente referente aos custos gerados pelas perdas técnicas decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen	[R\$]
VP_{total}^{pen}	Valor presente total referente aos custos gerados pela inserção de RED para um nível de penetração pen	[R\$]
VP_V^{pen}	Valor presente referente aos custos gerados pelas violações de tensão decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen	[R\$]
$v_{vento}(t)$	Velocidade do vento	[m/s]
V_{\S}^{pen}	Valor da monetização dos níveis de tensão para um dado nível de penetração	[R\$]
α	Ganho de potência do SAE	[%]

ΔD_S	Varição do valor da demanda de pico para o sorteio S em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero	[kW]
ΔL_S	Varição do valor das perdas técnicas para o sorteio S em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero	[kWh]
ΔV_S	Varição do valor percentual das violações de tensão para o posicionamento S em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero	[%]
ΔD_{pen}	Varição do valor da demanda de pico para o nível de penetração pen obtida através da função de distribuição de frequência relativa de ΔD_S	[kW]
ΔL_{pen}	Varição do valor das perdas técnicas para o nível de penetração pen obtida através da função de distribuição de frequência relativa de ΔL_S	[kWh]
ΔV_{pen}	Varição do valor percentual das violações de tensão para o nível de penetração pen obtida através da função de distribuição de frequência relativa de ΔV_S	[%]
Φ_i	Total de fases existentes na conexão da UC i ao barramento	
η_{SAE}	Eficiência da carga/descarga da bateria	[%]
$\eta_{Inv}(P_{CC}(t))$	Rendimento da conversão CC-CA do inversor para dada $P_{CC}(t)$ no instante de tempo t	
$\eta_T(T_{SFV}(t))$	Rendimento do módulo fotovoltaico para dada temperatura do SFV para o instante de tempo t	
$\sigma [VP]$	Desvio padrão da variável aleatória VP	
$\sigma^2 [VP]$	Variância da variável aleatória VP	
σ_x	Desvio padrão da variável em análise x	
μ_x	Média da variável em análise x	

Siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CE	Custo do Mix de Compra de Energia
CME	Custo Marginal de Expansão
CMPC	Custo Médio Ponderado do Capital
DF	Distrito Federal
DRC	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
ECC	Estratégia de Controle Coordenada
ECNC	Estratégia de Controle Não-Coordenada
EDE	Empresa de Distribuição de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EUSD	Encargo do Uso do Sistema de Distribuição
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
GW	Gigawatt
HSP	Horas de Sol Pleno
INMET	Instituto Nacional de Meteorologia
kWh	Kilowatthora
MOT	Módulo de Operação em Tempo-Real
MP	Módulo de Prognóstico
MT	Média Tensão
MW	Megawatt
ODS	Objetivos de Desenvolvimento Sustentável
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
ONU	Organização das Nações Unidas
PR	<i>Performance Ratio</i>
p.u.	Por Unidade
RED	Recursos Energéticos Distribuídos
SAE	Sistemas de Armazenamento de Energia
SFV	Sistemas Fotovoltaicos
SoC	<i>State of Charge</i>
UC	Unidade Consumidora
UnB	Universidade de Brasília
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VE	Veículos Elétricos

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contextualização

Em um cenário atual, a demanda energética do planeta tem crescido continuamente. Com a intensificação do efeito estufa e a grande quantidade de emissões de poluentes na atmosfera terrestre, organizações globais têm unido esforços para transformar a Terra em um lugar mais sustentável. Dentre as principais metas estabelecidas para o cumprimento desse objetivo estão a redução da emissão dos gases prejudiciais à atmosfera e o desenvolvimento sustentável. Nesse sentido, temas como a transição energética têm se tornado mais frequentes nas discussões globais.

Historicamente, a matriz energética global é predominantemente fóssil e não renovável. Na Figura 1.1, são exibidas as porcentagens de consumo para cada tipo de fonte de energia nos anos 2000, 2010 e 2021.

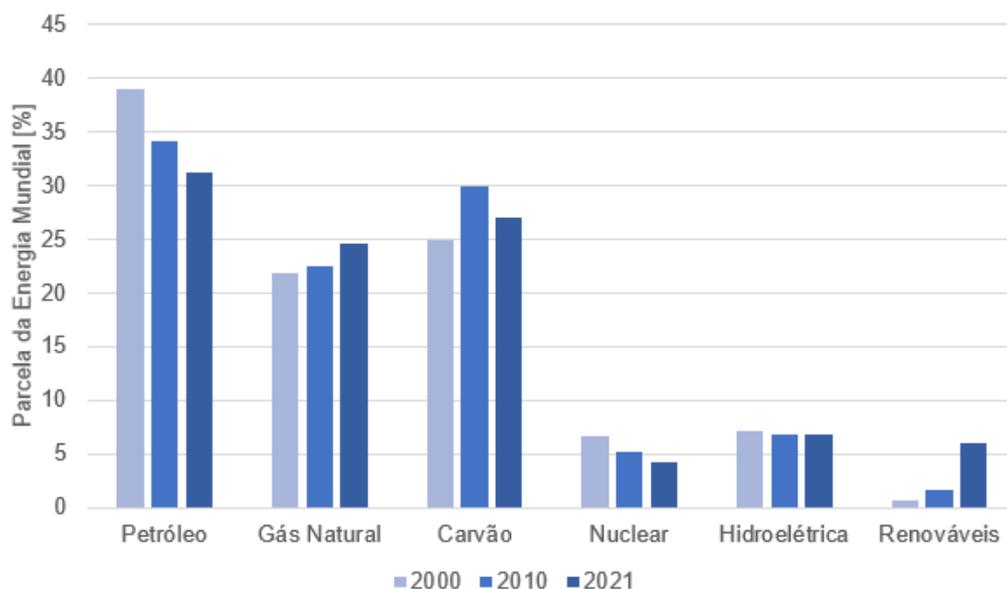


Figura 1.1: Porcentagem da energia consumida nos anos 2000, 2010 e 2021 para diferentes fontes de energia (BP, 2022a).

Nota-se pela Figura 1.1 que mais de 80% da matriz energética do mundo é composta por fontes fósseis, que além de serem não renováveis, aceleram a intensificação do efeito estufa, acarretando no aquecimento global. Entretanto, percebe-se um aumento considerável das energias renováveis desde o início dos anos 2000, que subiu de 0,61% para 6,06% no ano de 2021. Como uma alternativas às fontes tradicionais de geração de energia elétrica, a energia solar tem ganhado importância no mercado por se mostrar uma fonte limpa, ou seja, sem emissão de gases do efeito estufa, além de ser renovável.

A Organização das Nações Unidas (ONU) lançou em 2015 a Agenda 2030 que tem como principal objetivo alcançar medidas de sustentabilidade até o ano de 2030 (ONU, 2023). Os 193 Estados membros da ONU se comprometeram a adotar medidas para atingir as metas estabelecidas. O Objetivo de Desenvolvimento Sustentável (ODS) número 7 está pautado em assegurar o acesso confiável, sustentável, moderno e a preço acessível à energia para a sociedade. Nesse contexto, espera-se aumentar a participação de energias renováveis na matriz energética mundial.

Nas últimas décadas, o crescimento da potência instalada de fontes renováveis como a eólica e solar tem ganhado destaque. A Figura 1.2 mostra a potência instalada no planeta, em *GW*, para as gerações solar e eólica registradas a partir do período de 1997. A curva em azul representa a capacidade de geração eólica, enquanto que em verde está representada a potência instalada referente à geração solar.

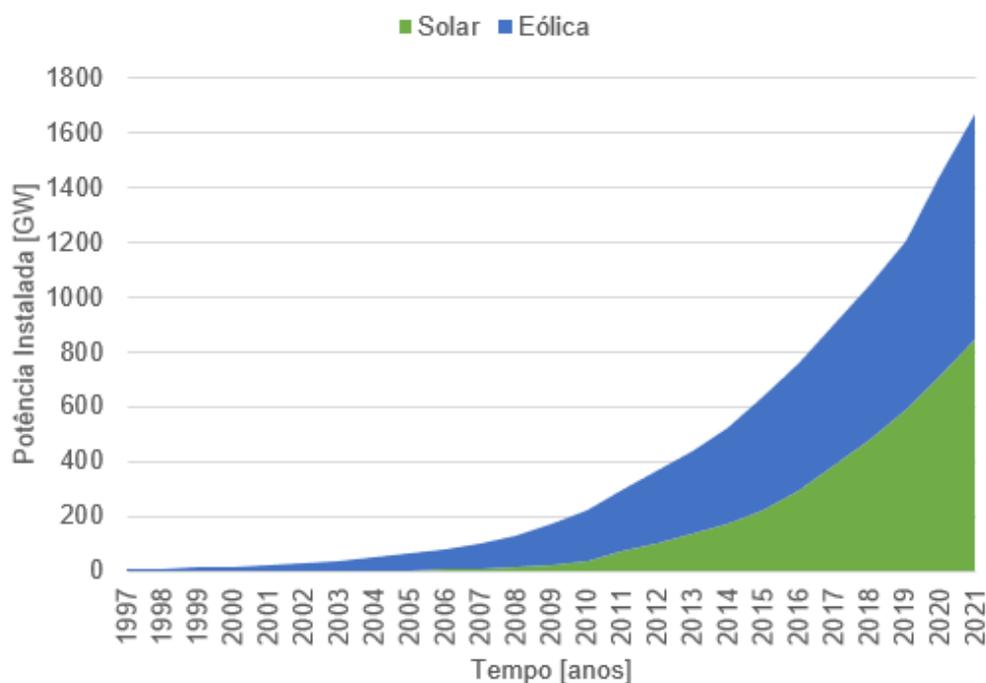


Figura 1.2: Potência instalada, em *GW*, das fontes de energia eólica e solar ao longo dos anos (BP, 2022b).

Como pode ser observado pela Figura 1.2, de 1997 a 2007, a potência instalada de geração eólica era inferior a 100 *GW* no mundo. Para o caso da geração solar, até 2012, a potência instalada registrada era de aproximadamente 100 *GW*. É interessante notar que o crescimento

da geração solar é da ordem de 700% do ano de 2012 para o ano de 2021, quando se considera o planeta.

A Figura 1.3 representa a capacidade instalada para a geração solar no Brasil no período de 2010 até 2021.

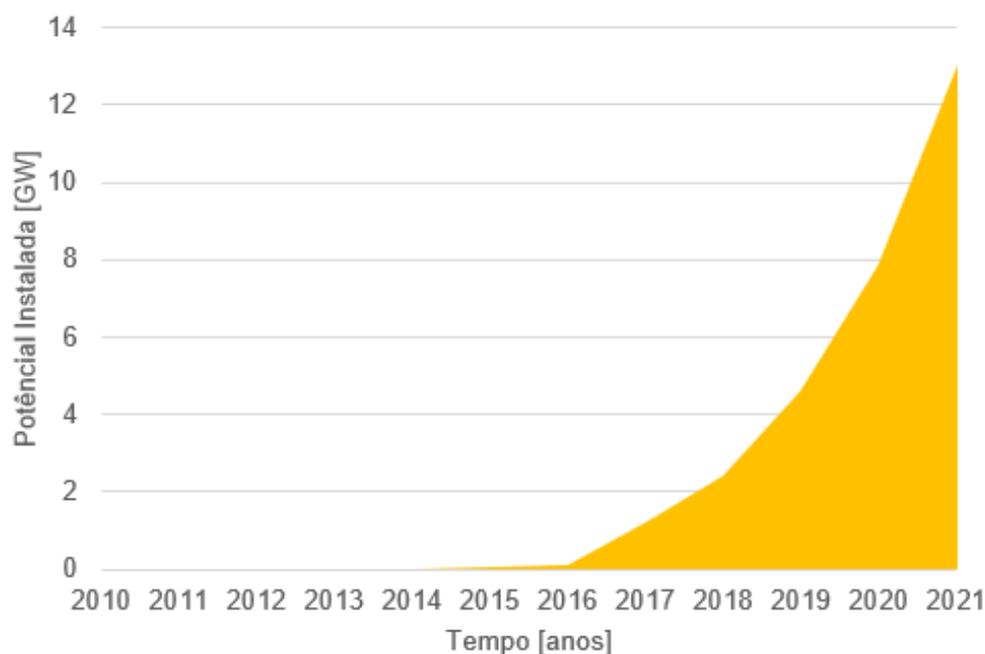


Figura 1.3: Potência instalada, em *GW*, da geração solar no Brasil ao longo dos anos.

Comparando o crescimento da geração solar em um mesmo período, levando em consideração o panorama internacional, Figura 1.2, e o brasileiro, Figura 1.3, é possível observar entre 2012 e 2021 que o crescimento é de 700% para o primeiro caso. No segundo caso, a geração solar em 2021 apresentou um crescimento de mais de 1000% em relação à potência instalada em 2017.

Não obstante, tem-se observado, além dos sistemas fotovoltaicos (SFV), o crescimento de outras tecnologias como os sistemas de armazenamento de energia (SAE) e os veículos elétricos (VEs), caracterizados como recursos energéticos distribuídos (RED). Segundo a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), os RED têm o potencial disruptivo no âmbito do setor elétrico internacional. Pela sua definição, os RED são tecnologias de geração ou armazenamento que se encontram localizadas próximas às unidades consumidoras (UCs), atrás do medidor (EPE, 2018).

Entretanto, tais tecnologias são responsáveis por introduzir um nível de incerteza sobre diversos aspectos da rede, como a demanda, as perdas técnicas e os níveis de tensão. Isso se deve ao fato de que os RED acabam por mudar as características da potência que flui pela rede. A título de exemplo, a geração fotovoltaica depende das condições climáticas e horárias. Por outro lado, os SAE flexibilizam as condições de operação desses recursos, viabilizando um maior controle da rede. Nesse contexto, as interações entre a rede e os SFV ocorrem de maneira distinta ao se introduzir os SAE, resultando em diferentes consequências para a demanda, as perdas técnicas e as violações de tensão.

A demanda está associada à potência fornecida pelo alimentador para um dado instante de tempo. Nesse contexto, conforme as cargas na rede são acionadas, a demanda aumenta. Para regiões predominantemente residenciais, a maior parte das cargas é acionada entre as 18 e 23 horas. Os geradores fotovoltaicos têm a capacidade de amenizá-la, tendo em vista que a injeção de potência gerada pelos SFV tem como consequência a redução da demanda do transformador. Isso implica na redução da corrente fornecida pelo alimentador, evitando a operação em condições de sobrecarga, contribuindo para o aumento da vida útil do equipamento (VIEIRA, 2016; STECANELLA, 2020; CARVALHO, 2021; CAMARGOS, 2022).

Entretanto, o período característico da geração dos SFV é diferente do pico da demanda observada nos alimentadores. Nesse contexto, os sistemas de armazenamento de energia (SAE) podem ser utilizados para incorporar uma maior flexibilidade na operação da rede, tendo em vista que possibilitam armazenar a energia durante um determinado período do dia e quando for conveniente, descarregá-la. Dessa forma, uma alternativa para reduzir a demanda de pico do alimentador é ajustar os SAE para que eles injetem potência durante o período da noite, aliviando uma parte da demanda que outrora era fornecida única e exclusivamente pelo alimentador.

Outro fator a ser mencionado são as perdas técnicas na rede de distribuição, que estão relacionadas com a quantidade de energia que é dissipada na rede, resultando em uma menor eficiência de operação do sistema. De maneira geral, as perdas estão associadas à corrente que flui pela rede, à distância percorrida e aos processos de conversão de energia de máquinas elétricas como os transformadores. Quanto mais corrente é fornecida pelo alimentador, maior é a dissipação de energia na rede. Adicionalmente, para distâncias maiores, a impedância dos condutores se torna mais elevada, acarretando em maiores perdas para o sistema. Com a introdução de geradores distribuídos na rede, parte da potência fornecida para os consumidores se encontra bem próxima às UCs, reduzindo as perdas por conversão de energia e reduzindo a corrente fornecida pelo alimentador (VIEIRA, 2016; STECANELLA, 2020; CARVALHO, 2021; CAMARGOS, 2022). Entretanto, isso ocorre apenas para o período em que há geração fotovoltaica, limitando-se ao período em que há irradiação solar. Com a introdução dos SAE, a redução das perdas elétricas pode se tornar ainda mais efetiva considerando que as baterias podem injetar a potência acumulada na rede em um momento mais adequado, por exemplo, durante os momentos em que a demanda do sistema se torna muito elevada, visando a redução da corrente elétrica fornecida pelo alimentador, ocasionando na redução das perdas.

Por fim, a tensão da rede elétrica deve ser mantida dentro de uma faixa para que equipamentos funcionem de forma adequada. Caso os níveis de tensão caiam, se observará um mau funcionamento das cargas. Por outro lado, caso os níveis aumentem atingindo faixas críticas, os equipamentos podem ser danificados, resultando em um prejuízo para o consumidor e para a distribuidora. Um problema comum nas redes de distribuição é o afundamento da tensão nos períodos em que a demanda se torna elevada, agravando as violações de tensão nesses momentos. Com a introdução de SFV, um outro problema está relacionado com a elevação da tensão durante o período da geração. Para maiores níveis de penetração dos SFV, a geração fotovoltaica excede o consumo das UCs. Como a potência não é consumida, ocorre o incremento dos níveis de tensão da rede (VIEIRA, 2016; STECANELLA, 2020; CARVALHO, 2021; CAMARGOS, 2022).

Os SAE podem proporcionar regulação de tensão na rede de distribuição, tendo em vista que eles conseguem armazenar a energia produzida em excesso, no período de pico da geração fotovoltaica, amenizando os problemas de sobretensão. Além disso, no momento de descarregá-los, durante a noite, a injeção de potência contribui para a mitigação dos problemas das quedas de tensão.

Existem duas formas principais de se coordenar a operação dos SAE, a saber: estratégias de controle coordenadas (ECC) e estratégias de controle não-coordenadas (ECNC). Em geral, o primeiro caso é formulado com base nas definições relacionadas à otimização, às restrições aplicadas e ao método empregado. Dessa forma, o despacho das baterias é controlado por meio da troca de informações entre as baterias que se localizam nas UCs e a empresa de distribuição de energia (EDE). Nesse aspecto, requer-se uma infraestrutura de comunicação na rede com o objetivo de realizar a transferência de dados entre a EDE e as baterias que estão localizadas nas UCs. No entanto, grande parte da infraestrutura atual não dispõe desses recursos, tornando esse processo complexo e custoso.

Por outro lado, as ECNC não dependem da troca de informações entre as UCs e as EDEs para o despacho dos SAE. Apenas é necessário determinar os parâmetros de forma local nas UCs, visando-se o fornecimento de serviços ancilares, facilitando o processo de implementação e disseminação das baterias. Com a introdução dos SAE na rede há uma maior flexibilidade no uso da energia no que tange à possibilidade de armazená-la quando for conveniente, e injetá-la na rede em momentos propícios. Com isso, os impactos resultantes do aumento da penetração de SFV podem ser mitigados pela inserção dos SAE.

A seção seguinte tem como objetivo apresentar uma revisão bibliográfica de estudos que contemplam os impactos decorrentes da inserção de RED na rede de distribuição. Além disso, os trabalhos abrangem a utilização de SAE com o intuito de executar serviços ancilares no tocante à redução da demanda de pico, das perdas técnicas, regulação de tensão e frequência.

1.2 Estado da Arte

No trabalho publicado por (KUMAR et al., 2019), os autores propuseram uma nova metodologia para otimizar a alocação e a operação de geração eólica, SAE e capacitor *shunt*, em conjunto com o fornecimento de serviços ancilares distribuídos. Empregando tal metodologia, eles objetivaram minimizar as perdas elétricas anuais no sistema de distribuição e reduzir os desvios dos níveis de tensão e as variações de demanda das cargas. Como resultado deste estudo foi possível observar uma melhora nas perdas energéticas, bem como um aumento do fator de potência, caracterizando uma maior eficiência do sistema de distribuição. No entanto, não são considerados geradores fotovoltaicos no estudo de caso, e ainda, não foi efetuada uma análise financeira.

Maeyaert, Vandeveld e Döring (2020) propuseram uma estratégia de preços variáveis para incentivar os prosumidores a fornecerem alguns serviços ancilares que visam a redução de custos, minimização das perdas e regulação de frequência. Deste estudo, foi possível observar melhorias nos perfis de tensão e redução de perdas nas redes devido ao *congestion relief*. Cabe ressaltar que é avaliada uma única condição, ou seja, um único nível de penetração no qual 44 dos 55

consumidores possuem uma instalação fotovoltaica. Neste estudo, não foi efetuada uma análise financeira (MAEYAERT; VANDEVELDE; DÖRING, 2020).

Em (SARABI et al., 2016), é realizada a avaliação estatística da possibilidade de se utilizar frotas de veículos elétricos para se executar serviços ancilares via *vehicle-to-grid* (V2G). Os serviços ancilares são providos diariamente por meio da energia disponibilizada pelos veículos elétricos durante o período em que eles estão conectados à rede, em casa ou no trabalho. O estudo de caso é realizado considerando-se as projeções de crescimento de VE para a cidade de Niort, na França. Os resultados demonstram que os serviços ancilares (de *Peak Power Shaving*, redução das perdas técnicas, regulação da frequência) se mostram cada vez mais competitivos de acordo com o aumento da quantidade de veículos elétricos presentes na rede. No entanto, não se considera a presença de sistemas fotovoltaicos e os seus respectivos impactos sobre as redes de distribuição. Além disso, não é executada uma análise financeira sobre a oferta dos serviços ancilares.

Um sistema de gerenciamento de energia é proposto em (SHAFIQUE et al., 2021) com o intuito de se aplicar *peak shaving* e regulação de frequência para uma instalação local, além de melhorar o retorno econômico do investimento efetuado pelos prosumidores. Os autores executaram um estudo de caso real em Estocolmo, na Suécia, de um edifício comercial. Observou-se uma redução média mensal de 13% da demanda de pico e uma contribuição de 479 horas mensais na regulação de frequência. No entanto, o estudo de caso é específico para uma unidade consumidora comercial na Suécia. Os resultados apresentados são válidos apenas para os perfis de consumo da empresa, ou seja, apenas para serviços locais, não demonstrando os impactos regionais em uma rede de distribuição. Neste estudo, não foi efetuada uma análise financeira.

Em (YU; NDUKA; PAL, 2020) é desenvolvida uma estratégia de recarga e descarga de veículos elétricos em *microgrids* com o intuito de reduzir as perdas elétricas no sistema de distribuição e a degradação das baterias, além de realizar *peak shaving*. O método desenvolvido reduziu em 4,4% as perdas e em 17,8% a capacidade da geração distribuída (GD), para o cenário comercial. Para o caso residencial, houve uma redução de 13,9% e 27,0%, respectivamente. No entanto, a investigação se limita a apenas um estado de carga inicial das baterias, que é fixado em 30%. Cabe ainda ressaltar que, os autores consideram somente dois níveis de penetração da geração distribuída. Neste estudo, não foi realizada uma análise financeira.

Conforme exposto acima, depreende-se que a escolha adequada de uma estratégia de controle de SAE viabiliza a redução de problemas na rede de tensão. Uma forma de se estimular a disseminação das baterias é por meio do incentivo financeiro aos consumidores que aderem ao uso dessas tecnologias visando à minimização dos impactos técnicos na rede decorrentes da introdução de SFV. Com a inserção de SAE, verifica-se que é factível utilizá-las de forma a garantir melhorias na rede de distribuição. Tais melhorias são traduzidas em benefícios financeiros sob a perspectiva das distribuidoras. Como forma de retribuir e motivar o consumidor, pode-se estabelecer estímulo regulatórios ou tarifários com o intuito de se disseminar tais recursos.

Posto isso, verifica-se na literatura uma lacuna no que diz respeito à trabalhos que proponham estratégias de controle de baterias em conjunto com SFV com o objetivo de executar serviços ancilares, mais especificamente, sobre a regulação da tensão.

1.3 Objetivos e Contribuições

Este trabalho tem como objetivo avaliar tecnicamente e financeiramente quais são os impactos na rede elétrica decorrentes da inserção de geradores fotovoltaicos distribuídos e SAE. Os SAE são introduzidos no sistema visando-se o controle de tensão do sistema (serviços ancilares). Para isso, serão realizadas as seguintes etapas:

- Avaliação de como os RED impactam tecnicamente um alimentador real da rede de distribuição, considerando a utilização de SAE para mitigar problemas de tensão;
- Efetuar a análise técnica considerando parâmetros sazonais na modelagem dos SFV e diferentes estratégias de controle do SAE;
- Monetizar, considerando a perspectiva financeira das distribuidoras, os impactos técnicos decorrentes da inserção conjunta de SFV e SAE;
- Comparar os impactos técnicos e financeiros calculados para diversos níveis de penetração dos SFV e diferentes capacidades e estratégias de SAE; e
- Identificar os níveis de penetração e capacidade do SAE que promovem as mais significativas reduções de custos para a distribuidora.

1.4 Organização do Manuscrito

O trabalho a ser apresentado está organizado da seguinte maneira:

- O capítulo 2 expõe a fundamentação teórica dos RED bem como dos parâmetros de redes a serem analisados;
- O capítulo 3 apresenta a metodologia técnica e financeira para a identificação dos impactos resultantes da inserção de RED;
- O capítulo 4 exhibe os dados empregados na metodologia;
- O capítulo 5 descreve os resultados obtidos pela metodologia empregada para o caso de um alimentador real; e
- O capítulo 6 sintetiza as conclusões do estudo e aponta novas oportunidades a serem investigadas por trabalhos futuros.

Capítulo 2

Fundamentação Teórica

2.1 Considerações Iniciais

Posto que o trabalho aqui apresentado se direciona aos sistemas de distribuição contendo RED, os quais são compostos por SFV e SAE, o presente capítulo tem por objetivo principal a caracterização física e a fundamentação matemática que viabilize a modelagem de tais sistemas. A fim de que tal meta seja alcançada, o texto neste capítulo será organizado da seguinte forma:

A seção 2.2 apresenta a fundamentação sobre o dimensionamento e a modelagem dos SFVs das UCs.

Logo após, a seção 2.3 aborda tópicos relacionados ao dimensionamento e à modelagem dos SAEs.

Em seguida, a seção 2.4 expõe características referentes aos aspectos técnicos da rede de distribuição, dentre eles os níveis de tensão, a demanda de pico e as perdas técnicas.

Por fim, a seção 2.5 sintetiza as principais informações destacadas ao longo do capítulo.

2.2 Sistemas Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos podem ser empregados por meio da Geração Centralizada (GC) e da Geração Distribuída (GD). A GC corresponde às grandes usinas, geralmente, responsáveis por gerar elevadas parcelas de energia que são fornecidas aos consumidores. Normalmente, tais usinas estão localizadas distantes dos centros de distribuição, o que torna necessário o uso de linhas de transmissão para transportar a energia gerada até as distribuidoras.

Por outro lado, a GD corresponde a geradores que são dispostos de forma distribuída. Geralmente, a GD é caracterizada por uma menor potência de geração quando comparada à GC e se localiza próxima ou nas próprias UCs. Além disso, cabe destacar dois segmentos distintos da GD: a microgeração e a minigeração. No primeiro caso, estão contemplados os casos em que a potência instalada não ultrapassa 75 kW. No segundo caso, a potência instalada deve ser superior a 75 kW

e inferior ou igual a 5 MW (ANEEL, 2018).

A Figura 2.1 exemplifica a disposição dos elementos presentes no processo de geração, transmissão e distribuição de um sistema elétrico.

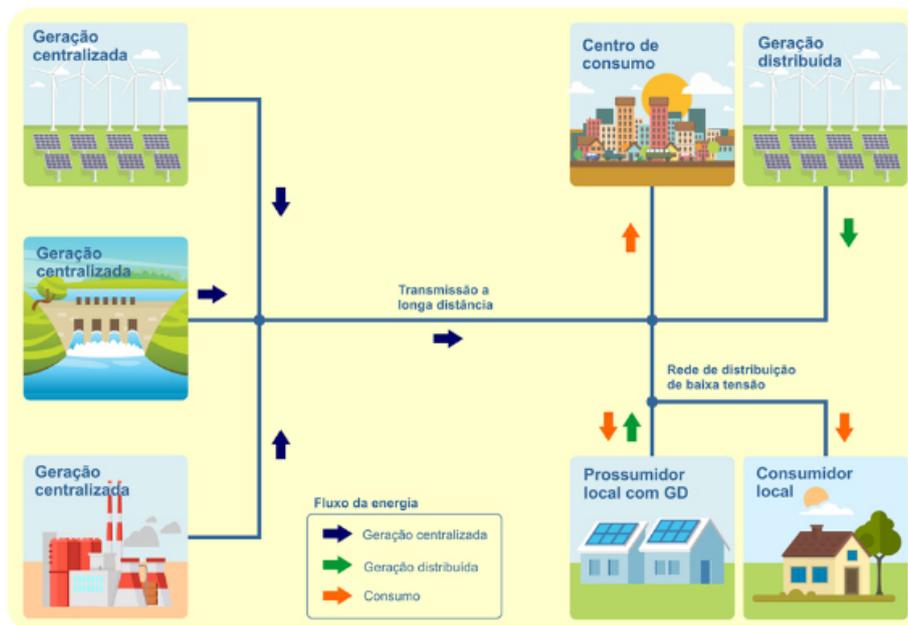


Figura 2.1: Esquema da disposição dos elementos da rede elétrica com a geração centralizada e geração distribuída (SOLAR, 2021).

Como pode ser observado, na esquerda são mostradas três maneiras distintas de se gerar energia elétrica, a saber: por meio de usinas fotovoltaicas, hidrelétricas e termelétricas. Esse processo ocorre de forma centralizada e distante dos consumidores finais. A energia que foi gerada é transmitida por longas distâncias via linhas de transmissão, como mostram as setas em azul. Por fim, esse fluxo se encerra nos consumidores finais, representados pelas setas em laranja. Por outro lado, à direita, é possível visualizar a GD, que se encontra próxima aos consumidores finais. Sendo assim, a energia gerada não precisa ser transmitida por longas distâncias. Para o caso de um cliente que gera e também consome energia, dá-se o nome de prossumidor.

2.2.1 Dimensionamento da Potência Instalada dos Sistemas Fotovoltaicos

A potência de um SFV está diretamente relacionada à quantidade de energia fornecida pelos raios solares. Para compreender melhor como se dá o processo da conversão da energia irradiada pelo sol em energia elétrica, é fundamental definir conceitos importantes no dimensionamento da potência do SFV. O primeiro parâmetro é a irradiância (medida em Wm^{-2}), que pode ser entendida como a potência da radiação solar sobre uma determinada área de incidência. Na literatura, frequentemente, é possível observar autores utilizando um valor constante de irradiância na superfície terrestre, $k = 1kWm^{-2}$, de tal forma que ele represente uma base para as horas de sol pleno (STECANELLA, 2020). O conceito de horas de sol pleno (HSP) é fruto de uma interpretação sobre a energia solar fornecida sobre uma determinada área. Se realizada a integração de uma

curva de irradiância em relação ao tempo, será obtida a energia total fornecida a essa região. As horas de sol pleno correspondem ao tempo necessário para se obter essa mesma energia fornecida à região com uma irradiância constante de $k = 1kWm^{-2}$.

Além disso, é importante considerar as perdas inerentes ao processo de geração fotovoltaica. Elas estão relacionadas às perdas no inversor, às perdas nos cabos, à temperatura do módulo fotovoltaico, às variações da irradiação solar. No geral, todos os aspectos citados acima são agrupados em um único parâmetro chamado de *performance ratio* (PR). Com isso exposto, a equação (2.1) define a potência máxima instalada em cada SFV.

$$P_{SFV} = \frac{E \times k}{HSP \times PR} [kW] \quad (2.1)$$

em que:

- P_{SFV} : Potência máxima instalada do SFV da UC [kW];
- E : Consumo médio diário da UC $\left[\frac{kWh}{dia}\right]$;
- k : Pico da irradiância típico na superfície terrestre $\left[\frac{kW}{m^2}\right]$;
- HSP : Horas de Sol Pleno $\left[\frac{kWh}{m^2 \cdot dia}\right]$;
- PR : *Performance Ratio* [adimensional].

2.2.2 Modelagem dos Sistemas Fotovoltaicos

Os fatores que compõem a geração do SFV podem ser divididos em duas partes, sendo elas:

- i) As condições climáticas que têm uma grande influência sobre o rendimento da geração fotovoltaica. Com isso, devem ser considerados fatores como a curva de irradiância, que se relaciona diretamente com a geração fotovoltaica. Quanto maior a irradiância, maior será a geração, e a temperatura do módulo fotovoltaico que se relaciona de forma inversa com a potência gerada.
- ii) A conversão CA-CC.

$$P_{CC}(t) = P_{SFV} \times I_{rr}(t) \times \eta_T(T_{SFV}(t)) [kW] \quad (2.2)$$

$$P_{CA}(t) = P_{CC}(t) \times \eta_{Inversor}(P_{CC}(t)) [kW] \quad (2.3)$$

$$Q_{CA}(t) = P_{CA}(t) \times \frac{\sqrt{1 - FP^2}}{FP} [kVAr] \quad (2.4)$$

em que:

- $P_{CC}(t)$: Potência gerada pelo SFV, em CC, para o instante de tempo t [kW];
- P_{SFV} : Potência máxima instalada do SFV da UC [kW];
- $I_{rr}(t)$: Irradiância incidente no módulo fotovoltaico relativa ao valor típico de pico da irradiância na superfície para o instante de tempo t [p.u.];
- $\eta_T(T_{SFV}(t))$: Rendimento do módulo fotovoltaico para dada temperatura do SFV para o instante de tempo t [adimensional];
- $P_{CA}(t)$: Potência ativa de saída do inversor para o instante de tempo t [kW];
- $\eta_{Inversor}(P_{CC}(t))$: Rendimento da conversão CC-CA do inversor para dada $P_{CC}(t)$ no instante de tempo t [adimensional];
- $Q_{CA}(t)$: Potência reativa de saída do inversor para o instante de tempo t [kVAr]; e
- FP : Fator de potência do inversor [adimensional].

A Figura 2.2 expõe os elementos presentes na modelagem dos SFVs.

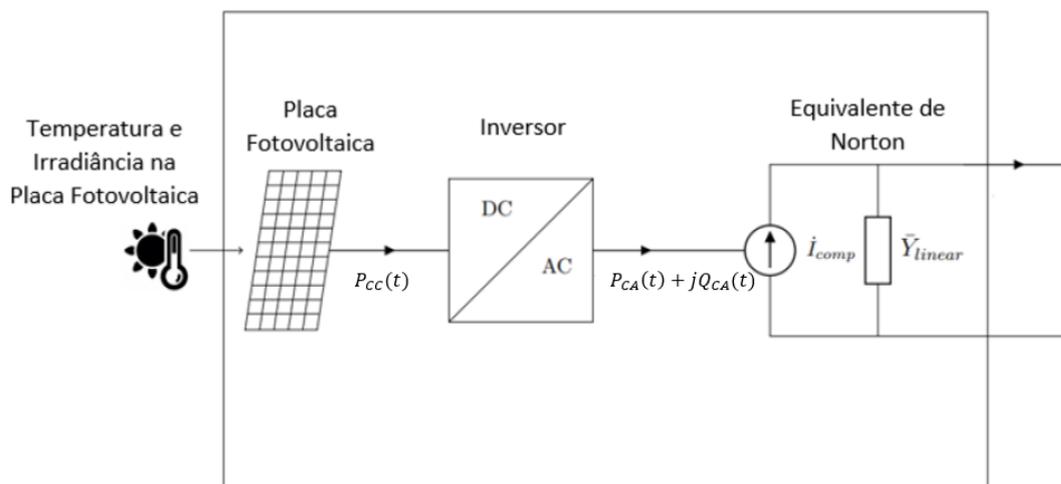


Figura 2.2: Ilustração do modelo do SFV (RADATZ et al., 2020).

Dentre os fatores climáticos que influenciam no processo de geração fotovoltaica estão a temperatura dos SFVs e os valores de irradiância. A temperatura do SFV se relaciona de forma inversa com o rendimento da geração. Por outro lado, a irradiância é diretamente proporcional à produção de energia. O processo de conversão CC-CA é realizado pelo inversor. A eficiência dessa etapa depende da potência de operação ajustada do equipamento. Quanto mais próxima for a potência gerada pelo SFV do valor de operação do inversor, maior será o rendimento.

A temperatura do painel fotovoltaico depende da transferência de calor entre a temperatura ambiente e o SFV. Deve-se levar em consideração fatores como a irradiância, a velocidade do vento e a própria temperatura ambiente (NETO et al., 2017). No trabalho desenvolvido por

(TAMIZHMANI et al., 2003), os autores realizaram um estudo contendo diferentes tecnologias de módulos fotovoltaicos, dentre elas: silício monocristalino, amorfo e policristalino. Com o auxílio de um modelo de redes neurais, foram definidos quatro coeficientes de forma a estimar a temperatura do SFV por meio de três parâmetros, a saber: temperatura ambiente, irradiância e velocidade do vento. Os autores reuniram informações sobre diferentes módulos fotovoltaicos durante dois anos e realizaram a modelagem com base nos dados coletados. Para obter a temperatura do SFV, utiliza-se a equação (2.5), que foi proposta e validada por (TAMIZHMANI et al., 2003).

$$T_{SFV}(t) = 0,943 \times T_{ambiente}(t) + 0,028 \times Irr(t) - 1,528 \times v_{vento}(t) + 4,3 [^{\circ}C] \quad (2.5)$$

em que:

- $T_{SFV}(t)$: Temperatura do SFV [$^{\circ}C$];
- $T_{ambiente}(t)$: Temperatura ambiente [$^{\circ}C$];
- $Irr(t)$: Irradiância [$\frac{W}{m^2}$];
- $v_{vento}(t)$: Velocidade do vento [$\frac{m}{s}$].

2.3 Sistemas de Armazenamento de Energia

Existe uma infinidade de formas distintas de se armazenar a energia elétrica. Dentre elas encontram-se o armazenamento por meio de volantes de inércia, bombeamento hidrelétrico, ar comprimido, armazenamento térmico, supercondensador, baterias e pilhas de combustível de hidrogênio (IBERDROLA, 2023). Dentre as formas mais usuais de se armazenar a energia elétrica está a utilização de baterias de lítio. Uma das principais dificuldades no emprego em massa desse tipo de tecnologia é o custo elevado das baterias.

Entretanto, os preços de baterias têm sido reduzidos nos últimos anos (BNEF, 2022). Isso pode ser visto de forma positiva, possibilitando um emprego em maior escala dessa forma de se armazenar energia. A Figura 2.3 mostra o histórico dos preços das baterias de íon de lítio de 2013 a 2022.

Como pode ser observado pelo gráfico, para todos os anos, com exceção de 2022, houve uma redução dos preços referentes à capacidade das baterias. De 2013 a 2022, houve uma redução total de quase 80% do preço do kWh da bateria.

Além disso, outros aspectos positivos das baterias de íon de lítio estão relacionados à facilidade de serem utilizadas como um RED por causa das suas dimensões e elevada densidade energética, além da possibilidade de empregá-las na execução de serviços ancilares. Uma propriedade dos SAE é a capacidade de armazenar a energia e injetá-la na rede em horários distintos, ou seja, com isso é possível amenizar eventuais problemas relacionados ao descasamento entre a geração e o consumo de energia elétrica. Dentre as principais aplicações em serviços ancilares estão a regulação de

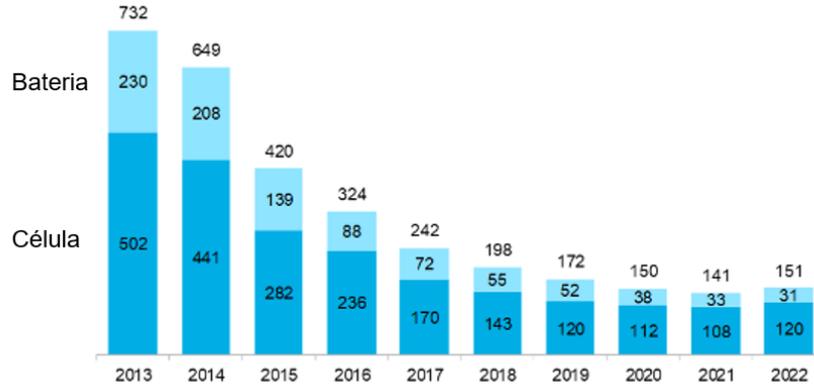


Figura 2.3: Histórico dos preços de baterias de íon de lítio ao longo dos últimos anos. Os valores apresentados são dados em $US\$/kWh$ (BNEF, 2022).

tensão e frequência, *congestion relief* e *peak shaving* (MAEYAERT; VANDEVELDE; DÖRING, 2020).

2.3.1 Estado de Carga do SAE

Os SAE são capazes de armazenar energia elétrica e uma forma simples de se medir a capacidade do SAE é por meio da quantidade absoluta de energia que ele comporta C_{SAE} . Uma outra forma de quantificar a energia armazenada é via SoC do SAE, que é definido conforme a equação (2.6).

$$SoC(t) = \frac{C_{SAE}(t)}{C_{SAE}^{MAX}} \times 100 [\%] \quad (2.6)$$

em que:

- $SoC(t)$: Estado de carga do SAE no instante de tempo t [%];
- $C_{SAE}(t)$: Capacidade de armazenamento do SAE no instante de tempo t [kWh];
- C_{SAE}^{MAX} : Capacidade máxima de armazenamento do SAE [kWh].

2.3.2 Dimensionamento dos Sistemas de Armazenamento de Energia

Neste trabalho, o dimensionamento dos SAE é realizado com base no SFV de sua respectiva UC. A capacidade máxima de armazenamento do SAE pode ser obtida conforme a equação (2.7).

$$C_{SAE}^{MAX} = P_{SFV} \times HSP \times C_F [kWh] \quad (2.7)$$

em que:

- C_F : Fator de capacidade do SAE [%].

2.3.3 Modelagem dos Sistemas de Armazenamento de Energia

Para modelar as baterias, é necessário considerar três principais aspectos relacionados ao processo de carga e descarga das baterias. A Figura 2.4 apresenta os principais elementos presentes na modelagem do SAE.

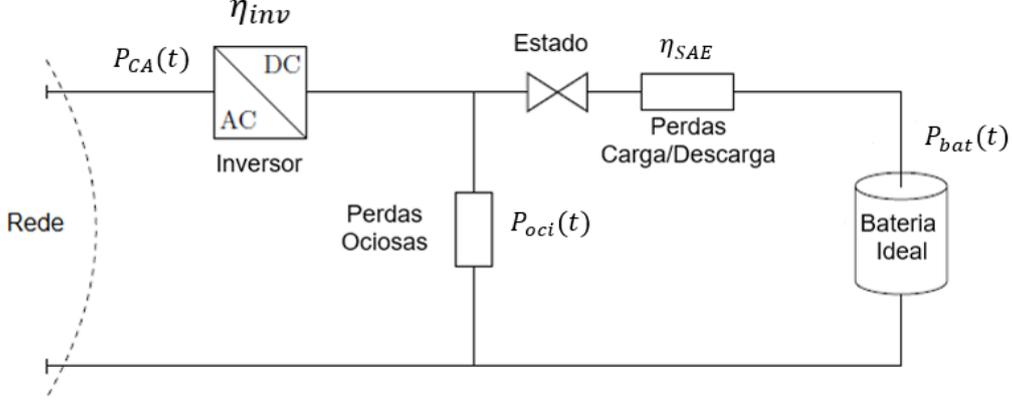


Figura 2.4: Ilustração dos elementos presentes na modelagem do SAE (CELSO et al., 2020).

A bateria possui dois modos de operação. A diferença entre eles é o sentido em que a corrente elétrica flui. Quando o SAE se encontra no estado de carga, as baterias armazenam a energia que lhes é fornecida. Para o estado de descarga, o conjunto de baterias fornece potência à rede elétrica. O inversor é um equipamento que tem como objetivo realizar a conversão CA-CC, tendo em vista que a bateria funciona em CC. No processo de troca de energia entre a rede e o armazenamento, ocorrem perdas no inversor, perdas por parte durante o processo de carga e descarga da bateria e perdas por ociosidade, ou seja, em um estado em que a bateria não é carregada e nem descarregada.

As equações (2.8), (2.9) e (2.10) modelam a potência de recarga, a potência de descarga e a potência reativa da bateria.

$$P_{bat}^{recarga}(t) = (P_{CA}(t) \times \eta_{Inv}(P_{CC}(t)) - P_{oci}(t)) \times \eta_{SAE} [kW] \quad (2.8)$$

$$P_{bat}^{descarga}(t) = \frac{P_{CA}(t)}{\eta_{Inv}(P_{CC}(t)) \times \eta_{SAE}} + \frac{P_{oci}(t)}{\eta_{SAE}} [kW] \quad (2.9)$$

$$Q(t) = P_{CA}(t) \times \frac{\sqrt{1 - FP^2}}{FP} [kVAr] \quad (2.10)$$

em que:

- $P_{bat}^{recarga}(t)$: Potência CC de carga da bateria para o instante de tempo t [kW]
- $\eta_{Inv}(P_{CC}(t))$: Rendimento da conversão CC-CA do inversor para dada $P_{CC}(t)$ no instante de tempo t [%];

- $P_{oci}(t)$: Perdas por ociosidade da bateria [kW];
- η_{SAE} : Eficiência da carga/descarga da bateria [%];
- $P_{bat}^{descarga}(t)$: Potência CC de descarga da bateria [kW];
- $Q(t)$: Potência reativa em CA [$kVAR$];
- FP : Fator de potência da bateria.

2.4 Parâmetros da Rede

A seguir, serão apresentados os três parâmetros da rede de distribuição a serem analisados neste trabalho.

2.4.1 Níveis de Tensão

Dentre os aspectos relacionados à qualidade do fornecimento de energia elétrica encontra-se a tensão. Qualquer equipamento elétrico, para funcionar de forma adequada, deve ser conectado à rede com um nível de tensão que seja compatível com as especificações do fabricante. Para casos em que a tensão na rede é demasiadamente elevada, há o risco de danificar equipamentos dos consumidores. De maneira contrária, nos casos em que a tensão na rede é baixa, o funcionamento adequado pode ser interrompido.

Com o intuito de estabelecer procedimentos referentes à qualidade de serviço, de produto e comercial da distribuição, a ANEEL detalha nos procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional, como são realizadas as medidas referentes aos níveis de tensão, bem como a definição de uma faixa adequada de operação (ANEEL, 2021c). A Figura 2.5 apresenta as faixas de tensão determinados pela ANEEL.

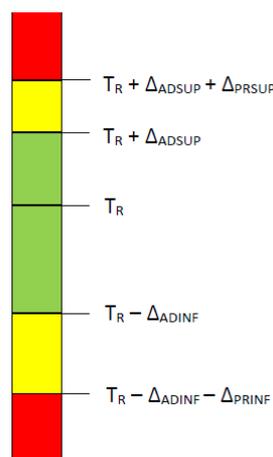


Figura 2.5: Limites de tensão estabelecidos pela ANEEL (ANEEL, 2021c).

Observando a Figura 2.5 é possível ver três cores distintas, verde, amarela e vermelha. O intervalo correspondente à cor verde equivale à faixa adequada de tensões. Em amarelo, está representado o intervalo constituído pelas tensões definidas como precárias. Nas extremidades, em vermelho, se encontram as faixas relativas às tensões estabelecidas como críticas. Os valores das fronteiras de cada uma das faixas são determinados com base no tipo de fornecimento.

Em regime permanente, existem dois indicadores conhecidos como Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária (DRP) e Duração Relativa da Transgressão Crítica (DRC). São realizadas 1008 leituras obtidas em intervalos de 10 minutos. A DRP e a DRC são calculadas conforme as equações (2.11) e (2.12).

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \times 100 [\%] \quad (2.11)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \times 100 [\%] \quad (2.12)$$

em que:

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

Em casos de fornecimento inadequado, a distribuidora deve compensar financeiramente as UCs que estão conectadas ao ponto em que foram identificadas transgressões dos níveis de tensão. Para calcular a compensação, é utilizada a equação (2.13), conforme descrita em (ANEEL, 2021c).

$$comp_{tensao} = \left[\left(\frac{DRP - DRP_{limite}}{100} \right) \times k_1 + \left(\frac{DRC - DRC_{limite}}{100} \right) \times k_2 \right] \times EUSD [R\$] \quad (2.13)$$

em que:

- $comp_{tensao}$: Compensação financeira repassada ao titular da UC [R\$];
- DRP_{limite} : Limite de tolerância da Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária que equivale a 3%;
- $k_1 = 0$, caso $DRP \leq DRP_{limite}$;
- $k_1 = 3$, caso $DRP > DRP_{limite}$;
- DRC_{limite} : Limite de tolerância da Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica que equivale a 0,5%;

- $k_2 = 0$, caso $DRC \leq DRC_{limite}$;
- $k_2 = 7$, para consumidores atendidos em Baixa Tensão, caso $DRC > DRC_{limite}$;
- $k_2 = 5$, para consumidores atendidos em Média Tensão, caso $DRC > DRC_{limite}$;
- $k_2 = 3$, para consumidores atendidos em Alta Tensão, caso $DRC > DRC_{limite}$;
- *EU\$D*: Encargo de Uso do Sistema de Distribuição [*R*\$].

A introdução dos RED pode alterar o comportamento dos níveis de tensão dos pontos de conexão. Um desbalanceamento entre a geração e o consumo resultam na elevação, ou queda, das tensões. Quando a carga aumenta, a tendência da tensão dos pontos de conexão é cair, tendo em vista que com o aumento da carga, há o aumento do fluxo de corrente pelo sistema, ocasionado em maiores quedas de tensão como especifica a lei de Ohm, resultando em subtensões. Por outro lado, caso a geração supere a demanda, os níveis de tensão da rede tendem a aumentar, resultando em sobretensões para o sistema, que em casos mais extremos podem ocasionar a danificação de equipamentos.

2.4.2 Demanda de Pico

Dentro de uma rede de distribuição, estão dispostos diversos alimentadores que têm como objetivo fornecer energia elétrica para as diferentes UCs que a ele estão conectadas. Cada alimentador é responsável por suprir a demanda de uma certa região da área de distribuição. Uma forma de compreender o perfil de demanda energética é por meio da representação gráfica da demanda fornecida pelo alimentador para cada instante de tempo, representando assim uma curva de carga. Cada consumidor possui uma curva de carga distinta, entretanto, é possível agrupá-las em três principais classes, residencial, industrial e comercial.

Cada uma das classes apresenta curvas de cargas com diferentes características. A Figura 2.6 representa a demanda média em cada hora do dia registrada no ano de 2022 pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS)(ONS, 2023).

Como pode ser observado pela figura, a curva da demanda registrada apresenta um comportamento médio crescente das 4 horas até por volta das 19 horas, onde atinge o seu pico. Passado esse horário, a curva passa a decrescer. Esse é um comportamento esperado para a curva de demanda dos alimentadores tendo em vista que a potência elétrica fornecida pelo sistema se concentra no período final da tarde e de início da noite, tendo em vista que é, em geral, o período em que as pessoas estão retornando para casa, utilizando chuveiros, eletrodomésticos, e ligando a iluminação.

Altos valores de demanda acarretam em maiores correntes fluindo pelo sistema que por sua vez implicam em maiores perdas técnicas. Além disso, com o aumento da demanda, faz-se necessário realizar novos investimentos relativos à adequação da capacidade de fornecimento do alimentador. Nesse sentido, é interessante para a distribuidora, do ponto de vista financeiro, evitar o crescimento da demanda, tendo em vista que isso culmina em custos de expansão.

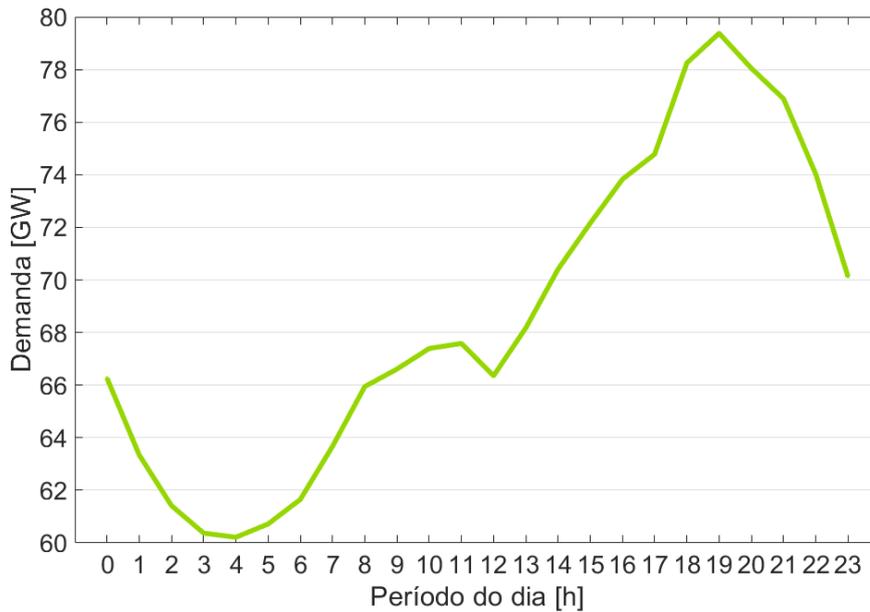


Figura 2.6: Curva de carga média do ano de 2022 (ONS, 2023).

Os SFV são tecnologias que interferem de forma direta na demanda dos alimentadores. Isso ocorre pelo fato de que quando o SFV gera energia, uma certa parte da potência elétrica que deveria ser fornecida pelo alimentador, agora é suprida pelo SFV, aliviando assim o alimentador. Sendo assim, esse é um ponto positivo da inserção de SFV, entretanto, muitas vezes, o período de pico da geração fotovoltaica não coincide com o período de pico da demanda, o que resulta na injeção do excesso de potência gerada na rede, podendo acarretar em problemas como elevação da tensão e aumento das perdas técnicas.

2.4.3 Perdas Técnicas

As perdas técnicas são decorrentes dos processos elétricos envolvidos na geração, transmissão e distribuição de energia de um sistema elétrico. A dissipação de energia é inevitável, no entanto, elas devem ser minimizadas (ANEEL, 2021a). A Figura 2.7 apresenta, de forma simplificada, o funcionamento de um sistema elétrico.

O processo se inicia na geração, onde ocorre a conversão de energia. Em seguida, a energia é transmitida por longas distâncias por meio das linhas de transmissão. Nessa etapa, parte da energia é dissipada pelo efeito Joule, reduzindo a energia resultante que chega à distribuição. Posteriormente, a energia é distribuída para as UCs e faturada pela distribuidora. É importante destacar que na distribuição existem dois tipos distintos de perdas elétricas, sendo elas não-técnicas e técnicas. As perdas não-técnicas ocorrem por incertezas nas medições e furtos de energia. Por outro lado, as perdas técnicas correspondem à dissipação inerente do processo de fornecimento de energia elétrica.

As perdas técnicas podem ser divididas em duas partes, sendo elas as perdas constantes e as perdas variáveis. No primeiro caso, as perdas que resultam da histerese magnética e correntes

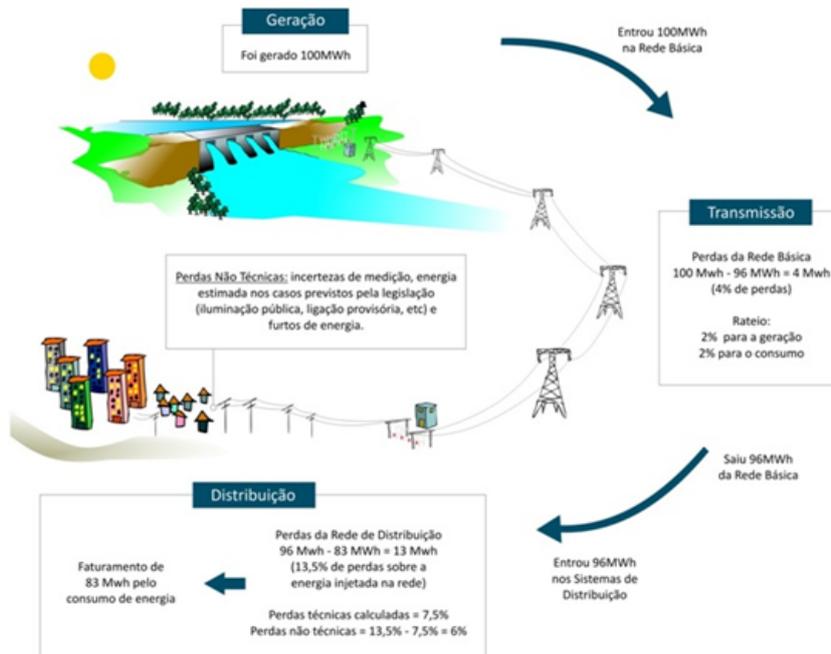


Figura 2.7: Representação do funcionamento de um sistema elétrico (ANEEL, 2021a).

parasitas de transformadores dependem dos aspectos construtivos de transformadores. Por outro lado, as perdas variáveis apresentam uma forte dependência da corrente que flui pelo sistema, tendo em vista que, a potência dissipada em condutores é proporcional ao quadrado da corrente elétrica conforme mostra a equação (2.14).

$$P_L = R \times I^2 [W] \quad (2.14)$$

em que:

- P_L : Potência dissipada em condutores [W];
- R : Resistência do condutor [Ω];
- I : Corrente elétrica que flui pelo condutor [A].

É essencial reduzir as perdas técnicas, tendo em vista as consequências positivas disso. Em primeiro plano, a atenuação das perdas resulta em uma maior eficiência do processo de fornecimento de energia. Por consequência, a energia total que precisa ser comprada pela distribuidora é reduzida, gerando economia. Por fim, os consumidores são beneficiados com a redução de valores regulatórios e da tarifa (ANEEL, 2021a).

A introdução de RED tem o potencial de mitigar as perdas técnicas ao se considerar o fato de que com a GD, o percurso da corrente elétrica que chega às UCs é menor quando comparado com a GC. Por consequência, parte da corrente que anteriormente estaria percorrendo as linhas

de transmissão, agora estão percorrendo apenas o trajeto entre o SFV e a UC. Entretanto, deve-se considerar também a possibilidade de ocorrer o aumento das perdas técnicas decorrentes da introdução de SAE.

2.5 Considerações Finais

O presente capítulo apresentou os fundamentos matemáticos e físicos relativos à modelagem e ao dimensionamento dos RED com o objetivo de respaldar a metodologia relativa ao cálculo dos impactos técnicos decorrentes da inserção de RED. Em adição, foram expostos conceitos relativos às grandezas elétricas de um sistema de distribuição. O capítulo 3 visa detalhar a metodologia utilizada para determinar tanto os impactos técnicos quanto os financeiros decorrentes da inserção dos RED em redes de distribuição.

Capítulo 3

Metodologia

3.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta a metodologia adotada para se realizar uma avaliação técnica e financeira sobre como os SAEs podem ser empregados para se reduzir as violações de tensão na rede de distribuição. Para tanto, o texto ora exposto segue organizado da seguinte forma:

A seção 3.2 expõe as informações referentes aos estudos de casos contemplados neste trabalho.

A seção 3.3 apresenta em detalhes a metodologia desenvolvida para quantificar os impactos técnicos na rede elétrica.

A seção 3.4 aborda a metodologia utilizada para monetizar os impactos técnicos, convertendo todas as grandezas para uma mesma unidade de comparação.

A seção 3.5 sintetiza as informações apresentadas no capítulo.

3.2 Visão Geral

Para aplicar a metodologia proposta neste estudo, são necessários parâmetros técnicos referentes à composição dos elementos presentes no sistema de distribuição, bem como dados meteorológicos que possibilitem tornar mais próximo da realidade o comportamento dos SFV. Em adição, faz-se necessário integrar todo o processamento de dados a uma plataforma de simulação de fluxo de potência capaz de contemplar em detalhes as diferentes propriedades do sistema de distribuição.

A metodologia deste trabalho foi fundamentada em (STECANELLA, 2020) e (CARVALHO, 2021). Para atender ao objetivo deste trabalho, foram necessárias adaptações nas metodologias propostas nos citados trabalhos, com o intuito de considerar o emprego de SAE. Cabe ressaltar que o SAE é inserido no sistema visando-se reduzir as violações de tensão observadas na rede de distribuição. Para tanto, são utilizadas quatro estratégias de controle de carga e descarga das baterias. Tais estratégias estão associadas a diferentes capacidades de SAE, que por sua vez,

são determinadas com base em três parâmetros: i) a potência do SFV instalado na UC, ii) a HSP da região, e iii) o fator de capacidade (C_F). O produto entre a potência do SFV da UC e o parâmetro HSP define a capacidade máxima do SAE (3.22). Com o intuito de verificar os impactos decorrentes da inserção de SFV com SAE, o fator de capacidade (C_F) assume os seguintes valores: 25%, 50%, 75% e 100%, que correspondem a uma fração da capacidade máxima do SAE.

As estratégias de controle das baterias propostas podem ser divididas da seguinte maneira:

- **Estratégia Horária:** A potência de carga das baterias é dependente da potência instalada da geração fotovoltaica de cada UC e do HSP da região, conforme definido pela equação (3.23). O ciclo de carga das baterias se inicia às 8 horas da manhã e é interrompido às 16 horas, ou quando o SoC atinge 100%. Nessas condições, a bateria é ajustada para um estado ocioso, em que ela não é nem carregada e nem descarregada. Às 17 horas inicia-se o ciclo de descarga que permanece até as 23 horas, ou até o momento em que o SoC for igual a 0%. Neste caso, não se tem garantia de que ao final do período de carga o SoC do SAE seja igual a 100%;
- **Estratégia Horária Soc = 100%:** A potência de carga das baterias é dependente da potência instalada da geração fotovoltaica de cada UC, dos horários definidos para a carga e descarga, da capacidade do SAE de cada UC, da eficiência da carga/descarga e do HSP da região, conforme exposto na equação (3.24). Este caso tem como fundamento o ajuste da potência de carga do SAE de forma a garantir que ao final do período de carga do Soc seja igual a 100%. O ciclo de carga das baterias se inicia às 8 horas da manhã e é interrompido às 16 horas, ou quando o SoC atinge 100%. Nessas condições, a bateria é ajustada para um estado ocioso, em que ela não é nem carregada e nem descarregada. Às 17 horas inicia-se o ciclo de descarga que permanece até as 23 horas, ou até o momento em que o SoC seja de 0%;
- **Estratégia Diferença entre Consumo e Geração:** A cada hora, verifica-se o consumo e a geração média de energia elétrica de cada UC. Caso a geração fotovoltaica da UC seja maior que o seu consumo, o excedente da energia é utilizado para carregar o SAE. Caso o consumo da UC seja maior que a sua geração fotovoltaica, o SAE é descarregado. As baterias apenas serão carregadas caso seu SoC seja inferior a 100%. Elas serão descarregadas somente se o seu SoC for superior a 0%. Empregando a conduta descrita, não é possível garantir que o SoC se aproxime da sua capacidade máxima;
- **Estratégia Diferença entre Consumo e Geração Soc \approx 100%:** A cada hora, verifica-se o consumo e a geração média de energia elétrica de cada UC. Caso a geração fotovoltaica da UC seja maior que o seu consumo, o excedente da energia é armazenado e, simultaneamente, é demandada uma potência da rede de distribuição, que depende da capacidade do SAE. A potência demanda pela rede é controlada pelo parâmetro α , conforme exposto pela equação (3.26). A introdução do parâmetro α tem como objetivo aproximar o SoC do SAE de seu valor máximo. Quando o consumo da UC é maior que a sua geração fotovoltaica, o SAE é descarregado. Como restrições, impõe-se que o SAE somente será carregado se seu SoC for inferior a 100%, e ele somente será descarregado se o seu SoC for superior a 0%.

A Figura 3.1 apresenta um diagrama contendo as etapas necessárias para se obter os resultados técnicos e financeiros decorrentes das distintas estratégias de controle propostas para os SAE.

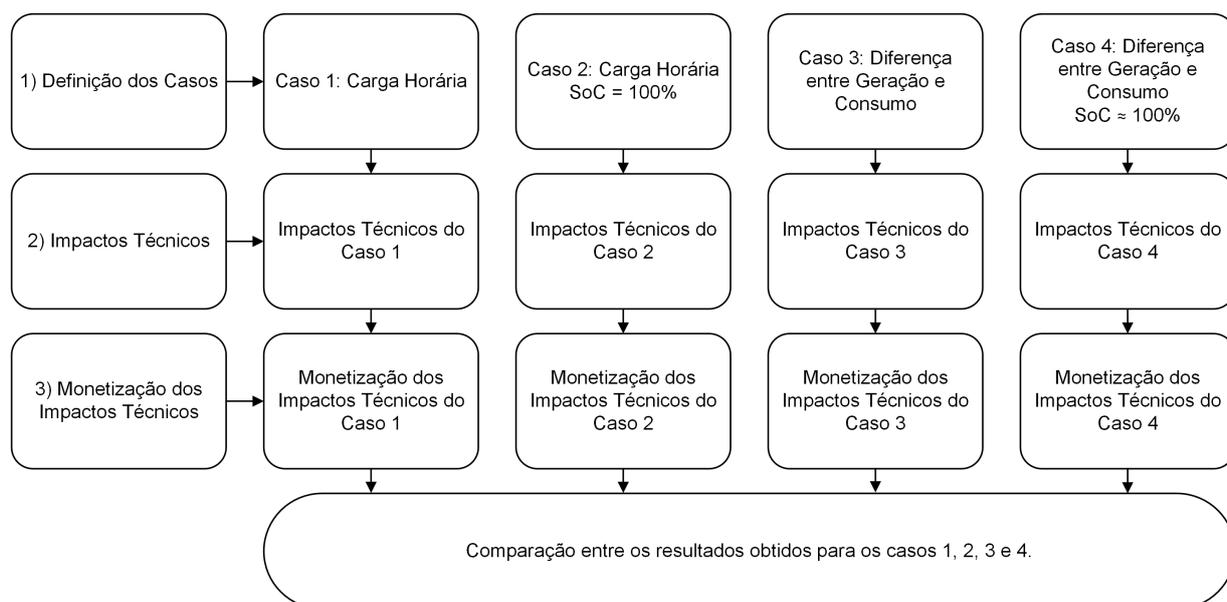


Figura 3.1: Diagrama para identificação dos impactos técnicos e financeiros decorrentes da inserção de SFV e SAE.

De acordo com a Figura 3.1, inicialmente, define-se cada um dos casos referentes às estratégias de controle das baterias. Em seguida, são determinados os impactos técnicos na rede de distribuição. Em outras palavras, identifica-se como são afetados os níveis de tensão, demanda e perdas técnicas com a integração de diferentes níveis de penetração dos RED. Por fim, realiza-se a monetização dos impactos técnicos obtidos na etapa anterior. Cabe destacar que o processo de monetização é responsável por converter diferentes grandezas elétricas em valores presentes de unidades monetárias. Sendo assim, os impactos podem ser avaliados sobre uma mesma base, o que viabiliza comparações entre os estudos de casos em questão.

3.3 Impactos Técnicos

Os impactos técnicos a serem analisados estão relacionados a três diferentes aspectos da rede de distribuição, a saber: os níveis de tensão, a demanda e as perdas técnicas. A depender dos níveis de penetração dos REDs, bem como a estratégia de recarga adotada, a interação entre SFV e SAE será distinta, acarretando em diferentes consequências para a rede de distribuição.

3.3.1 Níveis de Tensão

Uma das formas de se avaliar os impactos decorrentes da inserção de SFVs e SAEs na rede de distribuição é por meio dos valores de tensão das barras que conectam as UCs. No Brasil, foi estabelecido pela ANEEL um intervalo de tensões adequadas para cada tipo de fornecimento

(ANEEL, 2021c). A Tabela 3.1 exibe os valores das tensões de fase nominais para cada UC em BT e MT e a faixa adequada de fornecimento.

Tabela 3.1: Limites de tensão de fase em regime permanente estabelecidos pela ANEEL.

Tipo de Fornecimento	Tensão Nominal de Fase (V)	Faixa Adequada de Fornecimento (V)
BT	220	202 - 231
MT	7968	7410 - 8366

Neste trabalho, considerou-se a quantidade de violações de tensão obtidas como sendo o número de fases que apresentam um valor de tensão que se encontra fora dos limites estabelecidos como adequados pela ANEEL. Além disso, as violações de tensão foram divididas em duas classes distintas: sobretensão e subtensão. A sobretensão ocorre quando a violação obtida está acima do limite estabelecido pela ANEEL. Por outro lado, a subtensão acontece quando a violação obtida está abaixo do limite.

Para se determinar as taxas de violações de tensão, é necessário calcular a quantidade total de fases existentes no alimentador a ser analisado e obter as fases em que as tensões se encontram fora da faixa adequada de fornecimento, conforme mostram as equações (3.1) e (3.2). Por meio das equações, (3.3), (3.4), (3.5) e (3.6) é possível determinar a quantidade relativa média de violações de tensão.

$$N_{\phi} = \sum_{i=1}^{N_{UCs}} \Phi_i \quad (3.1)$$

$$V_{i,\phi} = \begin{cases} 1, & \text{caso a tensão da fase } \phi \text{ da UC } i \text{ se encontre fora da faixa adequada} \\ 0, & \text{caso a tensão da fase } \phi \text{ da UC } i \text{ se encontre dentro da faixa adequada} \end{cases} \quad (3.2)$$

$$V_h = \frac{100}{N_{\phi}} \sum_{i=1}^{N_{UCs}} \sum_{\phi} \Phi_i V_{i,\phi} [p.p] \quad (3.3)$$

$$V_d = \frac{1}{N_h} \sum_{h=1}^{N_h} V_h [p.p] \quad (3.4)$$

$$V_S = \frac{1}{N_d} \sum_{d=1}^{N_d} V_d [p.p] \quad (3.5)$$

$$V_{pen} = \frac{1}{N_S} \sum_{S=1}^{N_S} V_S [p.p] \quad (3.6)$$

em que:

- N_{ϕ} : Total de fases presentes no alimentador;

- N_{UC_s} : Total de UCs presentes no alimentador;
- Φ_i : Total de fases existentes na conexão da UC i ao barramento.
- $V_{i,\phi}$: Violação de tensão em regime permanente da fase ϕ do barramento de conexão da UC i ;
- V_h : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para a hora h do dia d simulado $[p.p]$;
- V_d : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para o dia d simulado $[p.p]$;
- V_S : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para um sorteio de posicionamento S $[p.p]$;
- V_{pen} : Quantidade relativa média de violações de tensão do alimentador para um cenário de penetração pen $[p.p]$.

Para cada posicionamento de um sorteio S , calcula-se também uma variação das violações de tensão com relação ao caso em que o nível de penetração é igual a zero, conforme (3.7).

$$\Delta V_S = V_S - V_0 [p.p] \quad (3.7)$$

em que:

- ΔV_S : Variação do valor percentual das violações de tensão para o posicionamento S em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[p.p]$;
- V_0 : Valor relativo médio das violações de tensão para o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[p.p]$.

Para cada cenário de penetração, calcula-se também uma variação da taxa das violações de tensão com relação ao caso em que não há presença de RED, equação (3.8).

$$\Delta V_{pen} = V_{pen} - V_0 [p.p] \quad (3.8)$$

em que:

- ΔV_{pen} : Variação do valor percentual das violações de tensão para o nível de penetração pen em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[p.p]$;
- V_0 : Valor relativo médio das violações de tensão para o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[p.p]$.

3.3.2 Demanda de Pico

Para se encontrar o valor da demanda de pico de um alimentador, calcula-se primeiro o valor da demanda do alimentador para cada hora do dia, conforme exposto em (3.9). Em seguida, de acordo com a equação (3.10), utiliza-se o valor das demandas horárias para se definir a demanda de pico do dia com probabilidade de 95% de não ser excedida. Para cada sorteio, é possível determinar a demanda de pico como sendo o máximo valor para as demandas de pico obtidas para cada dia, conforme (3.11). Por fim, obtém-se o valor da demanda de pico para o cenário de penetração, equação (3.12).

$$D_h = \sum_{i=1}^{N_{UCs}} D_i [kW] \quad (3.9)$$

$$D_d = P_{95} |D_h| [kW] \quad (3.10)$$

$$D_S = \max [D_d] [kW] \quad (3.11)$$

$$D_{pen} = \max [D_S] [kW] \quad (3.12)$$

em que:

- D_i : Demanda da UC i para a hora h [kW];
- D_h : Demanda de todas as UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado [kW];
- D_d : Demanda de pico do dia d simulado com probabilidade de 95% de não ser excedida [kW];
- D_S : Demanda de pico da posição de sorteio S [kW];
- D_{pen} : Demanda de pico para o cenário de penetração pen [kW].

Calcula-se a variação da demanda referente a um posicionamento S de sorteio com relação ao caso em que o nível de penetração é igual a zero, conforme a equação (3.13).

$$\Delta D_S = D_S - D_0 [kW] \quad (3.13)$$

em que:

- ΔD_S : Variação do valor da demanda de pico para o sorteio S em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero [kW];
- D_0 : Demanda para o caso em que o nível de penetração é igual a zero [kW].

Calcula-se a variação da demanda referente a um posicionamento S de sorteio com relação ao caso em que não há presença de RED, conforme a equação (3.14).

$$\Delta D_{pen} = D_{pen} - D_0 [kW] \quad (3.14)$$

em que:

- ΔD_{pen} : Variação do valor da demanda de pico para o cenário com nível de penetração igual a pen em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kW]$;
- D_0 : Demanda para o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kW]$.

3.3.3 Perdas Técnicas

Com o objetivo de se determinar a média das perdas técnicas de um alimentador, calcula-se as perdas referentes a um dia d , conforme descrito em (3.15). Em seguida, é calculada a média das perdas referentes a diferentes dias para um mesmo posicionamento S por meio da equação (3.16). Por fim, as perdas técnicas para o cenário de penetração escolhido são determinadas como a média das perdas para cada posicionamento S , segundo a equação (3.17).

$$L_d = \frac{1}{N_h} \sum_h^{N_h} L_h [kWh] \quad (3.15)$$

$$L_S = \frac{1}{N_d} \sum_d^{N_d} L_d [kWh] \quad (3.16)$$

$$L_{pen} = \frac{1}{N_S} \sum_S^{N_S} L_S [kWh] \quad (3.17)$$

em que:

- L_h : Perdas técnicas de todas as UCs do alimentador para a hora h do dia d simulado $[kWh]$;
- L_d : Perdas técnicas do dia d simulado para o posicionamento S $[kWh]$;
- L_S : Perdas técnicas da posição de sorteio S para o nível de penetração pen $[kWh]$;
- L_{pen} : Perdas técnicas para o cenário de penetração pen $[kWh]$.

Calcula-se a variação das perdas técnicas referentes a um posicionamento S de um sorteio com relação ao caso em que o nível de penetração é igual a zero, conforme a equação (3.18).

$$\Delta L_S = L_S - L_0 [kWh] \quad (3.18)$$

em que:

- ΔL_S : Variação do valor das perdas técnicas para o sorteio S em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kWh]$;
- L_0 : Perdas técnicas para o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kWh]$.

Calcula-se a variação das perdas técnicas referente a um posicionamento S de sorteio com relação ao caso em que não há presença de RED conforme a equação (3.19).

$$\Delta L_{pen} = L_{pen} - L_0 [kWh] \quad (3.19)$$

em que:

- ΔL_{pen} : Variação do valor das perdas técnicas para o cenário com nível de penetração igual a pen em comparação com o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kWh]$;
- L_0 : Perdas técnicas para o caso em que o nível de penetração é igual a zero $[kWh]$.

3.3.4 Níveis de Penetração

O nível de penetração está relacionado com a porcentagem de REDs que fazem parte da rede. A seguir, tem-se a descrição de como são calculados os níveis de penetração de SFV e SAE.

Para se determinar o nível de penetração de SFV e SAE, é calculada a potência de cada SFV segundo a equação (2.1). Em seguida, é determinada a potência total de SFV das UCs presentes nesse alimentador por meio da equação (3.20).

$$P_{SFV}^{max} = \sum_{i=1}^{N_{UC_s}} P_{SFV_i} [kW] \quad (3.20)$$

em que:

- P_{SFV}^{max} : Potência máxima instalada de SFV para o alimentador. $[kW]$;
- P_{SFV_i} : Potência máxima instalada do SFV da UC i $[kW]$;
- N_{UC_s} : Número total de UCs do alimentador. $[kW]$.

O próximo procedimento é realizar a seleção aleatória de UCs e dimensionar SFVs para cada uma delas com o intuito de atingir um valor próximo ao nível de penetração desejado. A P_{penSFV} se relaciona com a P_{SFV}^{max} por meio do nível de penetração, conforme apresentado pela equação (3.21).

$$pen_{SFV} = \frac{P_{penSFV}}{P_{SFV}^{max}} \times 100 [p.p] \quad (3.21)$$

em que:

- pen_{SFV} : Nível de penetração do SFV [$p.p$];
- P_{penSFV} : Potência instalada dos SFVs para um dado nível de penetração pen_{SFV} [kW];
- P_{SFV}^{max} : Potência máxima instalada de SFV para o alimentador. [kW].

A determinação da capacidade dos SAE é dada pela equação (3.22).

$$C_{SAE} = P_{SFV} \times HSP \times C_F [kWh] \quad (3.22)$$

em que:

- C_{SAE} : Capacidade de armazenamento do SAE [kWh];
- C_F : Fator de capacidade do SAE [$p.p$].

3.3.5 Estratégia de Controle do SAE

Neste trabalho, conforme mencionado anteriormente, são empregadas quatro estratégias de controle relacionadas ao SAE. Elas foram divididas em duas categorias, a saber: baseadas no horário e baseadas na diferença entre a geração e o consumo.

As subseções 3.3.5.1 e 3.3.5.2 descrevem os critérios adotados para o controle fundamentado no horário e as subseções 3.3.5.3 e 3.3.5.4 descrevem os critérios adotados para as estratégias diferenciais.

3.3.5.1 Estratégia Horária

O SAE é ajustado para iniciar o período de carga às 8 horas da manhã. Ele mantém uma taxa constante de recarga estabelecida conforme a equação (3.23) ¹. Às 16 horas, o SAE é ajustado para interromper o seu período de carga e às 17 horas o SAE é ajustado para iniciar a descarregar, quando se espera que o consumo do alimentador aumente e possíveis problemas de subtensão comecem a aparecer. A descarga das baterias é finalizada quando se acaba a energia armazenada ou às 23 horas.

$$P_{rec}^{HF} = \frac{P_{SFV} \times HSP}{24} [kW] \quad (3.23)$$

em que:

- P_{rec}^{HF} : Potência de recarga do SAE da estratégia de controle horária [kW].

¹O número 24 se refere à quantidade de horas em um dia

3.3.5.2 Estratégia Horária SoC = 100%

Os horários referentes à carga e descarga desta estratégia são os mesmos mostrados em 3.3.5.1. A diferença é que nesse caso, determina-se a taxa de recarga das baterias considerando-se os diferentes níveis de capacidade para cada SAE (C_F), de tal forma que se garanta que ao final do período das 8 horas de carga das baterias, o estado de carga delas seja igual a 100%. Dessa forma, a taxa de recarga das baterias é determinada conforme mostra a equação (3.24).

$$P_{rec}^{HV} = \frac{P_{SFV} \times HSP \times C_F}{H_C \times \eta_{SAE}} [kW] \quad (3.24)$$

em que:

- P_{rec}^{HV} : Potência de recarga do SAE da estratégia de controle horária SoC = 100% [kW];
- H_C : Tempo total de carga [horas].

3.3.5.3 Estratégia Diferença entre Geração e Consumo

Neste caso, a taxa de recarga do SAE é o resultado da comparação entre a quantidade de energia que foi gerada pelo SFV para uma dada hora h do dia de uma UC, descrita pela equação (3.25). Dessa forma, caso o valor da geração fotovoltaica seja maior que o consumo da UC, o excedente é armazenado pelo SAE. Caso contrário, o SAE injeta potência na rede.

$$P_{rec}^{CGF} = P_h - D_h [kW] \quad (3.25)$$

em que:

- P_{rec}^{CGF} : Potência de recarga do SAE da estratégia de controle diferença entre geração e consumo [kW];
- P_h : Potência gerada pelo SFV durante a hora h [kW];
- D_{h_i} : Demanda da UC i durante a hora h [kW].

3.3.5.4 Estratégia Diferença entre Geração e Consumo Soc \approx 100%

A diferença entre esta estratégia de controle e a exposta na subseção 3.3.5.3 está na introdução de um parâmetro α conforme descrito na equação (3.26).

$$P_{rec}^{CGF} = \alpha (P_h - D_h) [kW] \quad (3.26)$$

em que:

- P_{rec}^{CGV} : Potência de recarga do SAE da estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$ [kW];
- α : Ganho da potência do SAE [p.p].

O parâmetro α é uma forma de controlar o quanto de potência extra deve ser fornecida pela rede de distribuição.

3.3.6 Simulação de Monte Carlo

O método de Monte Carlo é uma abordagem que viabiliza a obtenção de resultados estocásticos. Ao realizar simulações de fluxo de potência que levam em consideração a presença de SFV, o fator climático deve ser levado em consideração. As diferentes estações do ano influenciam diretamente na produção da energia fotovoltaica. Nesse sentido, o método de Monte Carlo é utilizado como uma forma de obter resultados representativos, mesmo ao considerar a sazonalidade temporal e os diferentes posicionamentos dos REDs (VIEIRA, 2016).

Para avaliar um nível de penetração, utiliza-se um critério estatístico de parada conhecido como Coeficiente de Variação (CV), que pode ser calculado conforme a equação (3.27). Geralmente, emprega-se um valor entre 5% e 6% para o CV.

$$CV = \frac{\sigma_x}{\mu_x \sqrt{n}} \quad (3.27)$$

em que:

- CV : Coeficiente de Variação;
- σ_x : Desvio padrão da variável em análise x ;
- μ_x : Média da variável em análise x ;
- n : Número de simulações realizadas.

Ao analisar os diferentes cenários de penetração, são utilizados cinco parâmetros para se determinar o critério de parada da simulação, sendo eles o número mínimo de dias simulados, N_d^{min} , o número máximo de dias a serem simulados, N_d^{max} , o número mínimo de posições a serem simuladas, N_S^{min} , o número máximo de posições, N_S^{max} e o limiar do CV determinado como um valor ε .

Com o intuito de obter resultados relevantes, são realizadas no mínimo N_d^{min} simulações para uma dada posição S . Ao obter as grandezas técnicas para cada um desses dias (V_d , D_d e L_d), é possível determinar o CV_d por meio da equação (3.28).

$$CV_d = \max [CV_{V_d}, CV_{D_d}, CV_{L_d}] \quad (3.28)$$

Analogamente, são realizadas no mínimo N_S^{min} simulações para um dado cenário de penetração. Ao obter as grandezas técnicas para cada uma dessas posições (V_S , D_S e L_S), é possível determinar o CV_S por meio da equação (3.29).

$$CV_S = \max [CV_{V_S}, CV_{D_S}, CV_{L_S}] \quad (3.29)$$

3.3.7 Algoritmo de Determinação dos Impactos Técnicos

A Figura 3.2 representa o fluxograma da determinação dos impactos técnicos para um alimentador decorrentes da inserção de RED.

1. Definir a estratégia de controle de carga e descarga do SAE;
2. Iniciar o caso base (nível de penetração zero);
3. Inicializar o contador de posições ($N_S = 1$);
4. Sortear o posicionamento de SAEs nas UCs, caso $capSAE \neq 0\%$;
5. Dimensionar o SAE com base nos dados de consumo da UC;
6. Sortear o posicionamento de SFVs nas UCs, caso $penSFV \neq 0\%$;
7. Dimensionar o SFV com base nos dados de consumo da UC e nos dados meteorológicos;
8. Sortear um dia e inicializar o contador de dias ($N_d = 1$);
9. Definir a primeira hora do dia a ser simulada ($h = 0$);
10. Simular o fluxo de potência;
11. Se todas as horas de um dia foram simuladas, executar o próximo passo. Caso contrário, incrementar a hora e retornar ao passo 10;
12. Calcular os valores médios da demanda de pico, das perdas técnicas e das violações de tensão e os respectivos CV referentes aos dias;
13. Se o maior CV referente aos dias for menor que ε e o número de dias simulados é de no mínimo 20, ou todos os dias do ano foram simulados, executar o passo seguinte. Caso contrário, incrementar o contador de dias e retornar ao passo 9;
14. Calcular os valores médios da demanda de pico, das perdas técnicas e das violações de tensão e os respectivos CV referentes às posições sorteadas;
15. Se o maior CV referente às posições for menor que ε e o número de posições simulados é de no mínimo 20, ou alcançar 30 sorteios, executar o passo seguinte. Caso contrário, incrementar o contador de posições e retornar ao passo 4;

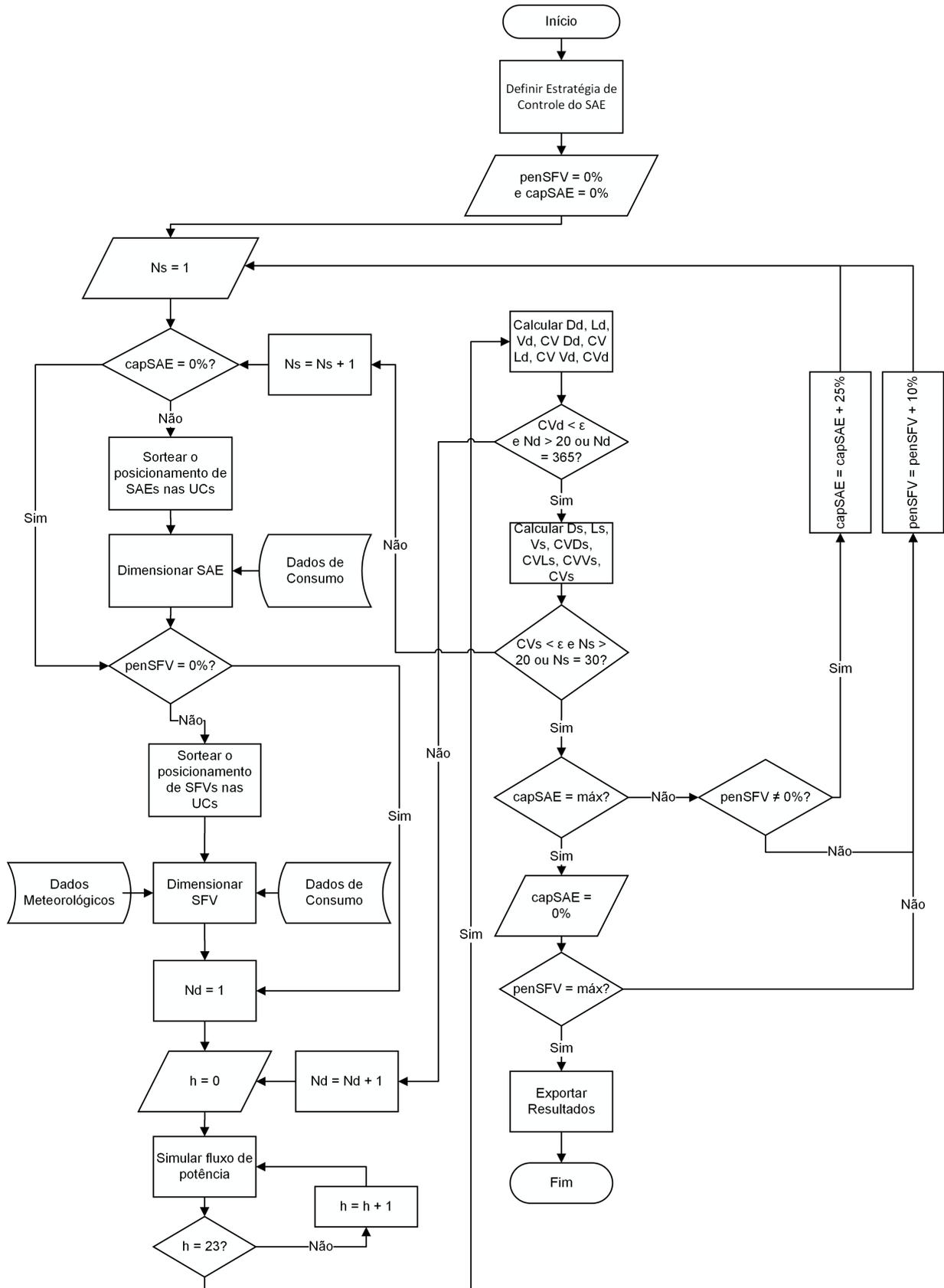


Figura 3.2: Fluxograma para obtenção dos impactos técnicos.

16. Se o valor máximo da capacidade do SAE foi atingido, executar o passo seguinte. Caso contrário checar se o cenário a ser simulado é diferente do base. Sendo positivo, soma-se 25% à capacidade do SAE e sendo negativo, soma-se 10% ao nível de penetração do SFV. Ao final, retornar ao passo 3;
17. Redefinir a capacidade do SAE para 0%;
18. Caso o nível de penetração do SFV seja máximo, executar o próximo passo, caso contrário, somar 10% ao nível de penetração e retornar ao passo 3.
19. Exportar os resultados da simulação técnica para uma planilha.

A próxima seção descreve a metodologia empregada para determinar os impactos financeiros.

3.4 Impactos Financeiros

Para se realizar comparações entre as diferentes estratégias de controle do SAE, optou-se por realizar a monetização dos impactos técnicos decorrentes da inserção de RED. Esta seção descreve a metodologia empregada para avaliar financeiramente os impactos técnicos.

3.4.1 Níveis de Tensão

Conforme estabelecido pela ANEEL, os valores das tensões fornecidas pela distribuidoras devem estar situados em uma faixa de tolerância. Caso ocorra alguma violação desses níveis de tensão, a distribuidora deve compensar financeiramente os consumidores que foram atendidos com valores de tensão fora dos limites estabelecidos.

Uma forma de estimar o valor total do custo da distribuidora decorrente das violações de tensão proporcionadas à rede devido à introdução de RED pode ser determinada pela equação (3.30) (STECANELLA, 2020).

$$V_{\$}^{pen} = \frac{-\Delta V_{pen} \times 3 \times TUSD \times CA_{aliment}}{100} [R\$] \quad (3.30)$$

em que:

- $V_{\pen : Valor da monetização dos níveis de tensão para um dado nível de penetração [R\$];
- ΔV_{pen} : Variação do valor percentual das violações de tensão para o nível de penetração pen obtida através da função de distribuição de frequência relativa de $\Delta V_S [p.p]$;
- $TUSD$: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição $\left[\frac{R\$}{kWh} \right]$;
- $CA_{aliment}$: Consumo anual do alimentador [kWh].

Considera-se que a distribuidora faz melhorias na rede de forma a resolver os problemas de tensão, evitando-se assim a necessidade de futuras compensações financeiras a seus clientes. Nesse caso, é estabelecido que os impactos referentes às violações de tensão ocorrem apenas no primeiro ano da inserção dos RED. Dessa forma, para se realizar o cálculo do valor presente da monetização dos níveis de tensão, utiliza-se o valor do Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC), conforme mostra a equação (3.31).

$$VP_V^{pen} = \frac{V_{\$}^{pen}}{1 + CMPC} [R\$] \quad (3.31)$$

em que:

- VP_V^{pen} : Valor presente da monetização dos impactos gerados pelas violações de tensão decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen [R\$];
- $V_{\pen : Valor da monetização dos níveis de tensão para um dado nível de penetração [R\$];
- $CMPC$: Custo médio ponderado do capital [%a.a].

3.4.2 Demanda de Pico

Com o aumento da demanda de pico de um alimentador, faz-se necessário realizar investimento e mudanças com o objetivo de expandir a capacidade da rede elétrica. Dessa forma, há um aumento de custos referentes à troca de equipamentos, que torna possível o fornecimento de uma maior demanda. Uma forma de se quantificar esses custos, é por meio do Custo Marginal de Expansão (CME) do setor elétrico (STECANELLA, 2020), conforme indicado pela equação (3.32).

$$D_{\$}^{pen} = -\Delta D_{pen} \times CME [R\$] \quad (3.32)$$

em que:

- $D_{\pen : Valor da monetização da demanda de pico para um dado nível de penetração [R\$];
- ΔD_{pen} : Variação do valor da demanda de pico para o nível de penetração pen obtida através da função de distribuição de frequência relativa de ΔD_S [kW];
- CME : Custo Marginal de Expansão $\left[\frac{R\$}{kW} \right]$.

Cabe mencionar que o custo referente à expansão da rede elétrica ocorre somente no primeiro ano, tendo em vista que ao se realizar modificações na rede, ele deve satisfazer as novas demandas por um longo período de tempo. Devido ao que foi exposto, ao se calcular o valor presente referente ao custo decorrente dos impactos na demanda de pico, a aplicação do CMPC é efetuada somente para o primeiro ano, conforme é mostrado pela equação (3.33).

$$VP_D^{pen} = \frac{D_{\$}^{pen}}{1 + CMPC} [R\$] \quad (3.33)$$

em que:

- VP_D^{pen} : Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pela demanda de pico decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen [R\$];
- $D_{\pen : Valor da monetização da demanda de pico para um dado nível de penetração [R\$].

3.4.3 Perdas Técnicas

A monetização das perdas técnicas é estimada por meio do uso dos valores históricos associados ao custo do mix de Compra de Energia (CE), que é dado em $R\$/kWh$. Do ponto de vista da distribuidora, a redução das perdas técnicas está diretamente relacionada com o aumento da eficiência da distribuição energética, bem como com economia no tocante à redução de gastos com a compra da energia.

A equação (3.34)² é utilizada para valoração das perdas técnicas decorrentes da introdução de RED para um nível de penetração pen .

$$L_{\$,t}^{pen} = -\Delta L_{pen} \times CE \times 365 \left[\frac{R\$}{ano} \right] \quad (3.34)$$

em que:

- $L_{\$,t}^{pen}$: Valor da monetização das perdas técnicas para um dado nível de penetração pen e ano t $\left[\frac{R\$}{ano} \right]$;
- ΔL_{pen} : Variação do valor das perdas técnicas para o nível de penetração pen obtida através da função de distribuição de frequência relativa de ΔL_S [kWh];
- CE : Custo do mix de compra de energia $\left[\frac{R\$}{kWh} \right]$.

As perdas técnicas ocorrem durante todo o ciclo de vida útil dos RED. Dessa forma, ao se realizar o cálculo do valor presente referente às perdas técnicas, faz-se necessário realizar o reajuste do CE para cada ano, além de se empregar o CMPC para todo o período de vida útil dos RED. A equação (3.35) fornece o valor presente referente às perdas técnicas.

$$VP_L^{pen} = \sum_{t=1}^T \frac{L_{\$,t}^{pen}}{(1 + CMPC)^t} [R\$] \quad (3.35)$$

em que:

- VP_L^{pen} : Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pelas perdas técnicas decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen [R\$];
- $L_{\$,t}^{pen}$: Valor da monetização das perdas técnicas para um dado nível de penetração pen e ano t $\left[\frac{R\$}{ano} \right]$.

²O valor 365 corresponde à quantidade de dias em um ano.

3.4.4 Impacto Financeiro Total

De posse dos valores referentes aos impactos financeiros relativos às violações de tensão, à demanda de pico e às perdas técnicas, é possível obter o valor presente total conforme mostra a equação (3.36). O valor presente total representa o benefício/prejuízo da distribuidora, em $R\$$, para um tempo de 25 anos, referentes à expectativa de vida útil dos RED.

$$VP_{total}^{pen} = VP_V^{pen} + VP_D^{pen} + VP_L^{pen} [R\$] \quad (3.36)$$

em que:

- VP_{total}^{pen} : Valor presente total referente à monetização dos impactos gerados pela inserção de RED para um nível de penetração pen [$R\$$];
- VP_V^{pen} : Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pelas violações de tensão decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen [$R\$$];
- VP_D^{pen} : Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pela demanda de pico decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen [$R\$$];
- VP_L^{pen} : Valor presente referente à monetização dos impactos gerados pelas perdas técnicas decorrentes da inserção de RED para um nível de penetração pen [$R\$$];

3.4.5 Algoritmo de Determinação dos Impactos Financeiros

A Figura 3.3 representa o fluxograma da determinação dos impactos financeiros decorrentes da integração dos RED.

1. Determinar a linha de tendência do CE de acordo com os seus valores históricos. Em seguida, calcular os erros entre os valores históricos do CE e os valores determinados por meio da reta que representa a tendência dos preços. Por fim, determinar o CE com base na equação da reta que descreve a tendência dos preços para cada ano em análise;
2. Determinar a distribuição de frequência acumulada para os valores de ΔD_S , ΔL_S e ΔV_S e dos erros de CE;
3. Definir o nível de penetração de SFV para 0%;
4. Definir o nível de capacidade do SAE para 0%;
5. Inicializar o contador de simulações ($n = 1$);
6. Inicializar o contador de anos ($ano = 1$);
7. Estimar o valor de ΔD_{pen} e ΔV_{pen} por meio das curvas de distribuição acumuladas das variáveis ΔD_S e ΔV_S ;

14. Obter a distribuição de probabilidade dos valores presentes obtidos (VP_D , VP_L , VP_V e VP_T);
15. Calcular o valor esperado do valor presente ($E[VP]$) e o risco associado ($\sigma[VP]$) à monetização da demanda de pico, das perdas técnicas, das violações de tensão e do total conforme as equações (3.37), (3.38) e (3.39).

$$E[VP] = \sum_{i=1}^{\infty} VP_i \times p(VP_i) \quad (3.37)$$

$$\sigma[VP] = \sqrt{\sigma^2[VP]} \quad (3.38)$$

$$\sigma^2[VP] = E[VP^2] - \{E[VP]\}^2 \quad (3.39)$$

em que:

- $E[VP]$: Valor esperado da variável aleatória VP ;
 - VP_i : Valor i da variável aleatória VP ;
 - $p(VP_i)$: Probabilidade de ocorrência da variável aleatória VP_i ;
 - $\sigma[VP]$: Desvio padrão da variável aleatória VP ;
 - $\sigma^2[VP]$: Variância da variável aleatória VP .
16. Se a capacidade do SAE for máxima, executar o passo 17. Caso contrário, somar 25% à capacidade e retornar ao passo 5;
 17. Redefinir a capacidade do SAE para 0%;
 18. Se a capacidade do SAE for máxima, executar o passo 19. Caso contrário, somar 10% à penetração de SFV e retornar ao passo 4;
 19. Fim da determinação dos impactos financeiros.

3.5 Considerações Finais

Este capítulo apresentou a metodologia empregada para realizar a quantificação dos impactos técnicos e financeiros referentes à inserção de RED em um alimentador. Inicialmente, foram expostas as informações que diferenciam os quatro casos a serem investigados neste trabalho.

Em seguida, descreveu-se o processo de obtenção das grandezas técnicas referentes aos distintos cenários de penetração de RED e as estratégias de controle de operação do SAE. O emprego do Método de Monte Carlo viabiliza uma análise que atende às diferentes características estocásticas relacionadas à variabilidade climática e à disposição dos RED dentro da rede de distribuição.

Por fim, foi apresentada a metodologia da conversão dos resultados técnicos em unidades monetárias. Ressalta-se a importância dessa etapa que possibilita a comparação das diferentes

grandezas elétrica, tendo em vista que ao se monetizar os impactos técnicos, os valores obtidos estão todos em uma mesma base.

Capítulo 4

Materiais

4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta os dados e parâmetros utilizados em cada uma das simulações executadas neste estudo. Para isso, o capítulo está organizado da seguinte maneira;

A seção 4.2 contém as informações gerais do alimentador que foi utilizado para a aplicação da metodologia.

Em seguida, a seção 4.3 expõe os dados referentes à modelagem do SFV e do SAE.

A seção 4.4 apresenta os dados meteorológicos empregados para a modelagem das condições climáticas.

Na sequência, a seção 4.5 exibe os parâmetros utilizados para se contemplar a análise financeira.

Posteriormente, a seção 4.6 descreve o ambiente necessário para se realizar as simulações computacionais.

Por fim, a seção 4.7 consiste de um resumo referente às principais características dos materiais necessários para se aplicar a metodologia exposta no capítulo 3.

4.2 Base de Dados do Alimentador

O alimentador selecionado para se realizar a análise dos impactos técnicos e financeiros está localizado no Lago Sul, Distrito Federal (DF). Um dos motivos para a escolha do citado é o fato de que esta região apresenta um grande potencial para a inclusão de RED, tendo em vista a renda per capita dos seus moradores. Os dados utilizados foram fornecidos pela ANEEL ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade de Brasília (UnB) conforme Ofício nº 0092/2016-SRD/ANEEL.

A Tabela 4.1 reúne informações referentes ao alimentador selecionado para a aplicação da metodologia.

Tabela 4.1: Dados do alimentador analisado.

Parâmetro	Dados
Alimentador	1003
Número de UCs	920
Consumo Anual [GWh]	15
Parcela Residencial [%]	91
Parcela Comercial [%]	6
Demanda de Pico [MW]	3
Nível de Tensão MT [kV]	13,8
Nível de Tensão BT [kV]	0,38
Número de Barras	2939

Quanto ao perfil de consumo das UCs, a base de dados contém ao todo trinta padrões de curvas de carga distintas a depender da classe do consumidor (residencial, comercial, industrial, rural) para dias úteis, sábados e domingos. Além disso, o modelo de cargas a ser considerado é o padrão definido pela ANEEL em que se considera 50% de potência constante e 50% da impedância constante (ANEEL, 2021b). A Figura 4.1 representa o comportamento médio das curvas de carga para o alimentador selecionado.

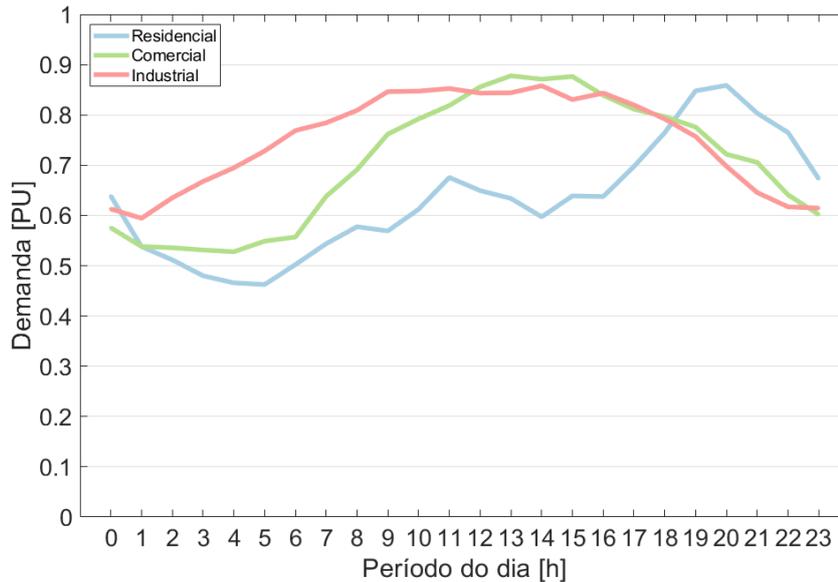


Figura 4.1: Curvas de carga residencial, comercial e industrial.

Ao observar a Figura 4.1, é possível notar três comportamentos distintos. A curva em azul representa o perfil de carga de UCs residenciais. Uma de suas principais características é o aumento da demanda conforme o horário se aproxima das 19 horas. Isso se deve ao fato de que nesse horário, grande parte da população está chegando em suas residências. Em consequência, grande parte das cargas da UC são acionadas, a saber, iluminação, eletrodomésticos e chuveiros.

A segunda curva, em verde, representa a demanda de UCs comerciais. Como característica, é possível identificar que o acionamento das cargas se dá, principalmente, durante o horário das 8

horas às 18 horas. Neste horário observa-se a maior movimentação comercial.

Por fim, a terceira curva, em vermelho, denota o perfil de carga industrial. É interessante verificar que o comportamento é similar ao do perfil de carga comercial, com a diferença de que nas UCs industriais, a demanda se mostra mais acentuada no período matutino.

4.3 Parâmetros Utilizados na Modelagem de Sistemas Fotovoltaicos e Sistemas de Armazenamento de Energia

Um dos principais elementos que compõem a modelagem dos SFV e SAE é o inversor. Conforme mostram as equações (2.3), (2.8) e (2.9), o inversor apresenta influência direta sobre as potências dos REDs, a depender de sua eficiência, que é função da potência de entrada. A Figura 4.2 representa a curva de eficiência do inversor utilizado na modelagem, tanto dos SFVs quanto dos SAEs.

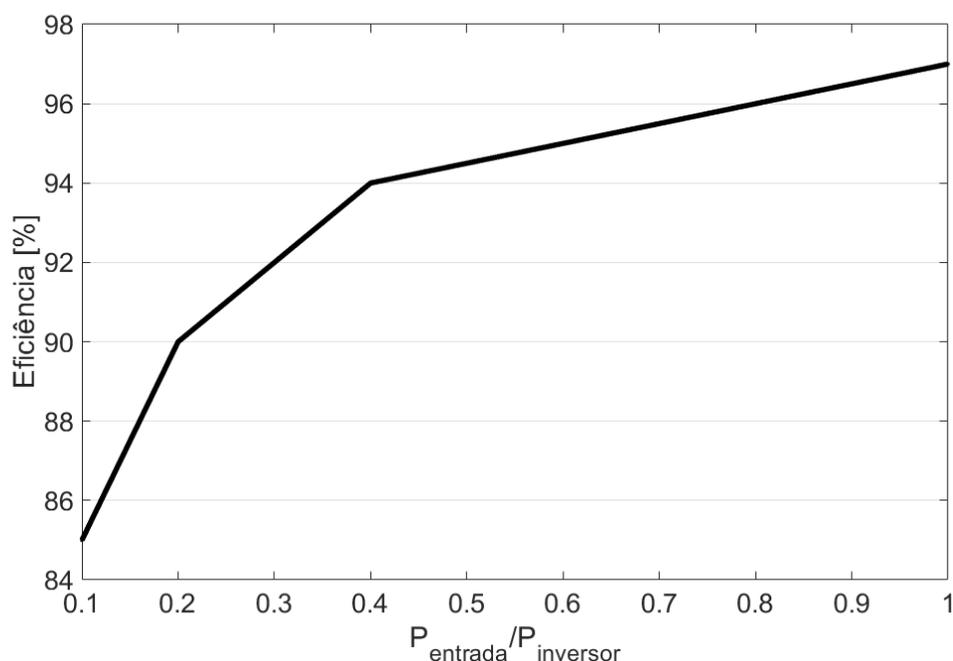


Figura 4.2: Curva de eficiência do inversor em função da potência de entrada (EPRI, 2011).

Como pode ser observado na Figura 4.2, quanto mais próxima for a potência de entrada da potência do inversor, maior será o seu rendimento.

A Figura 4.3 representa a curva dos fatores de temperatura que indicam a eficiência da geração dos SFVs. Essa curva possui influência direta sobre a geração do SFV, conforme destacado na equação (2.2).

A curva apresentada possui um comportamento descendente. Quanto maior for a temperatura, menor será o rendimento do SFV. Cabe ressaltar que o eixo das abscissas corresponde à temperatura do painel fotovoltaico (2.5), e não da temperatura ambiente.

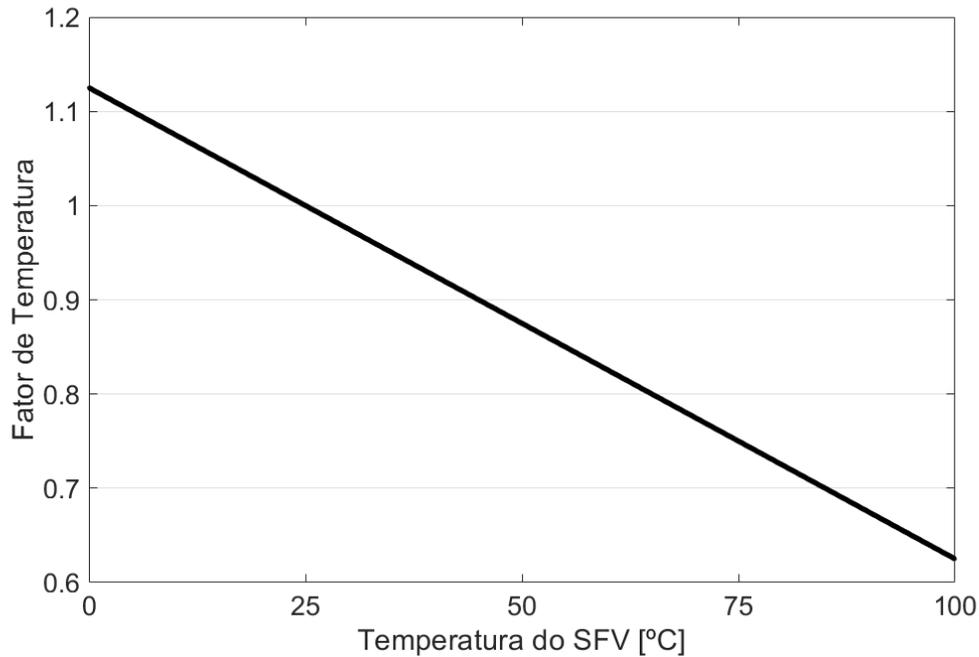


Figura 4.3: Curva de fator de temperatura em função da temperatura do SFV (EPRI, 2011).

Os SAEs utilizados como referência foram baseados no modelo de bateria *Tesla Powerwall 2* (TESLA, 2019). As especificações técnicas definidas pelo fornecedor foram utilizadas como parâmetros para se realizar as simulações. A Tabela 4.2 reúne as principais informações técnicas sobre o banco de baterias.

Tabela 4.2: Especificações técnicas das baterias *Tesla Powerwall 2*, utilizadas como referência na modelagem dos SAEs (TESLA, 2019).

Parâmetro	Valores
Tensão Nominal [V]	120/240
Capacidade de Armazenamento [kWh]	14
Potência Ativa (Máxima) [kW]	5
Fator de Potência	0,98
Quantidade Máxima de Associação de Baterias	9

4.4 Dados Meteorológicos

Para fundamentar as análises a serem realizadas, foram utilizados dados meteorológicos coletados e disponibilizados pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET, 2022). Os dados são obtidos a cada hora, totalizando 8760 amostras ao longo do ano de 2022. Conforme exposto na subseção 2.2.2, a geração dos painéis fotovoltaicos está atrelada a características temporais, principalmente, no tocante à temperatura dos SFV, que é função da temperatura ambiente, da irradiância e da velocidade do vento (2.5). A Figura 4.4 apresenta as medidas das temperaturas ambiente registradas pelo INMET no ano de 2022.

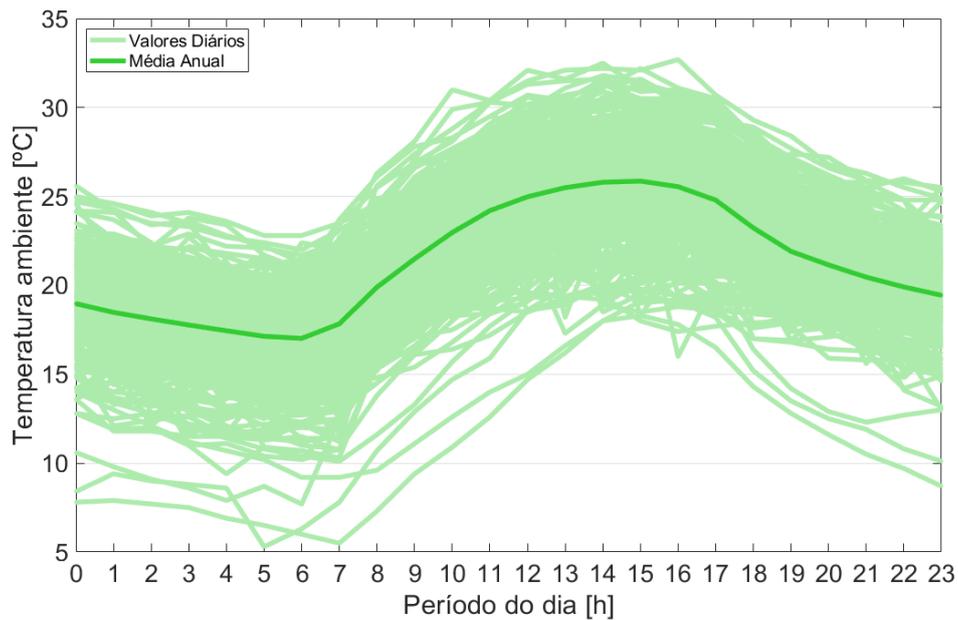


Figura 4.4: Temperaturas ambiente registradas pelo INMET ao longo do ano de 2022 (INMET, 2022).

Em verde claro, é possível observar a superposição das medidas obtidas para os 365 dias do ano de 2022. A curva em verde escuro é a média dessas amostras. Nota-se que a temperatura ambiente apresenta uma amplitude térmica de pouco menos que 30°C , sendo que a menor temperatura registrada é de cerca de 5°C , enquanto que a maior temperatura é de quase 35°C .

A Figura 4.5 apresenta as medidas da irradiância registradas pelo INMET no ano de 2022.

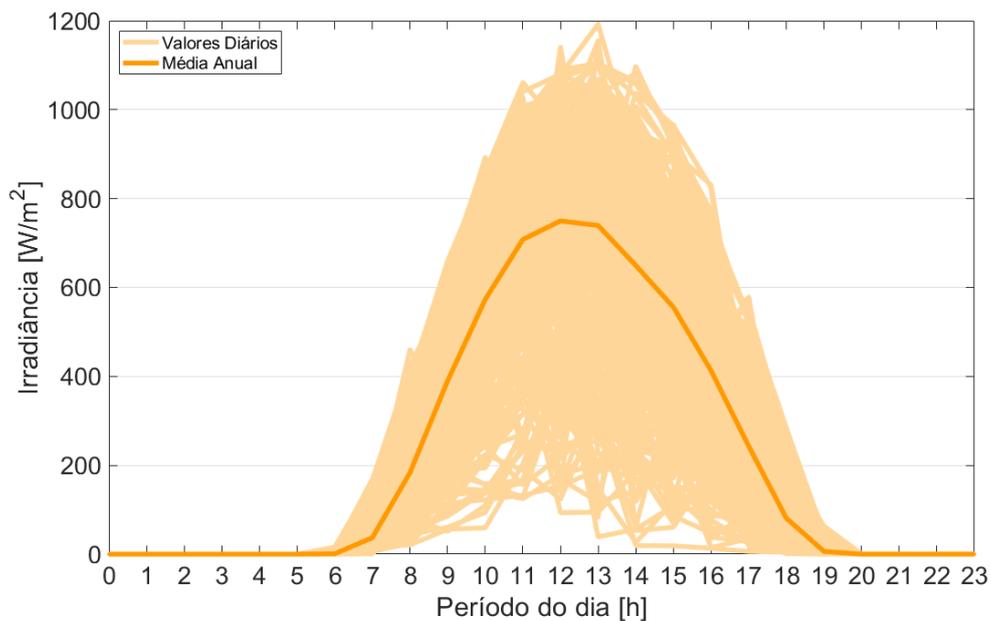


Figura 4.5: Irradiância registrada pelo INMET ao longo do ano de 2022 (INMET, 2022).

Em laranja claro, é possível observar as medidas realizadas para todos os dias, a cada hora, dos valores da irradiância. A curva em laranja escuro é a média dessas amostras. Cabe ressaltar o perfil da curva média de irradiância que indica uma importante característica da geração fotovoltaica. No período entre as 19 horas e 6 horas do dia seguinte, não há irradiância solar, o que resulta na interrupção da geração dos SFVs. Além disso, percebe-se que o pico de irradiância ocorre entre 11 horas e 15 horas. Neste estudo, o valor máximo registrado foi de aproximadamente 1200 Wm^{-2} . Outro ponto importante é a variação dos valores de irradiância ao longo do ano. Ao observar o período do dia correspondente às 13 horas, foram registrados valores próximos a 1200 Wm^{-2} , mas cabe mencionar que também houve medições próximas a 0 Wm^{-2} . Esse fator ressalta a importância de se realizar uma análise que leva em consideração diferentes dias do ano e diferentes posicionamentos de SFVs dentro de uma rede de distribuição.

A Figura 4.6 expõe as medidas da velocidade do vento registrada pelo INMET no ano de 2022.

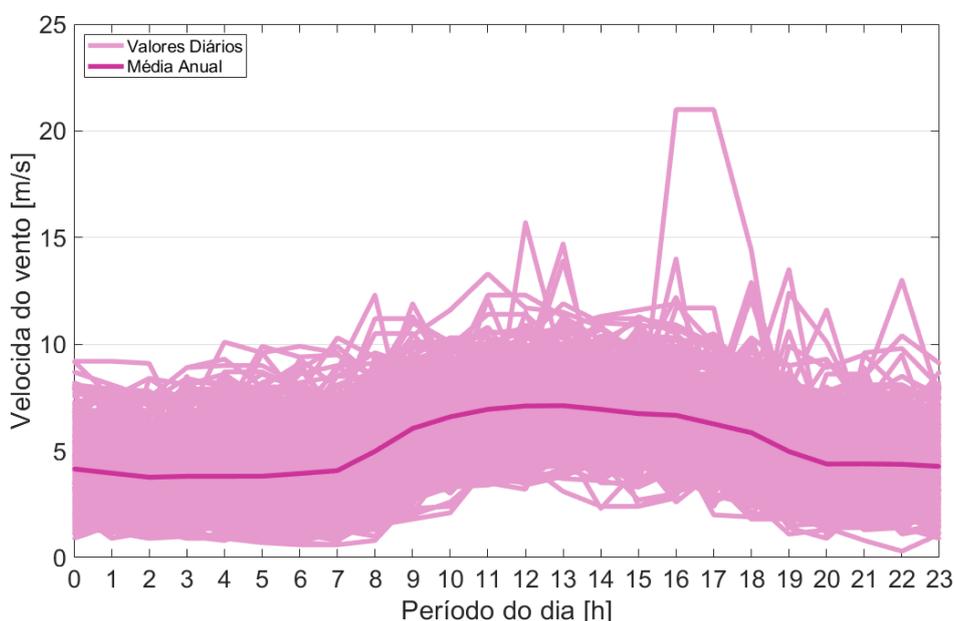


Figura 4.6: Velocidade do vento registrada pelo INMET ao longo do ano de 2022 (INMET, 2022).

Observando a curva em roxo claro, percebe-se que as medições se encontram concentradas, na maior parte do tempo, entre 0 e 10 m/s . A média deste parâmetro é igual a valores próximos a 5 m/s .

Por fim, a Figura 4.7 apresenta as temperaturas dos painéis fotovoltaicos obtidas por meio do modelo sugerido e validado por (TAMIZHMANI et al., 2003).

É importante comparar as temperaturas relativas ao ambiente (Figura 4.4) e aos SFVs (Figura 4.7). De maneira geral, o comportamento das curvas é bem semelhante. A temperatura tende a aumentar por volta das 8 horas e atingir o pico próximo às 13 horas. Entretanto, é fundamental comparar os valores absolutos da temperatura. Para a temperatura ambiente os valores máximos não ultrapassam 35°C . Em contrapartida, os painéis fotovoltaicos chegam a atingir temperaturas próximas a 60°C . Esse comportamento evidencia a importância de se considerar nas análises os

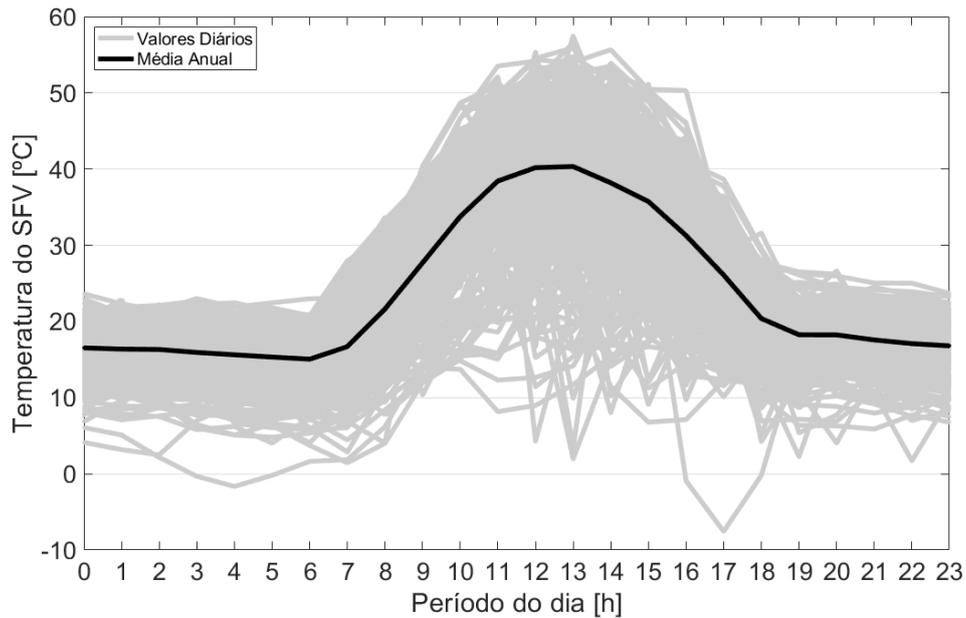


Figura 4.7: Temperatura estimada do SFV a partir do modelo (TAMIZHMANI et al., 2003).

valores referentes à temperatura dos SFV, que está relacionada com a temperatura ambiente. No entanto, tal temperatura pode apresentar valores distintos, conforme indicado por (TAMIZHMANI et al., 2003).

4.5 Parâmetros Utilizados no Cálculo Financeiro dos Impactos Técnicos

Foram utilizados quatro parâmetros para a obtenção dos impactos financeiros, a saber: o CE, o CME, a TUSD e o CMPC. As revisões tarifárias realizadas pela ANEEL disponibilizam os valores referentes ao CE, à TUSD e ao CMPC (ANEEL, 2023a; ANEEL, 2023b; ANEEL, 2022). O CME foi utilizado com base na Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) (EPE, 2022). Os dados relativos ao CME, à TUSD e ao CMPC foram reunidos na Tabela 4.3.

Tabela 4.3: Dados empregados na valoração dos impactos técnicos.

Indicador Financeiro	Valor
CME [$R\$/kW$]	794,10
TUSD [$R\$/MWh$]	348,06
CMPC [%a.a]	7,15

Os dados referentes ao custo do mix de compra de energia (CE) foram projetados segundo uma regressão linear aplicada sobre os valores históricos que são compostos pelo período de 2011 a 2022 referentes à distribuidora CEB-DIS (ANEEL, 2023a). A projeção foi realizada para 25 anos, tendo como fundamento o período de vida útil esperado dos REDs.

A Figura 4.8 apresenta os valores históricos e projetados referentes ao CE ao longo dos anos.

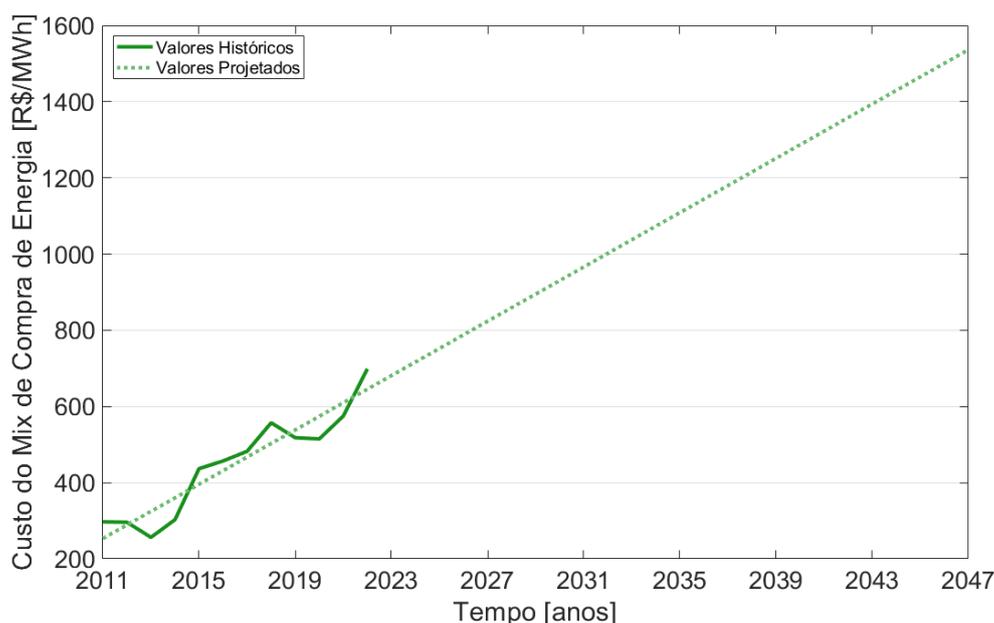


Figura 4.8: Valores históricos e tendência do CE de 2011 a 2047 (ANEEL, 2023a).

Na Figura 4.8 é possível observar que pelos valores históricos, representados pela linha preenchida, a tendência do CE é de aumentar ao longo dos anos. Por meio de uma regressão linear, foi possível estimar o valor do CE, linha pontilhada, para os próximos anos. Esta estimativa ainda leva em consideração os erros de CE, que no estudo foi considerado como uma variável aleatória. Cabe ressaltar que o crescimento estimado é de R\$ 35,65 por cada *MWh* a cada ano.

4.6 Ambiente Computacional

Para aplicar a metodologia deste trabalho, foi utilizado o MATLAB. Uma parte dos parâmetros de entrada são fornecidos dentro do próprio ambiente do MATLAB e a outra parcela é fornecida como planilhas do Excel.

Conjuntamente com o *software* supracitado, emprega-se uma ferramenta computacional voltada para a simulação de fluxo de potência, conhecida como *Open Distributed System Simulator*. O OpenDSS é um simulador de fluxo de potência em redes de distribuição que inclui recursos que facilitam a integração de RED. A ANEEL adotou o *software* como referência para as distribuidoras realizarem a modelagem e os cálculos referentes às perdas técnicas (ANEEL, 2014). Dentre as diversas características do OpenDSS, estão a flexibilidade de atender às necessidades de cada caso, tendo em vista que ele possibilita a comunicação com *softwares* como o MATLAB por meio da interface COM. Cabe destacar que o OpenDSS é uma plataforma de código aberto.

4.7 Considerações Finais

Este capítulo apresentou as informações necessárias para o emprego da metodologia proposta. Inicialmente, foram expostas as informações técnicas sobre o alimentador e também os dados referentes ao consumo. Em seguida, caracterizou-se o comportamento de equipamentos referentes à modelagem de RED. Adicionalmente, foram disponibilizados os dados meteorológicos que são empregados na modelagem de SFV e SAE. Posteriormente, os parâmetros relacionados à conversão dos impactos técnicos em financeiros foram explicitados. Por fim, descreveu-se o ambiente computacional necessário para aplicar a metodologia. No capítulo 5, serão descritos os resultados obtidos para a metodologia proposta.

Capítulo 5

Resultados e Discussões

5.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta os resultados obtidos por meio da aplicação da metodologia descrita anteriormente. Para tanto, o capítulo é organizado da seguinte maneira:

A seção 5.2 descreve as condições referentes aos cenários investigados.

Em seguida, a seção 5.3 exhibe os resultados técnicos e financeiros obtidos para as diferentes estratégias de controle do SAE.

Posteriormente, a seção 5.4 discorre sobre os resultados e realiza comparações entre os diferentes casos contemplados.

Por fim, a seção 5.5 expõe de forma sintetizada o que foi exposto ao longo do capítulo.

5.2 Condições das Simulações

Conforme mencionado no capítulo 3, foram realizadas quatro simulações contemplando as diferentes estratégias de controle do SAE devidamente expostas. Em cada cenário, estabeleceu-se:

- Número mínimo de dias simulados (N_d^{min}) igual a 20;
- Número máximo de dias simulados (N_d^{max}) igual a 365;
- Número mínimo de posições simuladas (N_S^{min}) igual a 20;
- Número máximo de posições simuladas (N_S^{max}) igual a 30;
- Ao final de cada conjunto de simulações, o CV deve ser menor que 0,05;
- Níveis de penetração do SFV ($penSFV$) de 0 a 80%, em passos de 10%;
- Fator de capacidade do SAE (C_F) de 0 a 100%, em passos de 25%.

5.3 Impactos Técnicos e Financeiros

As próximas seções exibem os impactos referentes a 5 cenários distintos, a saber: i) somente SFV, ii) SFV e SAE com estratégia de recarga horária, iii) SFV e SAE com estratégia de recarga horária $SoC = 100\%$, iv) SFV e SAE com estratégia de recarga diferença entre geração e consumo, v) SFV e SAE com estratégia de recarga diferença entre geração e consumo $SoC \approx 100\%$.

Para avaliar cada cenário, inicialmente, foram obtidas as informações técnicas sobre os valores da demanda, das perdas técnicas e das violações de tensão do alimentador. Posteriormente, é realizada a monetização dos resultados técnicos assumindo-se que a vida útil dos RED é igual a 25 anos.

A subseção 5.3.1 contempla os resultados referentes aos impactos decorrentes da introdução de SFV. Complementarmente, a subseção 5.3.2 abrange os resultados obtidos com a introdução de SAE. Com isso, será possível observar separadamente as consequências da introdução de somente SFV e SFV conjuntamente com SAE.

5.3.1 Sistemas Fotovoltaicos

A Figura 5.1 apresenta a geração fotovoltaica para diferentes níveis de penetração de SFV na rede de distribuição.

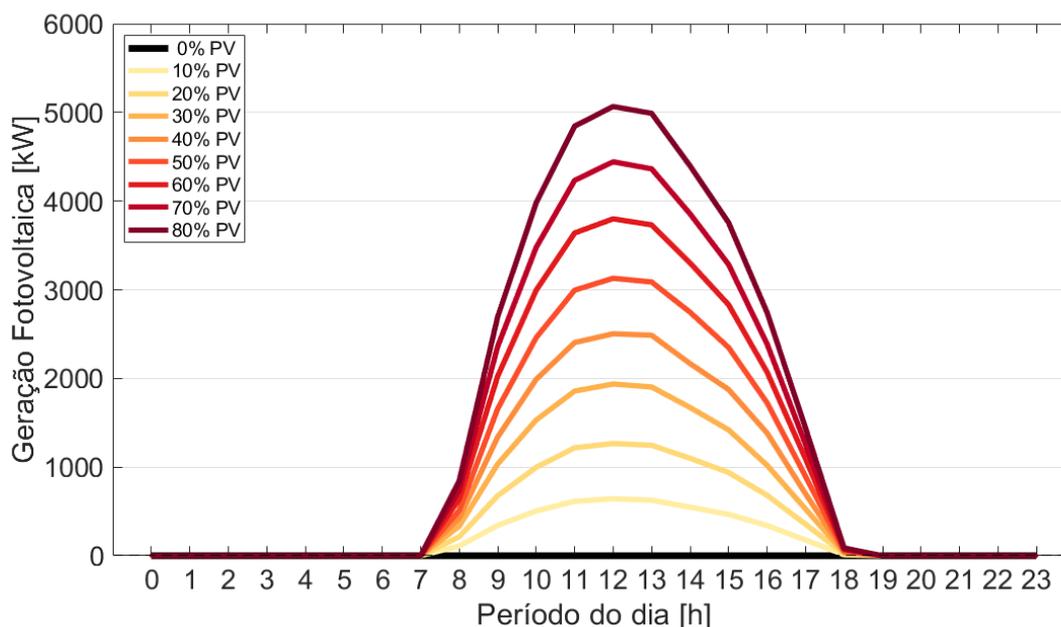


Figura 5.1: Geração fotovoltaica para diferentes níveis de penetração de SFV.

Observando a Figura 5.1, nota-se que a geração fotovoltaica aumenta conforme o nível de penetração se aproxima de 100%. O período de geração ocorre entre 7 e 19 horas. A única curva que não apresenta geração em nenhum momento é a representada em preto, tendo em vista que ela corresponde ao cenário base, que não possui SFV. Além disso, percebe-se que o período de maior

intensidade da geração fotovoltaica ocorre entre 11 e 14 horas, que converge com os momentos de maior irradiância solar de um dia.

A Figura 5.2 exibe a demanda do alimentador para os diferentes níveis de penetração avaliados.

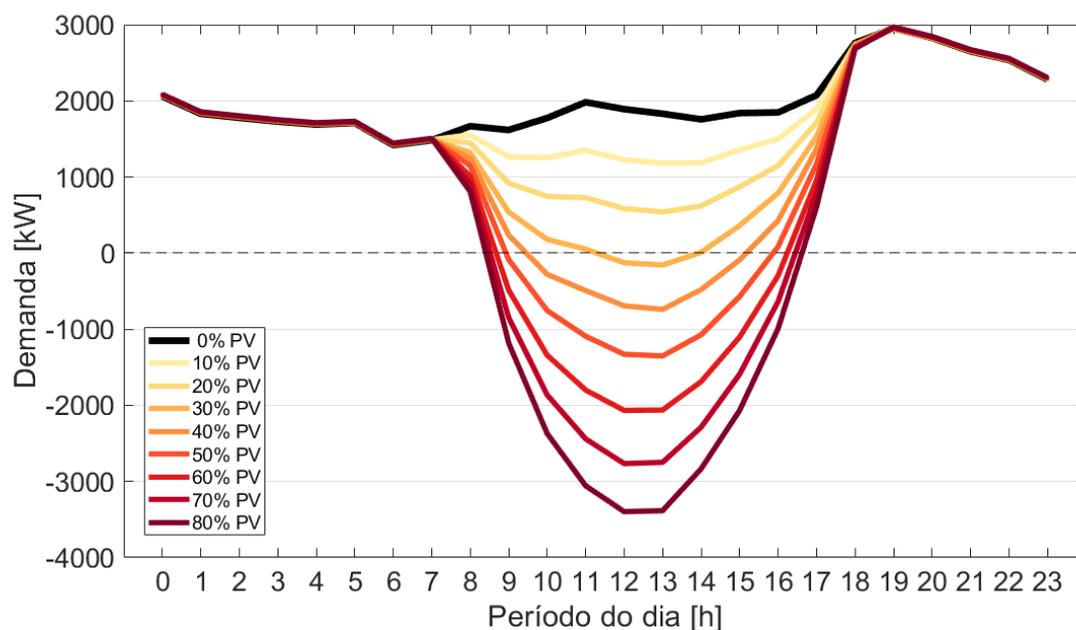


Figura 5.2: Demanda do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV.

Ao verificar a curva de demanda do alimentador, Figura 5.2, é importante ressaltar dois pontos característicos. O primeiro deles é o fato de que a geração fotovoltaica atenua a demanda do alimentador, como pode ser observado no período entre 7 e 18 horas. É interessante notar que a partir de 30% de penetração fotovoltaica, percebe-se uma demanda negativa do alimentador, ocasionando o fluxo reverso de potência. Este comportamento é indesejável, tendo em vista que ele pode ocasionar em aumentos dos níveis de tensão da rede, além do risco de se danificar equipamentos. A outra característica da curva é o momento de pico da demanda, que ocorre por volta das 19 horas.

Como pode ser observado ao se comparar as curvas coloridas com a preta, percebe-se que a geração fotovoltaica possui uma pequena influencia sobre a demanda a partir das 18 horas. Isso se deve ao fato de que a partir desse horário, a geração é mínima, dado que a irradiância solar diminui expressivamente.

A Figura 5.3 apresenta as perdas técnicas referentes ao alimentador decorrentes da introdução de SFV para diferentes níveis de penetração.

Da Figura 5.3, depreende-se que a introdução de SFV, a depender do nível de penetração, acarreta em um aumento das perdas técnicas. Observando-se a tendência das curvas, nota-se que partindo de 10% de penetração, ocorre uma redução das perdas técnicas que é mantida até os 50%. No entanto, ao ultrapassar esse nível de penetração durante os momentos de pico da geração, percebe-se o aumento das perdas técnicas em comparação com o caso em que não há

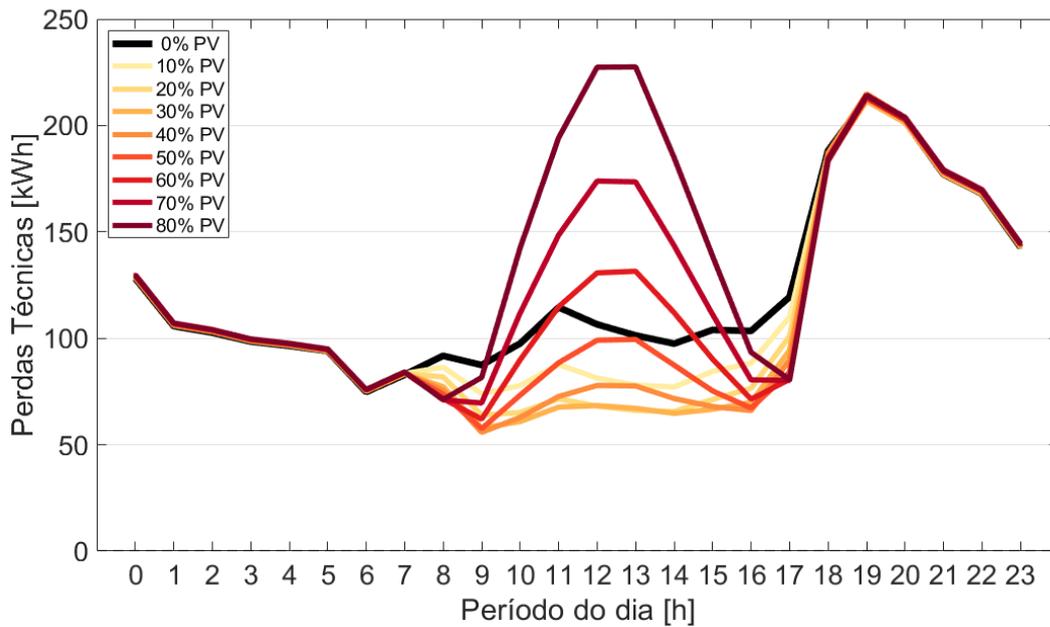


Figura 5.3: Perdas técnicas do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV.

penetração fotovoltaica.

A Figura 5.4 apresenta as violações de tensão decorrentes da introdução dos SFV para os diferentes níveis de penetração.

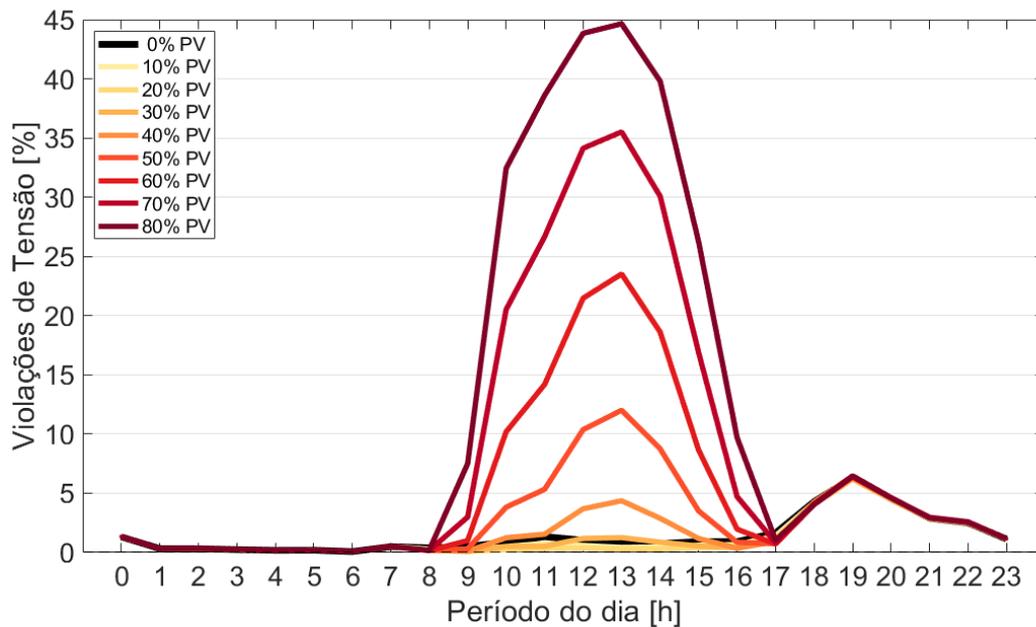


Figura 5.4: Violações de tensão do alimentador para diferentes níveis de penetração de SFV.

Percebe-se pela Figura 5.4 a forte influencia dos níveis de penetração de SFV em relação às violações de tensão observadas ao longo do dia. O pico de violações de tensão ocorre por volta das 13 horas, período de pico da geração fotovoltaica. Nesse momento, pouco menos da metade

das fases das UCs apresentam sobretensões resultante do excesso de geração.

A Figura 5.5 apresenta os resultados referentes à monetização dos impactos técnicos ao se considerar apenas a introdução de SFV com níveis de penetração que vão de 10 a 80% em passos de 10%. Os valores representados pelas barras azuis correspondem à esperança do valor presente resultante da monetização dos custos referentes à demanda de pico. Em laranja, tem-se as perdas técnicas, e em amarelo e as violações de tensão. A curva em azul escuro representa o risco associado ao investimento, correspondente ao desvio padrão do valor presente total.

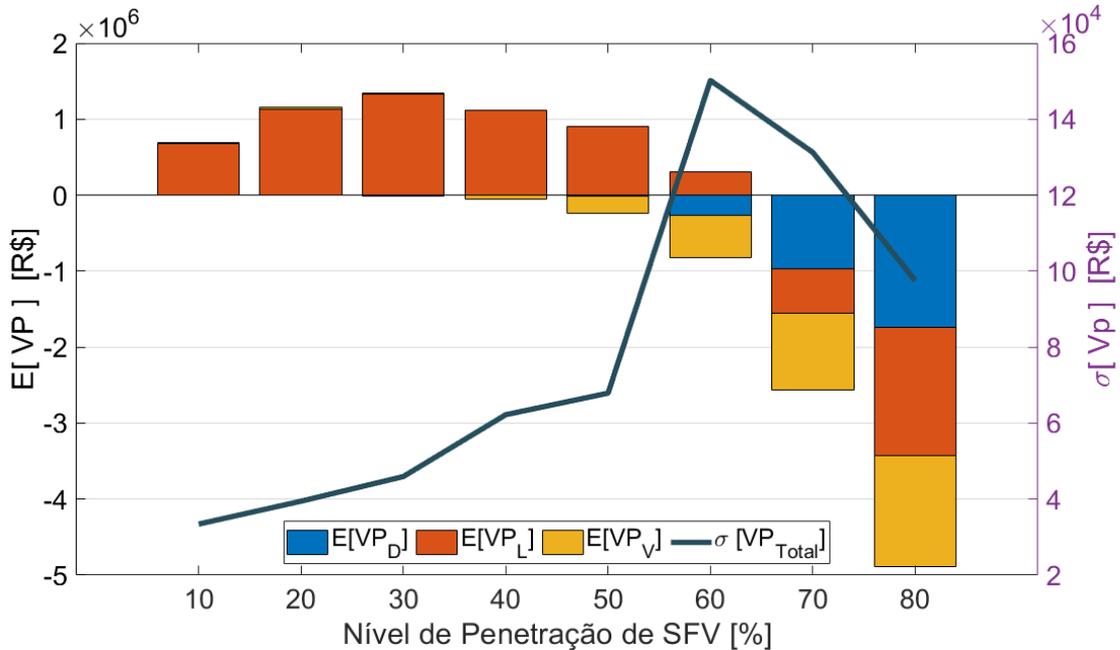


Figura 5.5: Monetização dos impactos técnicos decorrentes da introdução de SFV para diferentes níveis de penetração.

Constata-se pela Figura 5.5 que a introdução de SFV para níveis de penetração entre 10 e 50% representa, do ponto de vista da distribuidora, uma redução de custos. A principal parcela da contribuição é referente à minimização das perda técnicas, representada pela cor laranja do gráfico de barras. Para baixos níveis de penetração, percebe-se um crescimento sutil dos benefícios financeiros da EDE. Para 30% de nível de penetração, constata-se o caso que apresenta o melhor benefício financeiro para a EDE, com uma redução de mais de R\$ 1.000.000,00 de custos.

Entretanto, para níveis de penetração superiores a 50%, constata-se que a EDE se encontra em um cenário desvantajoso, financeiramente, tendo em vista que a esperança do valor presente referente aos impactos de demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão são negativos. Para 70% de nível de penetração de SFV, os custos se aproximam de R\$ 2.500.000,00, e, no pior caso, para 80% de nível de penetração, os custos são de aproximadamente R\$ 5.000.000,00.

5.3.2 Sistemas Fotovoltaicos e Sistemas de Armazenamento de Energia

Os resultados a seguir correspondem aos casos referentes à introdução do SAE para as quatro estratégias de controle definidas nos capítulos anteriores. Para realizar as análises comparando-se os impactos decorrentes da inserção dos SAE, optou-se por representar graficamente os resultados seguindo um padrão de cores em que as curvas em preto representam o caso base, ou seja, não há presença de SFV e SAE. Em cinza tem-se somente a presença de SFV, e as curvas coloridas (azul, vermelha, verde e roxa) representam o caso em que há SFV em conjunto com os SAE.

5.3.2.1 Estratégia Horária

A Figura 5.6 apresenta o SoC dos SAE considerando-se suas diferentes capacidades, e 40% de nível de penetração de SFV. Em preto, tem-se a curva que representa o caso sem a presença de RED na rede, e em cinza o caso em que somente há a presença de SFV. Optou-se por representar os casos com 40% de penetração fotovoltaica com o intuito de analisar os resultados para um cenário intermediário de presença de RED, evitando-se assim os casos extremos. No entanto, os resultados para todos os níveis de penetração estão disponíveis nos Apêndices I, II, III e IV deste trabalho.

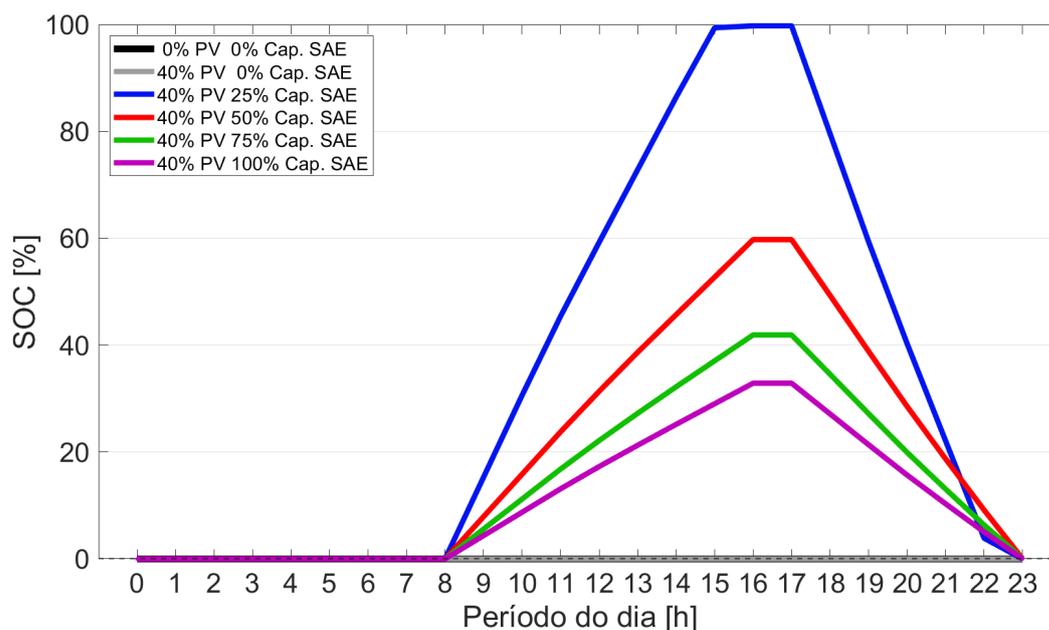


Figura 5.6: SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

Da Figura 5.6, é possível observar do total de seis curvas, que duas delas representam o SoC para casos em que não há presença de SAE, e nas outras quatro estão representados o SoC para diferentes capacidades. Das citadas curvas nota-se que, o período de carga se inicia às 8 horas e é interrompido às 16 horas, com exceção da curva em azul, que tem seu SoC igual a 100% próximo às 15 horas. Das 16 às 17 horas, as baterias entram em um estado ocioso. Nota-se que durante esse

período o SoC permanece praticamente constante. Às 17 horas se inicia a descarga das baterias. Cabe ressaltar que a curva em azul (40% de penetração fotovoltaica e 25% de capacidade de armazenamento do SAE) é o único caso em que se carrega completamente o SAE.

A Figura 5.7 apresenta as curvas de demanda do alimentador para diferentes fatores de capacidade do SAE, considerando-se 40% de nível de penetração. Em preto tem-se a curva que representa o caso sem a presença de RED na rede, e em cinza o caso em que somente há a presença de SFV.

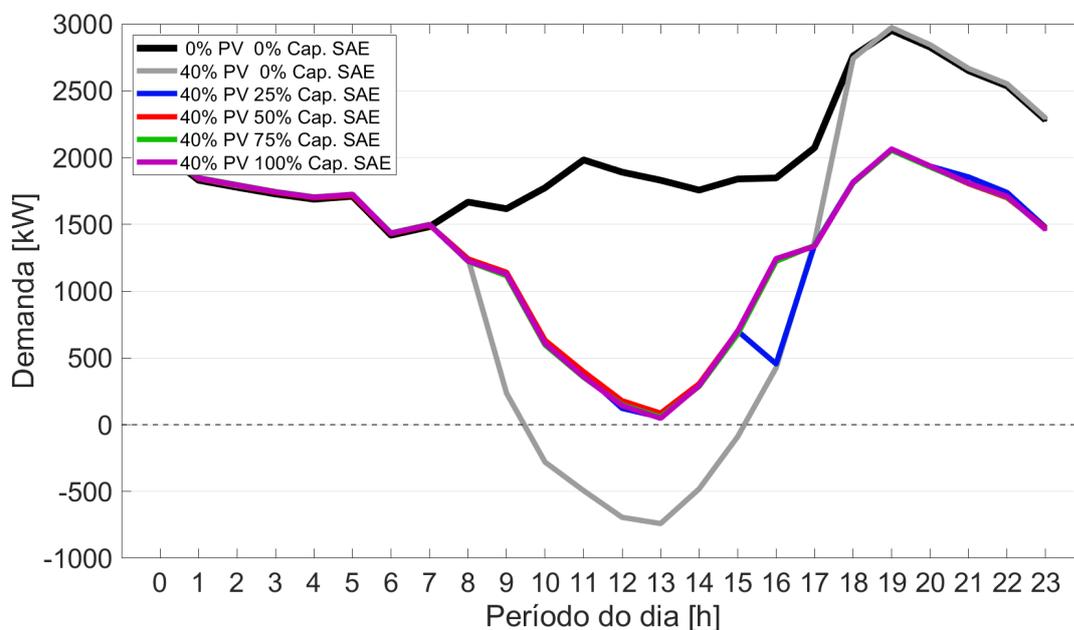


Figura 5.7: Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

Nota-se pela Figura 5.7 uma redução significativa da demanda do alimentador com a introdução de RED. Às 7 horas, observa-se uma tendência de queda da curva de demanda, que está associada com a geração dos SFV. Isso se deve ao fato de que com a geração fotovoltaica, parte do consumo das UCs é suprida pelo SFV, aliviando assim a carga do alimentador. Entretanto, como evidenciado pela curva em cinza, a demanda de pico permanece praticamente inalterada, tendo em vista que das 18 às 23 horas, não há influência da GD na curva de demanda.

Por outro lado, com a introdução dos SAE, representada pelas curvas coloridas (azul, vermelha, verde e roxa) é possível observar dois pontos principais: i) a demanda do alimentador aumenta quando comparada com a presença de apenas SFV no período entre 8 e 17 horas, e ii) ocorre uma redução significativa da demanda de pico que era de aproximadamente 3000 kW às 19 horas e passou a ser de pouco mais de 2000 kW. O primeiro ponto se deve ao fato de que o SAE está armazenando energia da rede durante esse período, acarretando no aumento da demanda. O segundo ponto está relacionado com o período de descarga dos SAE, ou seja, com a injeção de potência na rede que se inicia às 17 horas, a carga do alimentador é menor, tendo em vista que parte do consumo das UCs está sendo suprido pelas baterias.

A Figura 5.8 apresenta as curvas referentes às perdas técnicas para 40% de nível de penetração

dos RED e diferentes capacidades do SAE para o alimentador. Em preto, tem-se a curva que representa o caso sem a presença de RED na rede, e em cinza, tem-se o caso em que somente há a presença de SFV.

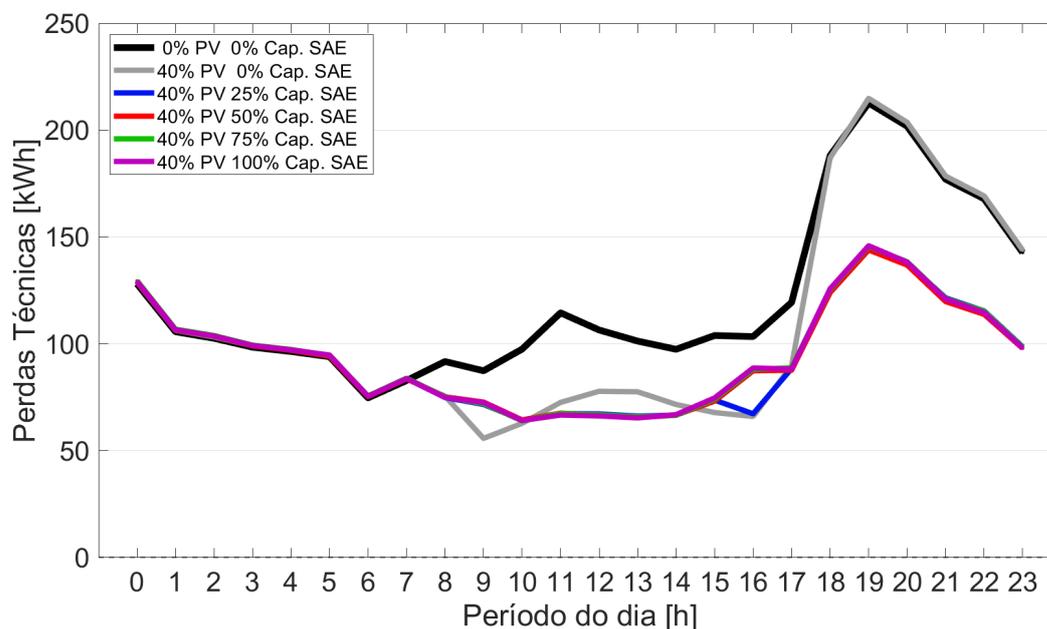


Figura 5.8: Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

Como é evidenciado pela Figura 5.8, o caso base apresenta um aumento das perdas técnicas entre 17 e 23 horas do dia. Esse comportamento ocorre pelo aumento da corrente que é fornecida pelo alimentador, no período que corresponde ao aumento da potência demandada pelas UCs. Para o caso em que se introduz os sistemas fotovoltaicos, nota-se uma redução das perdas entre 7 e 17 horas, que corresponde ao período em que há geração fotovoltaica. Com a GD, localizada próxima às UCs, tem-se uma redução do trajeto que a corrente elétrica fornecida pelo alimentador percorre, ocasionando na redução das perdas técnicas.

Complementarmente, durante o período da noite, a energia que foi armazenada pelo SAE durante o dia é injetada na rede. Isso diminui a demanda do alimentador, resultando em uma menor corrente que sai do alimentador e reduzindo as perdas durante o período de pico da demanda. Pela Figura 5.8, constata-se que há uma redução das perdas de mais de 25% somente às 19 horas.

Por fim, a Figura 5.9 apresenta as violações de tensão decorrentes da introdução de RED quando se tem 40% do nível de penetração dos SFV.

Como pode ser observado pela Figura 5.9, para o caso base, nota-se um pico das violações de tensão entre as 17 e 21 horas. Esse comportamento corresponde às quedas de tensão durante o horário em que se há um aumento da demanda do alimentador. No momento de pico, mais de 6% das fases do alimentador se encontram fora das condições estabelecidas pela ANEEL.

Outra característica a ser observada é do aumento das violações de tensão decorrentes da introdução de SFV, curva em cinza. Constata-se que entre 9 e 15 horas, as violações de tensão

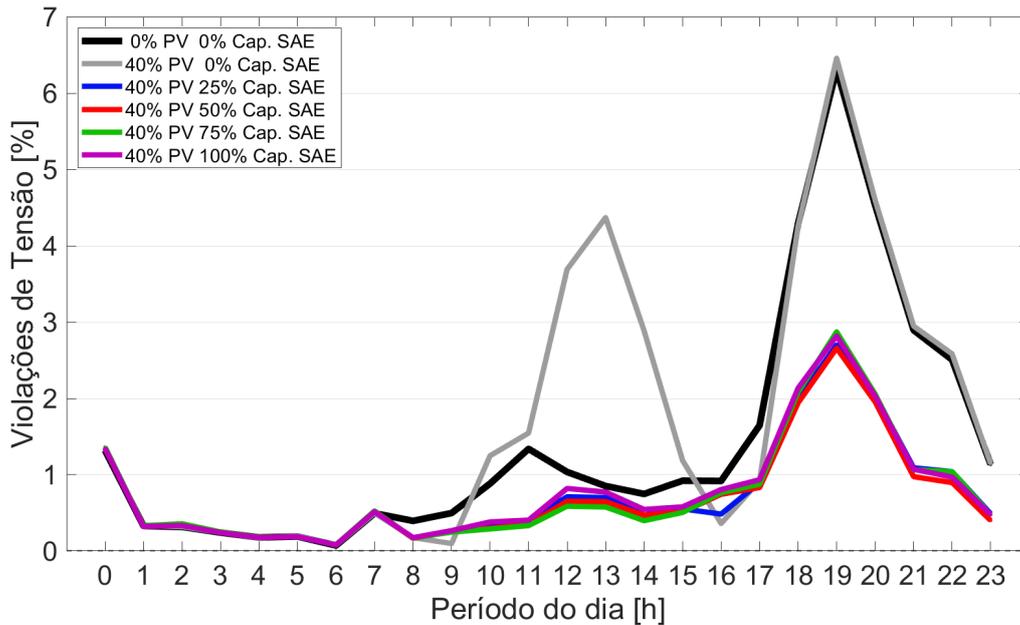


Figura 5.9: Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

tendem a crescer. Entende-se que o excesso da energia elétrica gerada pela GD não é escoado, e por consequência, tem-se uma elevação dos níveis de tensão da rede. Cabe ressaltar que os SFV adicionados de forma independente na rede não influenciam nas violações de tensão no período da noite, tendo em vista que a geração fotovoltaica ocorre apenas durante o dia.

Com o aumento das violações de tensão, tem-se a possibilidade de se danificar equipamentos sensíveis às sobretensões da rede. Além disso, tem-se o fato de que a geração fotovoltaica pode ser limitada pelos inversores, como um mecanismo de proteção.

Em compensação, ao se introduzir os SAE, nota-se em primeiro plano a redução das sobretensões decorrentes da geração excessiva dos SFV. Anteriormente, era possível observar um pico acima de 4% que foi reduzido para menos de 1%. Em adição, a subtensão presente pelo aumento da demanda, durante a noite, foi reduzida, pois nesse horário, o SAE está injetando a energia armazenada durante o dia. Com isso, percebe-se uma redução de mais de 50% das violações de tensão às 19 horas.

Conforme observado pelos impactos técnicos decorrentes da introdução dos RED na rede de distribuição, nota-se que a estratégia horária foi capaz de impactar positivamente nos três aspectos técnicos analisados. Quando se considera a demanda do alimentador, percebe-se que foi possível reduzir a demanda ao longo do dia. Em adição, os SAE reduziram a demanda de pico do alimentador durante o período da noite em aproximadamente 33%.

Analogamente à demanda do alimentador, constatou-se uma redução das perdas técnicas durante o dia, decorrente da diminuição da corrente fornecida pelo alimentador da EDE. Além disso, tendo em vista o horário de descarga do SAE, percebe-se também uma redução das perdas no período da noite, correspondente ao horário de maior demanda das UCs.

Em relação às violações de tensão, o caso base apresenta durante o período da noite, problemas relacionados à subtensão decorrente da elevada demanda do alimentador. Com a introdução de SFV, agravam-se os problemas de tensão, tendo em vista que neste cenário, são observados problemas de subtensão durante a noite e sobretensões durante o dia. Por fim, a introdução de SAE com uma estratégia de recarga horária resulta na mitigação dos problemas de tensão do alimentador referentes tanto às subtensões, presentes no caso base, quanto às sobretensões introduzidas na rede de distribuição com a inserção dos SFV.

A Figura 5.10 apresenta a monetização referente aos impactos técnicos referentes à demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para diferentes níveis de capacidade do SAE para 40% de nível de penetração de RED.

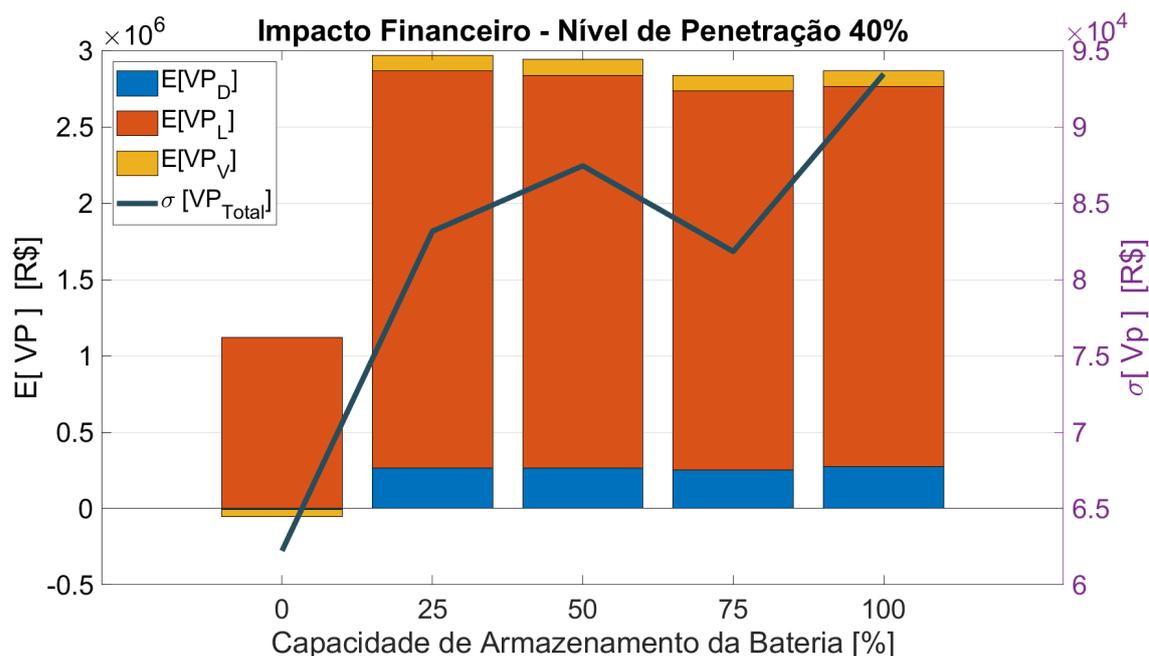


Figura 5.10: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.

Da Figura 5.10 percebe-se que para 40% de penetração fotovoltaica, independentemente da capacidade de armazenamento do SAE, há uma redução de custos da perspectiva da EDE. Cabe ressaltar que dentre as grandezas elétricas observadas, a maior parcela é representada pela redução das perdas técnicas, em laranja. Sem a presença de SAE, é possível observar que a demanda de pico praticamente não é alterada, tendo em vista que o impacto dos SFV ocorre durante o dia, em contraste com o horário de pico da demanda que é por volta das 19 horas. Além disso, percebe-se que nesse cenário, há um prejuízo referente às violações de tensão representado pela barra em amarelo ao se considerar 0% de capacidade de armazenamento.

Ao se introduzir os SAE, percebe-se uma potencialização da redução de custos. Como pode ser observado, a parcela que apresenta a maior contribuição é a referente às perdas técnicas. Cabe ressaltar que os custos referentes às violações de tensão foram convertidos em benefício financeiro. Para os diferentes níveis de capacidades do SAE, evidencia-se um benefício sob a perspectiva da

EDE que se encontra próximo a R\$ 3.000.000,00.

A Figura 5.11 apresenta uma visão geral, considerando-se a estratégia de controle horária, dos custos associados à integração de RED para os diferentes níveis de penetração e fatores de capacidade.

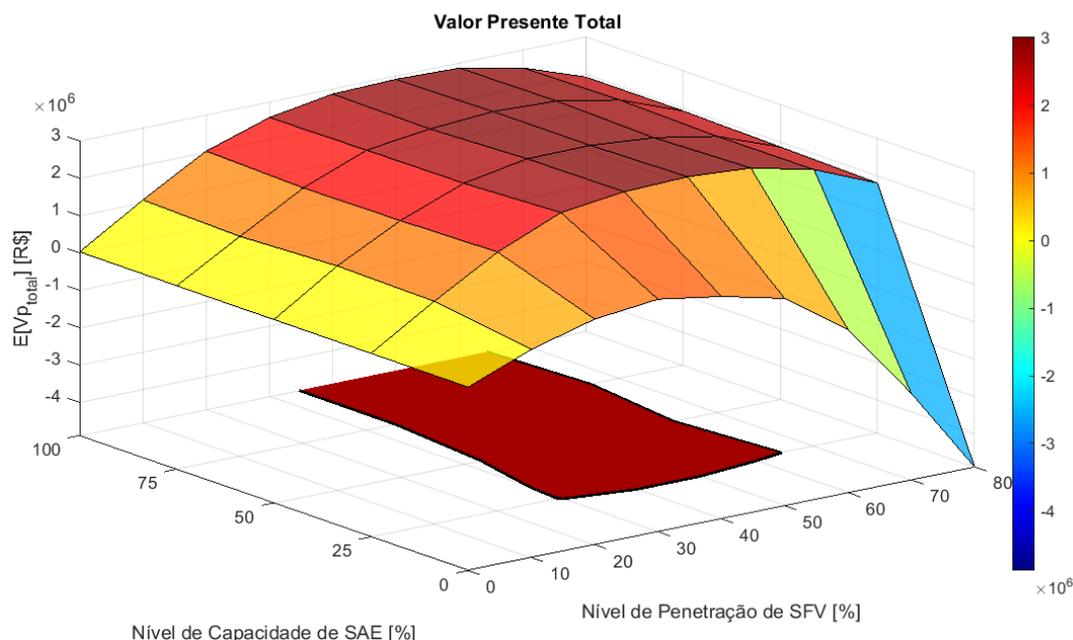


Figura 5.11: Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle horária.

Pela Figura 5.11, percebe-se um aumento dos benefícios econômicos à medida em que se aumenta a penetração de SFV até 30%. Para os casos em que não há a presença de SAE, ou seja, o fator de capacidade corresponde a 0%, a partir de 40% de penetração fotovoltaica, constata-se uma redução do benefício econômico. Ao atingir 60% de nível de penetração, a EDE passa a arcar com prejuízos decorrentes da introdução dos SFV.

Entretanto, para o caso em que há SAE, para qualquer fator de capacidade, constata-se a redução de custos da EDE. É oportuno ressaltar que a curva de nível apresentada na Figura 5.11 contempla quais combinações entre nível de penetração dos SFV e capacidade de armazenamento do SAE que implicam em uma redução de custos de pelo menos 90% do valor máximo do benefício estimado para todos os cenários.

Como é possível notar, os cenários que se enquadram dentro da faixa das maiores reduções de custo para a EDE são aqueles que possuem nível de penetração dos SFV entre 30 e 60%, e que apresentam SAE, independentemente do seu fator de capacidade.

5.3.2.2 Estratégia Horária SoC = 100%

A Figura 5.12 apresenta o SoC do SAE para 40% de penetração dos RED, considerando-se a estratégia de controle que é ajustada de forma a garantir que ao final do período de carga

estabelecido, as baterias se encontrem com sua capacidade máxima.

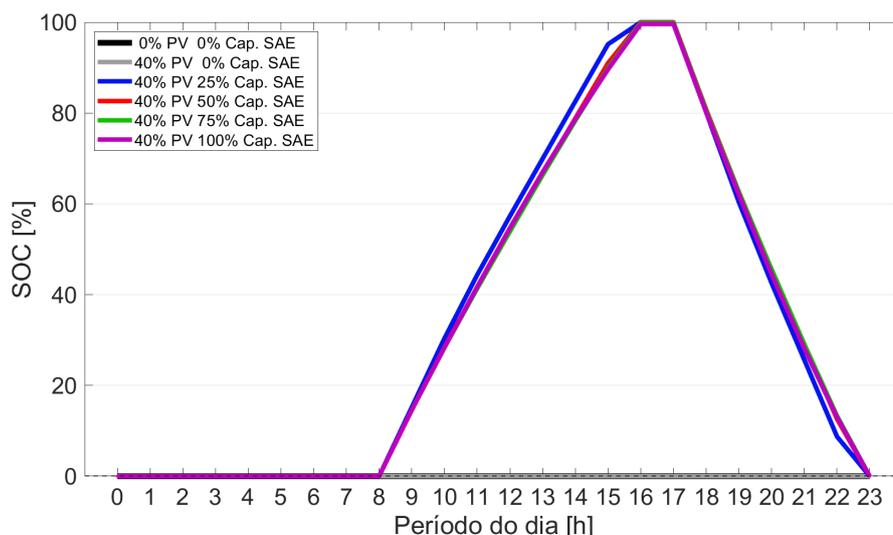


Figura 5.12: SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

Observando a Figura 5.12, é possível notar que o período de carga do SAE se inicia às 8 horas e é finalizado às 16 horas. Em seguida, durante uma hora, as baterias permanecem em um estado ocioso. Por fim, às 17 horas é iniciado o ciclo de descarga do SAE. Um ponto importante sobre essa estratégia de controle é o fato de que o SAE atinge 100% de seu SoC. Com isso, é possível observar como será o comportamento das baterias ao se considerar que a sua capacidade total está sendo utilizada.

A Figura 5.13 apresenta a demanda do alimentador ao longo do dia, considerando-se 40% de penetração fotovoltaica considerando-se diferentes fatores de capacidade dos SAE.

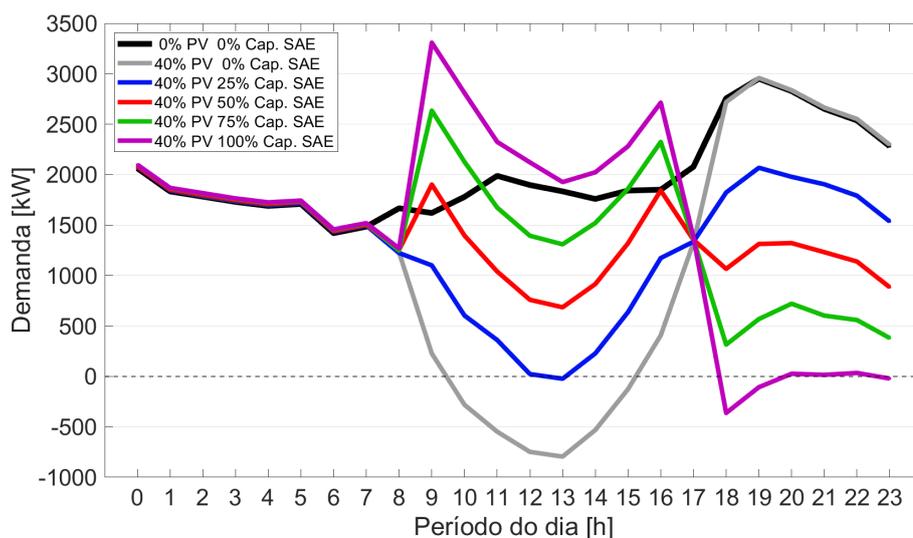


Figura 5.13: Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

Da Figura 5.13, é oportuno destacar o comportamento das curvas coloridas com o intuito de compreender como cada fator de capacidade interfere no comportamento da demanda do alimentador ao longo do dia. É evidente pelas curvas que quanto menor é o fator de capacidade do SAE, menor será a demanda entre 8 e 16 horas. Por outro lado, no período entre 17 e 23 horas, o comportamento é inverso, ou seja, quanto menor o fator de capacidade, maior a demanda.

No primeiro caso, pode-se explicar o comportamento com base na capacidade do SAE. Como a potência de recarga é ajustada de forma a garantir que ao final do processo o SoC seja igual a 100%, para baterias que armazenam menos energia, a potência de recarga é menor quando comparada aos SAE que apresentam maior capacidade. Por outro lado, no período da noite, os SAE que possuem maior fator de capacidade conseguem armazenar mais energia durante o dia. Por consequência, eles conseguem injetar uma maior potência na rede no período de pico da demanda.

A Figura 5.14 apresenta as perdas técnicas ao longo do dia para 40% de nível de penetração considerando-se diferentes fatores de capacidade dos SAE.

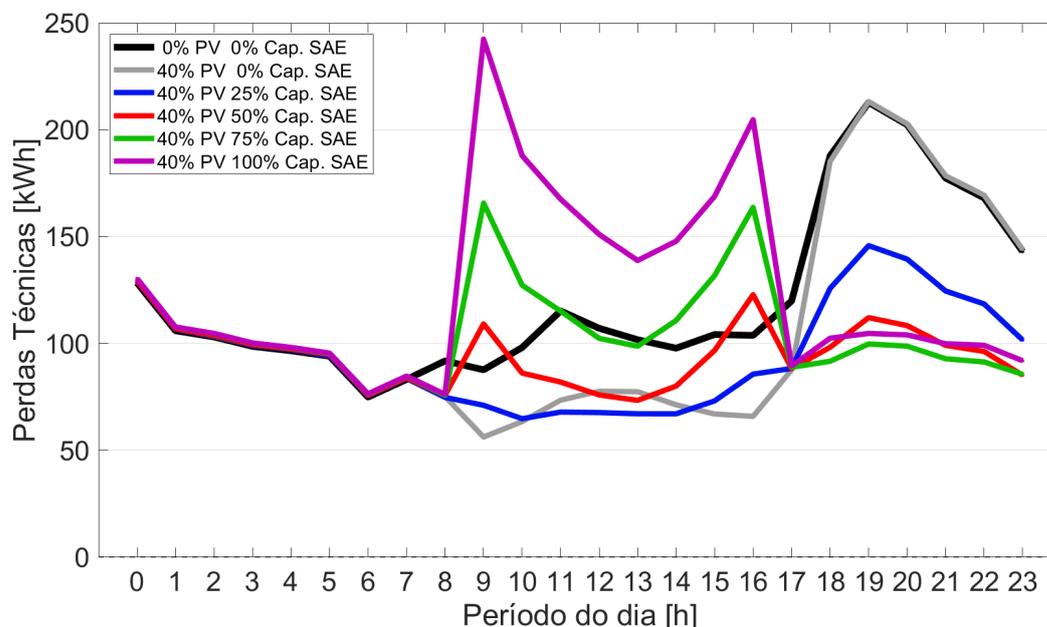


Figura 5.14: Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

Observando-se a Figura 5.14, nota-se que no período de carga dos SAE, para o caso em que se tem o fator de capacidade maior ou igual a 50%, evidencia-se um aumento das perdas técnicas quando comparado ao caso em que não há presença de RED. Isso ocorre pelo fato de que a potência ajustada para carregar completamente as baterias é elevada, resultando em uma maior carga para o alimentador suprir. Com isso, as correntes que circulam pela rede de distribuição aumentam, ocasionando em um aumento das perdas.

Entretanto, pode-se observar também um aspecto positivo no tocante às perdas técnicas durante o período de descarga dos SAE. A curva em azul, que representa o menor fator de capacidade,

reduziu as perdas durante o período de pico em mais de 25%. Adicionalmente, para fatores de capacidade mais elevados, foi possível notar uma redução ainda maior das perdas técnicas, equivalente a aproximadamente 50%.

A Figura 5.15 apresenta as violações de tensão do alimentador, resultantes da introdução de RED para um nível de 40% de penetração para diferentes fatores de capacidade.

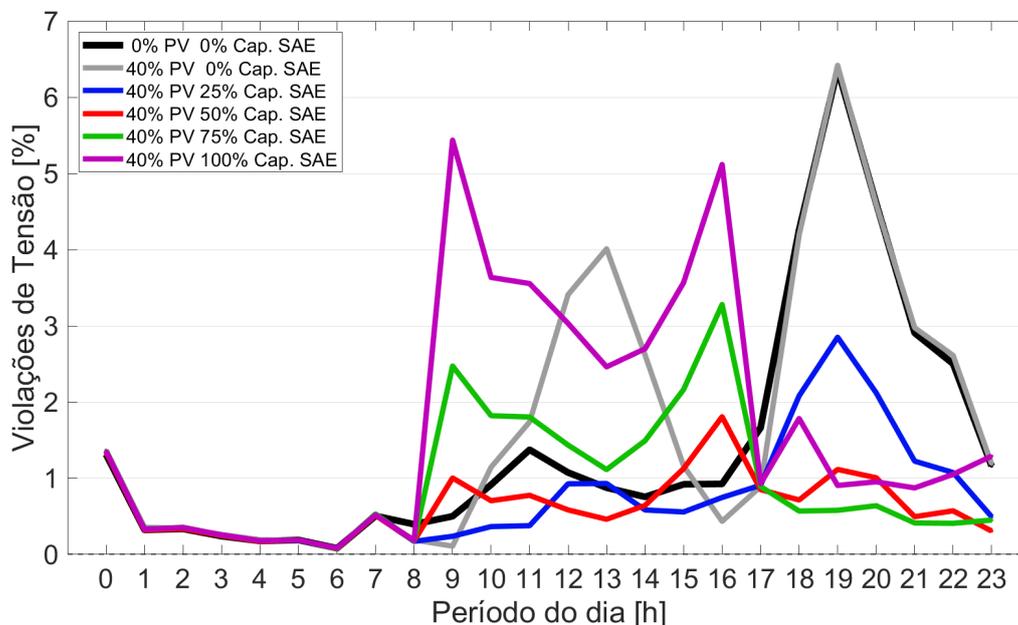


Figura 5.15: Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

Ao introduzir os SAE, percebe-se pela Figura 5.15, que as violações de tensão do alimentador podem ser intensificadas, ou amenizadas. Comparando-se os fatores de capacidade de 25% e 50%, é possível observar que durante o período de carga, as violações de tensão se encontram sempre abaixo de 2%. Durante o período da descarga dos SAE, pela curva em vermelho (40% de nível de penetração e 50% de capacidade de armazenamento), percebe-se que ocorre a redução das violações para aproximadamente 1%. Para a curva em azul (40% de nível de penetração e 25% de capacidade de armazenamento), esse valor fixa próximo a 3%.

Para as duas curvas com fator de capacidade maior que 50%, as violações de tensão durante o período de recarga das baterias aumenta. A potência de recarga ajustada para os SAE nessas condições é muito elevada para o alimentador, gerando problemas de subtensões. Entretanto, similarmente ao caso em que o fator de capacidade é igual a 50%, durante o período de descarga do SAE, nota-se uma forte redução das violações de tensão.

A Figura 5.16 apresenta os resultados da monetização dos impactos técnicos para 40% de nível de penetração para diferentes fatores de capacidade.

Da Figura 5.16, é possível avaliar de forma financeira os impactos técnicos decorrentes da introdução dos RED com uma estratégia de controle horária SoC = 100%. Para o caso em que não há SAE, nota-se que ocorre uma redução das perdas técnicas, convertendo-se em uma redução

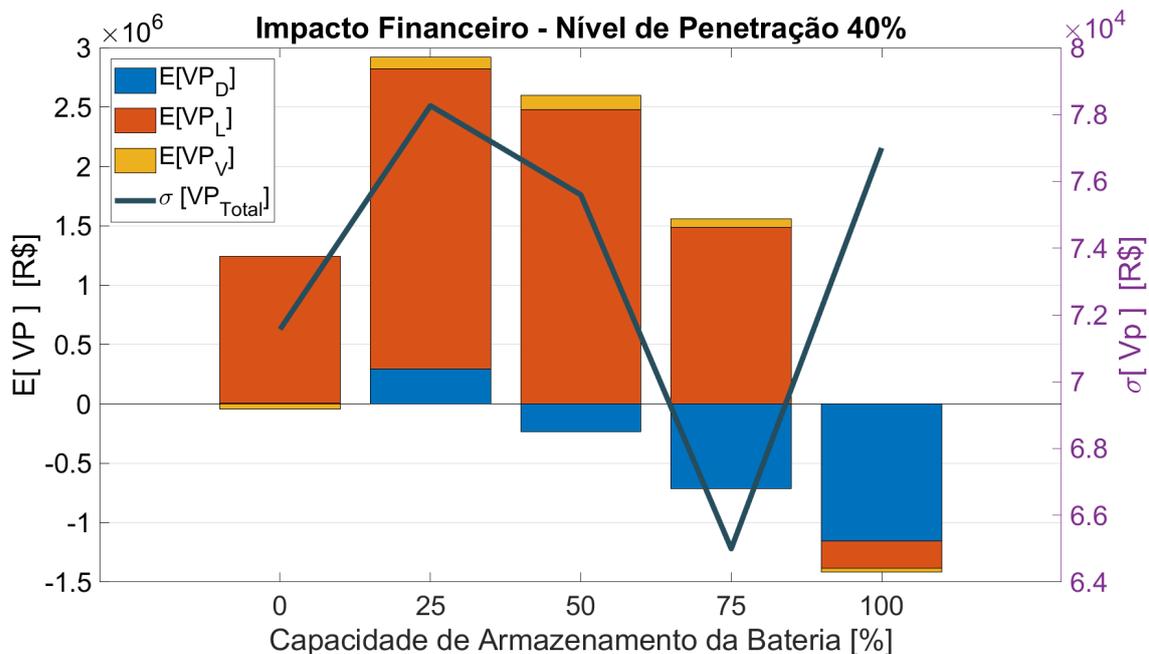


Figura 5.16: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.

de custos para a EDE, representada pela curva em laranja. Adicionalmente, é oportuno comentar sobre uma parcela negativa, em amarelo, decorrente das violações de tensão.

Com a introdução de SAE, nota-se uma potencialização dos benefícios da EDE. No caso em que não há SAE, a redução de custos para a EDE é de aproximadamente R\$ 1.250.000,00. Em contrapartida, para 25% de capacidade do armazenamento das baterias, tem-se a maximização dos benefícios financeiros que é de aproximadamente R\$ 3.000.000,00. Neste caso, todas as grandezas técnicas são convertidas em redução de custos para a EDE. Conforme se aumenta a capacidade dos SAE, é possível observar uma redução dos benefícios financeiros, culminando em prejuízo para a EDE quando se tem uma capacidade de 100%.

Cabe ressaltar que os custos gerados pelo aumento da demanda de pico, evidenciados pelas barras azuis, aumentam à medida em que os níveis de capacidade dos SAE crescem. Quanto mais energia as baterias conseguem armazenar, maior deve ser a potência de recarga ajustada. Isso implica em uma carga maior para o alimentador que resulta em um aumento da sua demanda. Para manter uma operação adequada do sistema de distribuição, faz-se necessário que a EDE invista na expansão da infraestrutura, visando o fornecimento adequado para a nova demanda de pico, acarretando em custos na troca de equipamentos.

A Figura 5.17 apresenta os valores presentes resultantes da monetização dos impactos técnicos para os diferentes níveis de penetração de SFV e fatores de capacidade dos SAE.

Observando-se a a Figura 5.17, é possível notar a presença de uma curva de nível, destacada em amarelo na base do plano. Ela indica as combinações entre os níveis de penetração e capacidade do SAE que proporcionam uma redução de custos de pelo menos 90% do valor máximo obtido para

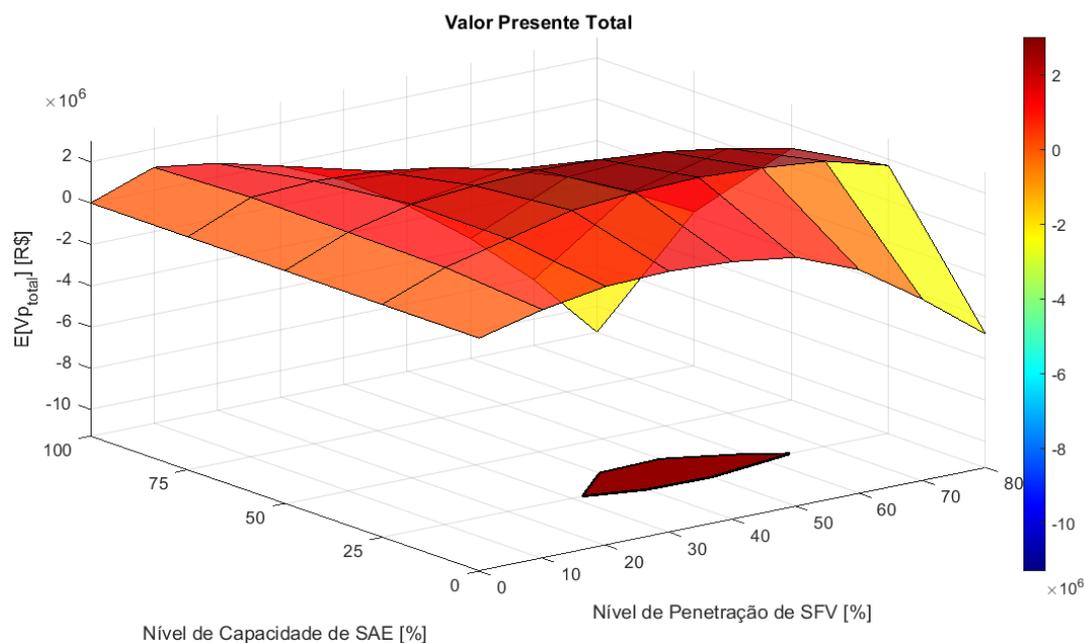


Figura 5.17: Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.

os diferentes cenários. Com isso, destacam-se os casos que possuem 25% de fator de capacidade dos SAE e níveis de penetração de SFV entre 30% e 60%.

Além disso, observando a superfície gerada, é possível concluir que para níveis de penetração mais elevados (70% a 80%), a introdução de SAE de níveis de capacidade menores (25% e 50%) representam casos favoráveis economicamente para a EDE. Entretanto, ao aumentar os níveis de capacidade, percebe-se que são gerados custos para as distribuidoras, representando casos negativos da introdução dos RED.

Esse comportamento está fortemente atrelado ao fato de que a estratégia adotada tem o foco em carregar completamente os SAE. Para casos em que a capacidade das baterias é mais elevada, a potência ajustada para carregá-las é muito alta para o alimentador da rede. Implica-se então em um aumento da demanda de pico do alimentador, bem como o aumento das correntes que fluem pelo sistema, gerando uma perda técnica mais acentuada para a rede de distribuição.

5.3.2.3 Estratégia Diferença entre Geração e Consumo

Os resultados que serão apresentados a seguir correspondem à terceira estratégia de controle dos SAE, mais especificamente, a estratégia fundamentada na diferença entre a geração dos SFV e o consumo das UCs. A Figura 5.18 apresenta o SoC dos SAE para diferentes níveis de capacidade considerando-se um nível de 40% de penetração dos SFV.

Como pode ser observado pela Figura 5.18, em nenhum dos casos o SoC dos SAE atinge 100%. É interessante também considerar que o período em que as baterias se carregam é similar ao período de geração fotovoltaica. Por outro lado, as baterias começam a descarregar no período

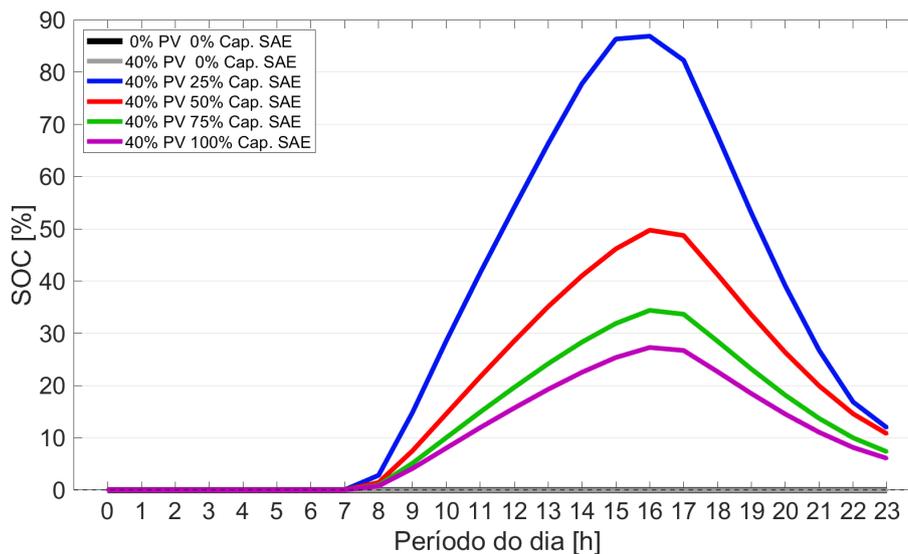


Figura 5.18: SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração.

em que é observado uma maior demanda das UCs, ou seja, no final da tarde e início da noite.

A Figura 5.19 apresenta a demanda do alimentador para 40% de nível de penetração fotovoltaica.

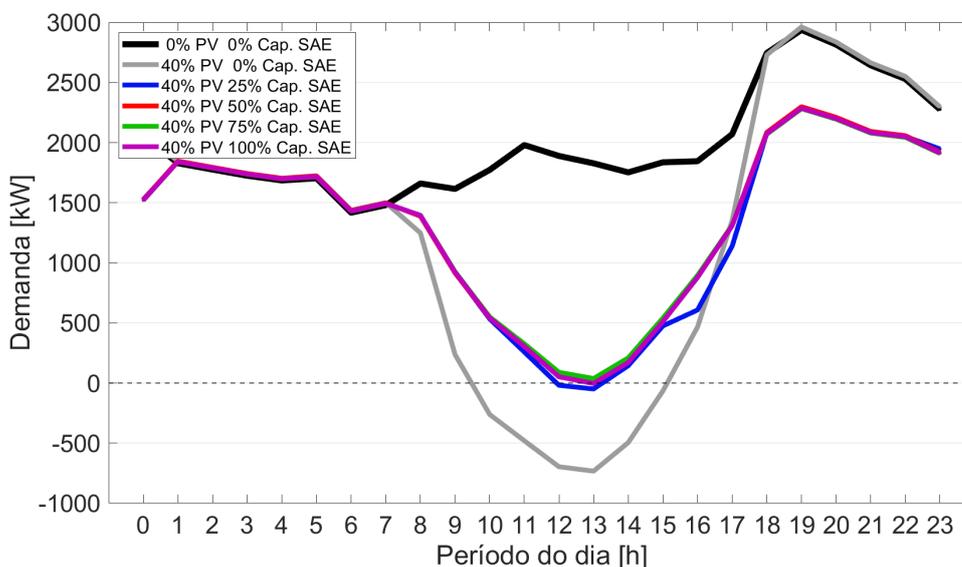


Figura 5.19: Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração.

Da Figura 5.19 nota-se que ocorre uma redução da demanda a partir das 8 horas. Ela é percebida de forma mais intensa durante o período que coincide com a geração fotovoltaica. Cabe mencionar que para o caso em que há presença de SAE, a demanda cresce em relação ao caso que somente há SFV. Entretanto, durante o período da noite, nota-se uma redução da demanda

quando comparada à curva em cinza.

A Figura 5.20 apresenta as perdas técnicas referentes à introdução dos RED para 40% de nível de penetração.

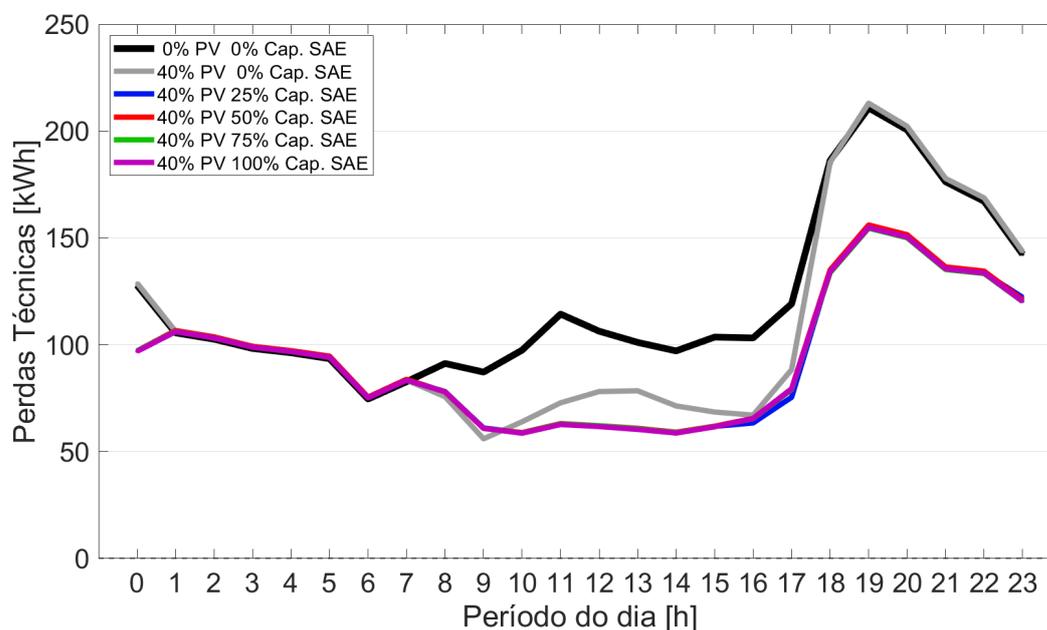


Figura 5.20: Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração.

Como pode ser observado pela Figura 5.20, a introdução dos RED reduz as perdas técnicas na rede de distribuição. Cabe ressaltar que, previamente, durante o período entre 7 e 16 horas, as perdas técnicas permaneciam na faixa dos 100 kWh, e, entre 18 e 23 aumentavam, chegando a atingir mais de 200 kWh.

Com a introdução dos SFV, reduz-se as perdas durante o período correspondente à geração fotovoltaica. Entretanto, durante a noite, as perdas técnicas não são alteradas. Por outro lado, com a inserção de SAE, percebe-se tanto uma redução no período da geração para pouco mais de 50 kWh, quanto no período de maior consumo, durante à noite, para poucos mais de 150 kWh.

A Figura 5.21 apresenta as violações de tensão observadas no alimentador para 40% de nível de penetração dos RED.

Observando a Figura 5.21, nota-se que a introdução dos SFV acabam por gerar problemas de sobretensão no período da geração, que ocorre de forma mais intensa às 13 horas. Além disso, não há alteração das violações de tensão entre 17 e 23 horas, que corresponde ao período de maior demanda das UCs.

Por outro lado, é oportuno ressaltar que com a introdução dos SAE, foi possível minimizar os problemas de tensão referentes às sobretensões causadas pela inserção dos SAE, reduzindo-as da faixa dos 4% para menos de 1%. Além disso, nota-se que as subtensões ocorridas durante o período de maior demanda exigida, entre 17 e 23 horas, são mitigadas. As violações que antes

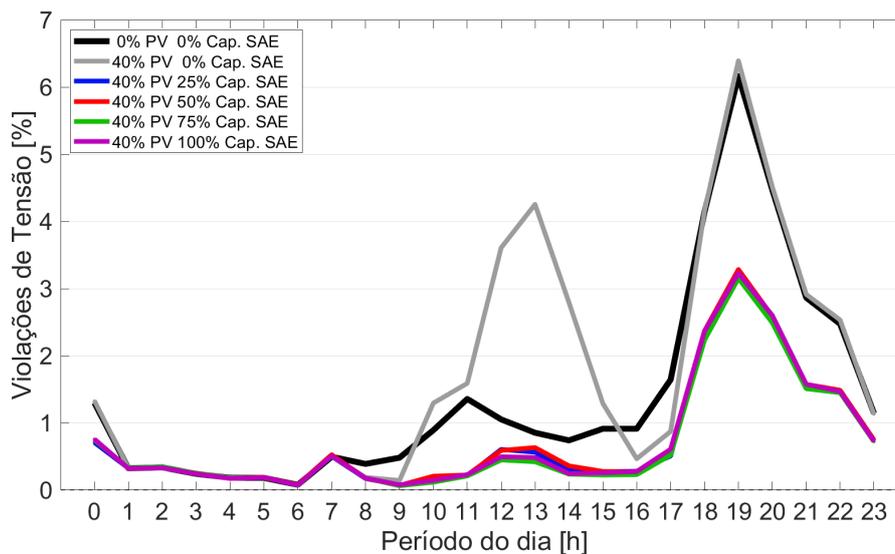


Figura 5.21: Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração.

eram maiores que 6% foram reduzidas para pouco mais de 3%.

A Figura 5.22 apresenta os valores presentes e o desvio padrão correspondente aos impactos técnicos decorrentes da inserção dos RED para 40% de nível de penetração.

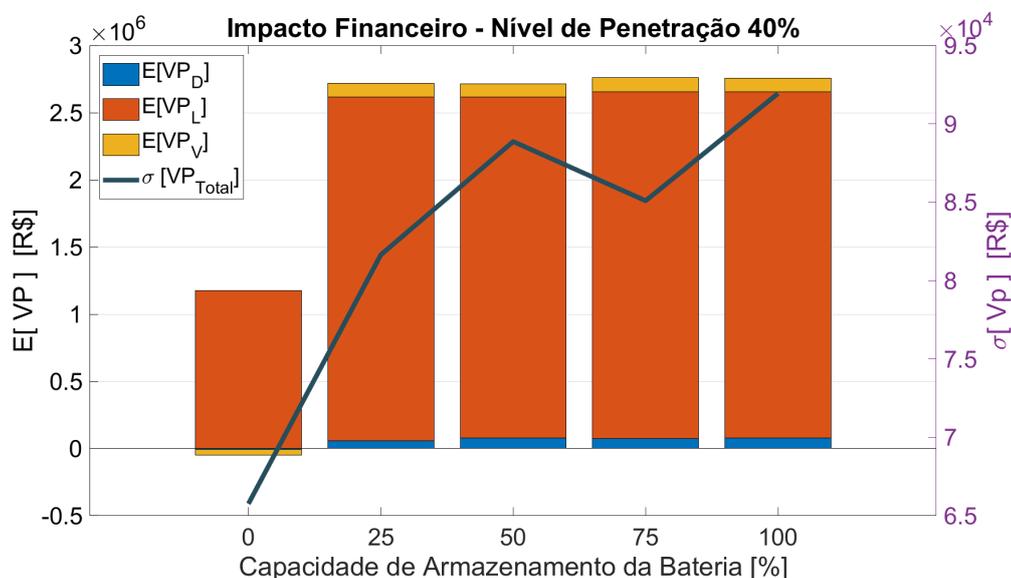


Figura 5.22: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre consumo e geração.

Da Figura 5.22 percebe-se que o maior benefício econômico para a EDE se dá via redução de perdas técnicas, representado pela barra em laranja. Para o caso em que não há SAE, é possível observar que as violações de tensão correspondem a um custo para a EDE. De maneira geral, sem os SAE, a redução total de custos é de menos de R\$ 1.250.000,00. Ao introduzir

os SAE, evidencia-se pelo gráfico uma potencialização da redução de custos para a EDE. Nesse cenário, todas as grandezas elétricas são convertidas em redução de custos. Adicionalmente, o total de redução de custos é mais que o dobro quando comparado ao caso sem a presença dos SAE, resultando em mais de R\$ 2.500.000,00.

A Figura 5.23 apresenta um panorama geral, em termos financeiros, sobre os impactos decorrentes da inserção dos RED.

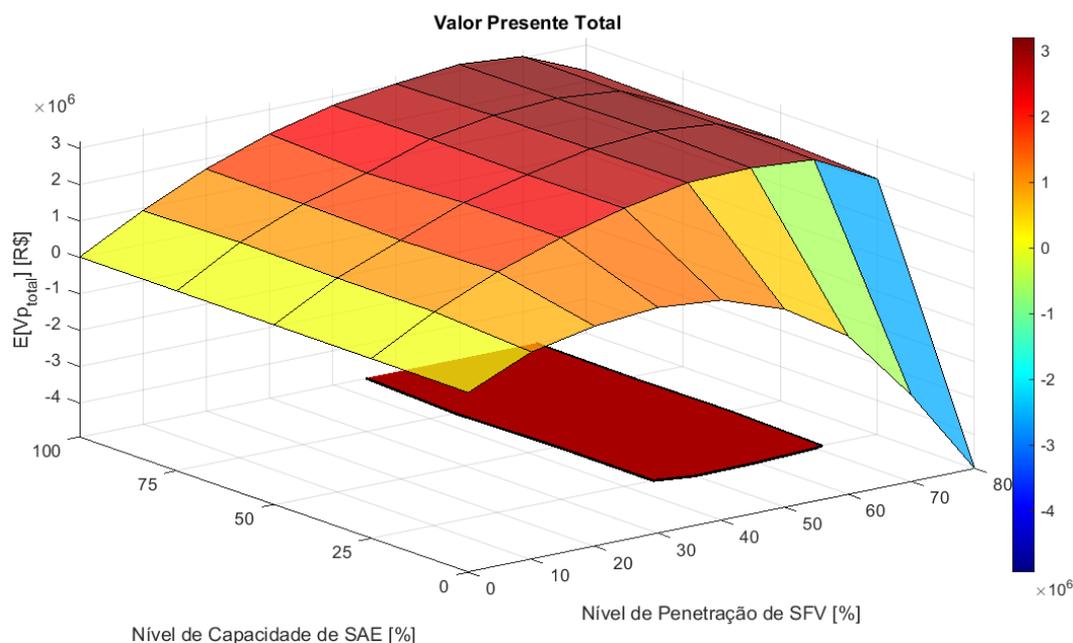


Figura 5.23: Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre consumo e geração.

Da Figura 5.23, cabe ressaltar duas condições distintas. A primeira delas corresponde a observar somente a integração dos SFV, sem os SAE. Percebe-se que nessas condições, a redução de custos tem um comportamento crescente até 40% de nível de penetração. Após esse limiar, a redução de custos tem um comportamento decrescente, até se tornar um aumento de custos para a EDE.

Pela curva de nível representada em vermelho, correspondente às combinações dos cenários de penetração de SFV e SAE que culminam em uma maior redução de custos sob a perspectiva da EDE, nota-se que o benefício financeiro ocorre para valores de penetração de SFV maiores que 40% e menores que 70%, com a presença de SAE. Cabe ressaltar que os maiores benefícios econômicos se encontram na faixa dos R\$ 3.000.000,00.

5.3.2.4 Estratégia Diferença entre Geração e Consumo SoC $\approx 100\%$

Por fim, serão apresentados os resultados referentes à estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$. Nessa estratégia, o objetivo é estabelecer a potência de recarga do SAE de acordo com a diferença entre a geração e o consumo das UCs. Entretanto, a potência

é ajustada com um certo ganho, de forma a tentar aproximar o SoC dos SAE de 100%. Com isso, toda a capacidade do SAE que foi instalada, ou pelo menos a maior parte dela, será utilizada para armazenar e injetar potência na rede.

A Figura 5.24 apresenta o SoC dos SAE para 40% de nível de penetração fotovoltaica.

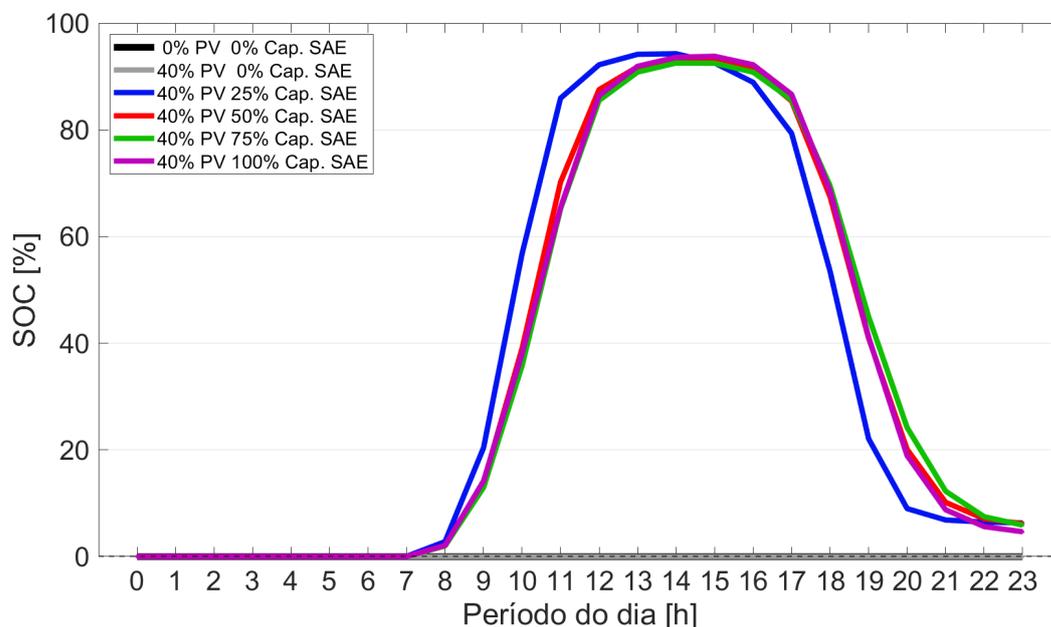


Figura 5.24: SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração $\text{SoC} \approx 100\%$.

Da Figura 5.24 é possível observar os SoC para os diferentes níveis de capacidade dos SAE. As curvas em preto e cinza, representam os casos em que não há SAE e as curvas coloridas exibem o SoC para os quatro fatores de capacidade definidos.

Como pode ser observado, para os casos em que não há baterias, o SoC é 0%. Por outro lado, percebe-se que para os cenários que apresentam SAE, o valor do SoC ficou próximo a 100%. Cabe ressaltar que as baterias iniciam o processo de carga por volta das 7 horas da manhã e o finalizam próximo às 14 horas.

O processo de descarga se inicia às 15 horas, entretanto, tem-se uma intensificação da descarga das baterias a partir das 17 horas, quando se observa um aumento da demanda das UCs. Por volta das 21 horas, o SoC das baterias já foi significativamente reduzido, tendo em vista que a maior parte da energia que foi armazenada ao longo do dia foi utilizada durante o período em que se observa um pico da demanda.

A Figura 5.25 apresenta a demanda do alimentador para 40% de nível de penetração dos RED e diferentes fatores de capacidade dos SAE.

Pode-se observar pela Figura 5.25 que para maiores fatores de capacidade, ocorre um aumento da demanda do alimentador. Para 75% e 100% de capacidade dos SAE, entre 8 e 11 horas, nota-se que a potência necessária para carregar os SAE é elevada, resultando no aumento da demanda

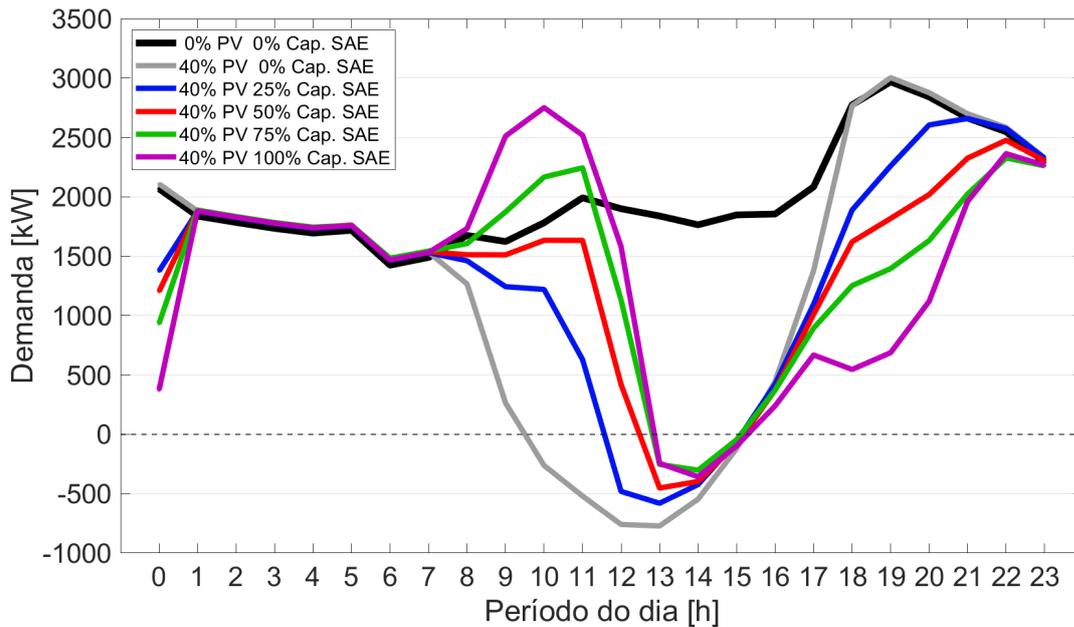


Figura 5.25: Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração SoC \approx 100%.

do alimentador. Por outro lado, para menores fatores de capacidade, esse comportamento não ultrapassa a demanda do caso base.

Entre as 11 e 14 horas, percebe-se uma redução da demanda do alimentador. Isso ocorre principalmente pela intensificação da geração fotovoltaica durante esse período. Posteriormente, a demanda aumenta novamente, tendo em vista a redução da geração fotovoltaica após às 15 horas. Por fim, com o período da noite e o aumento da demanda das UCs, as baterias entram no modo de descarga injetando a energia acumulada durante o dia na rede. Por consequência, a demanda do alimentador é aliviada no período da noite.

Ao considerar as 19 horas, que é o período de maior demanda do alimentador para as condições em que não há presença de RED, a demanda de aproximadamente 3000 kW, foi reduzida para 2250 kW, 1750 kW, 1500 kW e 750 kW, para os fatores de capacidade de 25%, 50%, 75% e 100%, respectivamente.

A Figura 5.26 apresenta as perdas técnicas presentes na rede de distribuição para os diferentes fatores de capacidade dos SAE, considerando-se 40% de nível de penetração.

Analisando a Figura 5.26 é possível verificar o aumento das perdas técnicas para fatores de capacidade mais elevados. Isso se deve ao fato de que, como a estratégia adota a premissa de carregar os SAE para níveis próximos de 100%, ajusta-se uma potência extra de recarga que é demandada pela rede e não somente o excedente da geração fotovoltaica. Isso amplifica o fluxo de corrente pela rede. Para 100% de fator de capacidade, percebe-se um pico das perdas técnicas que se aproxima do valor apresentado durante as 19 horas para o caso base. Entretanto, para 25% e 50%, percebe-se uma redução das perdas técnicas, no período de carga das baterias. Próximo às 17 horas, as perdas técnicas são reduzidas de forma mais intensa, tendo em vista que é o momento

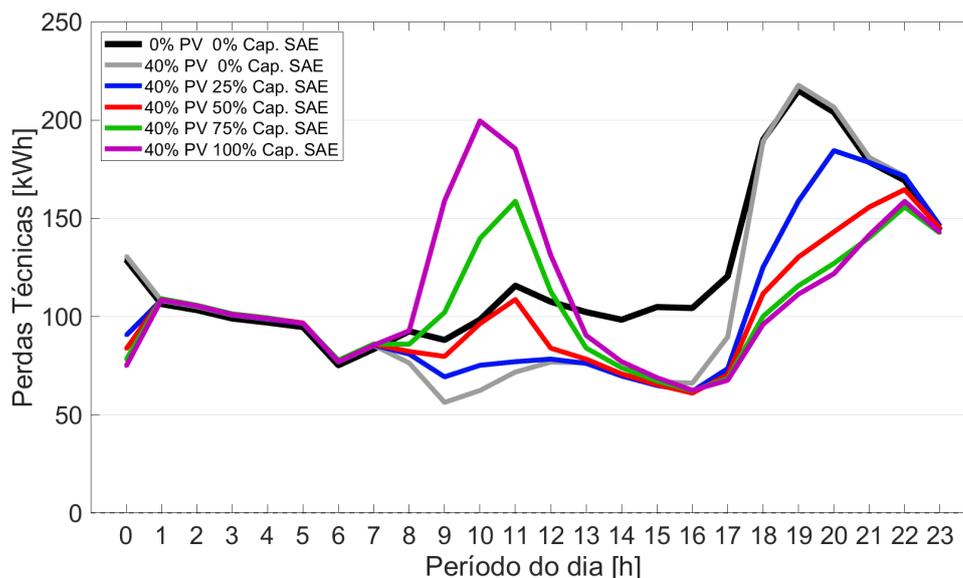


Figura 5.26: Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração SoC $\approx 100\%$.

em que o consumo das UCs começa a aumentar. Com isso, a potência injetada pelos SAE também se torna mais intensa.

A Figura 5.27 apresenta as violações de tensão para diferentes fatores de capacidade e 40% de nível de penetração.

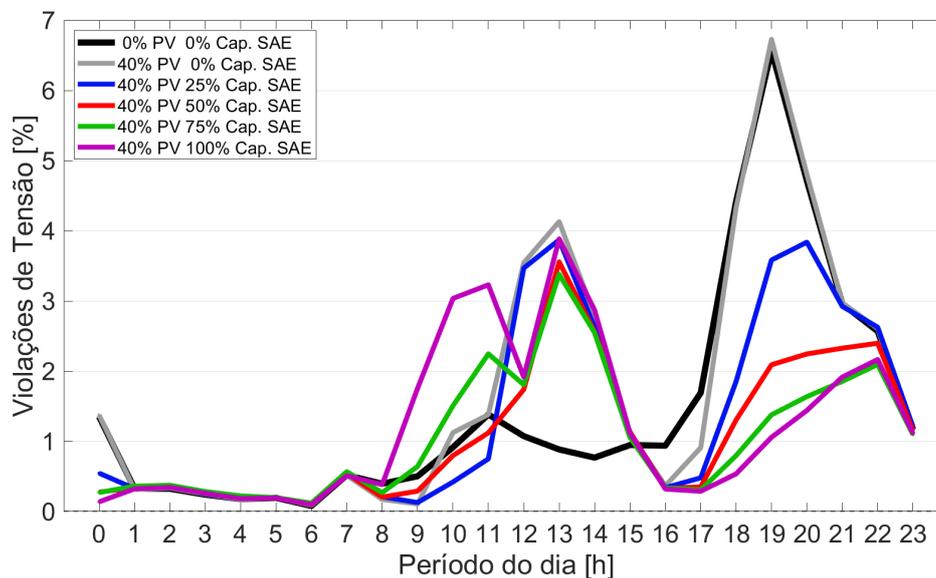


Figura 5.27: Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre consumo e geração SoC $\approx 100\%$.

Da Figura 5.27, nota-se que as violações de tensão no período entre 8 e 15 horas são mantidas. Entretanto, nota-se que das 15 às 23 horas, os problemas de tensão são amenizados com a intro-

dução dos SAE. Para 50% de nível de capacidade do SAE, às 19 horas, os problemas de tensão são reduzidos de quase 7% para pouco mais de 2%.

A Figura 5.28 apresenta a monetização dos impactos técnicos decorrentes da introdução dos RED para 40% de nível de penetração.

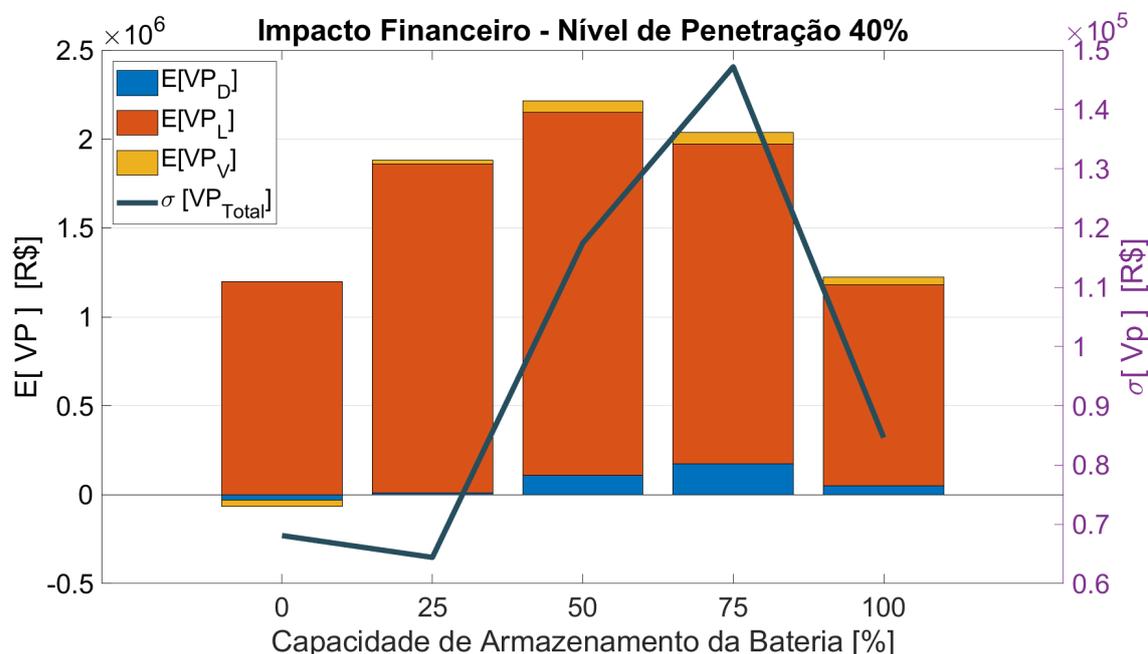


Figura 5.28: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre consumo e geração.

É oportuno comentar que, conforme indicado pela Figura 5.28, todos os casos resultam em redução de custos sob a perspectiva da EDE. Entretanto, cabe ressaltar dois principais cenários, a saber: o melhor e o pior cenários. No primeiro caso, o fator de capacidade é de 50% e apresenta a parcela de melhor benefício econômico na redução das perdas técnicas, barra representada em laranja. O valor total esperado para a redução de custos é de aproximadamente R\$ 2.250.000,00. Para 100% de fator de capacidade, nota-se que o benefício econômico fica muito próximo ao exibido pelo caso em que não há SAE. Nesse contexto, percebe-se que a introdução de SAE a níveis de capacidades muito elevados, pode não ser vantajoso do ponto de vista financeiro da EDE, tendo em vista que para capacidades menores, é possível obter uma redução significativa dos custos, sem necessariamente ter que se investir em SAE com uma capacidade elevada.

Por fim, a Figura 5.29 reúne a monetização decorrente dos impactos técnicos para as diferentes combinações dos cenários de penetração de SFV e fatores de capacidade dos SAE.

Como evidenciado pela Figura 5.29, a curva de nível destaca os casos entre 30 e 50% de penetração fotovoltaica, e 25 e 75% de fator de capacidade dos SAE. Cabe ressaltar que conforme se aumenta o nível de penetração fotovoltaica, a EDE tende a ter um aumento dos custos referentes aos impactos causados pelos SFV. Por outro lado, os SAE desempenham um papel fundamental para minimizar os custos dos impactos técnicos. Entretanto, para a estratégia de controle adotada,

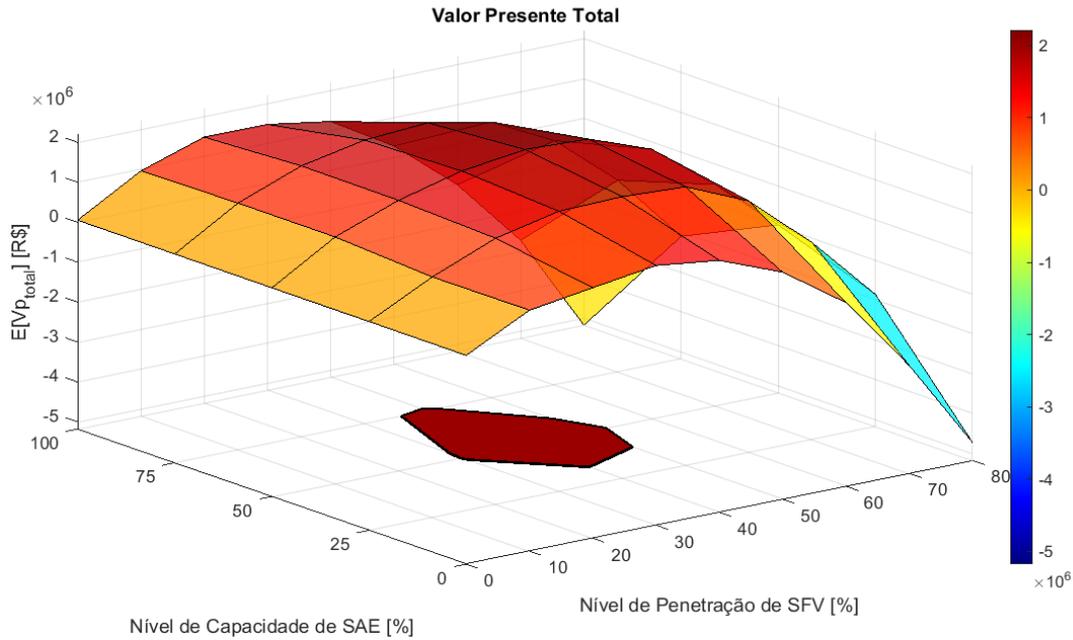


Figura 5.29: Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre consumo e geração.

o gráfico evidencia que para fatores de capacidade mais elevados, ocorre um aumento da despesa das EDE.

5.4 Análise Comparativa

A seção 5.3 exibiu os resultados técnicos e financeiros decorrentes da inserção de somente SFV e posteriormente da introdução dos SAE para as quatro estratégias de controle propostas.

A seguir, serão realizadas comparações referentes a cada estratégia de controle proposta e os impactos financeiros decorrentes das diferentes combinações entre níveis de penetração e fatores de capacidade, buscando-se identificar dentre os casos, quais são aqueles que resultaram em uma maior redução de custos.

A Tabela 5.1 apresenta os resultados referentes à estratégia de controle horária.

Tabela 5.1: Esperança do valor presente da monetização dos impactos técnicos decorrentes da introdução dos RED para a estratégia de controle horária.

C_F [%]	10% SFV	20% SFV	30% SFV	40% SFV	50% SFV	60% SFV	70% SFV	80% SFV
0	693924,86	1156765,44	1342792,00	1069365,62	670075,05	-509317,57	-2566550,89	-4882438,36
25	1076381,77	2045084,73	2757851,59	2966752,62	3020466,90	2909548,78	2517068,93	1809956,14
50	1115670,37	1985410,60	2636000,49	2944294,48	2956462,89	2814006,46	2504463,39	1870919,91
75	1003669,25	1954065,11	2617557,87	2838927,32	2957463,85	2894077,47	2572541,40	1931568,70
100	1074983,69	2033734,41	2588692,13	2866548,44	2913867,78	2868387,83	2525440,54	1931397,79

Pela Tabela 5.1, nota-se que o melhor resultado dentre os obtidos é para 50% de nível de penetração de SFV com 25 de fator de capacidade dos SAE.

A Tabela 5.2 apresenta os resultados referentes à estratégia de controle horária SoC = 100%.

Tabela 5.2: Esperança do valor presente da monetização dos impactos técnicos decorrentes da introdução dos RED para a estratégia de controle horária SoC = 100%.

C_F [%]	10% SFV	20% SFV	30% SFV	40% SFV	50% SFV	60% SFV	70% SFV	80% SFV
0	759689,03	1254778,32	1365968,61	1200771,27	783895,01	-439489,68	-2498433,43	-4822943,35
25	1167330,64	1925771,25	2675466,49	2921995,99	3018994,00	2851481,71	2547131,34	1706362,83
50	1234565,31	1963025,94	2233942,66	2363545,74	2250599,83	1993211,36	1525186,74	896995,49
75	1290363,20	1448715,77	1300090,45	844969,87	92903,57	-860672,00	-2231627,32	-3812672,75
100	1101965,60	670668,42	-92074,86	-1415876,80	-3243548,07	-5490393,50	-8104885,23	-11281000,25

Pela Tabela 5.2, é oportuno comentar que o melhor resultado dentre os analisados é para 50% de nível de penetração de SFV com 25 de fator de capacidade dos SAE. Além disso, percebe-se nessa estratégia de recarga e descarga que para fatores de capacidades mais elevados, por exemplo, 75% e 100%, constata-se que a depender do nível de penetração fotovoltaica, a introdução dos SAE resulta em um prejuízo para a EDE.

Cabe ressaltar que para os níveis de penetração fotovoltaica a partir de 60%, a EDE deve arcar com custos decorrentes dos impactos causados pela inserção de SFV. Por outro lado, quando introduzidos SAE com menores fatores de capacidade, a EDE passa a ter uma situação positiva economicamente, demonstrando o papel fundamental desses recursos para elevados níveis de penetração de SFV na rede de distribuição.

A Tabela 5.3 apresenta os resultados referentes à estratégia de controle diferença entre geração e consumo.

Tabela 5.3: Esperança do valor presente da monetização dos impactos técnicos decorrentes da introdução dos RED para a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.

C_F [%]	10% SFV	20% SFV	30% SFV	40% SFV	50% SFV	60% SFV	70% SFV	80% SFV
0	769129,21	1122534,39	1279484,43	1126181,41	517199,66	-575278,04	-2558156,18	-4932128,35
25	944897,73	1686040,21	2263493,88	2719983,67	3069168,51	3114134,93	2988262,97	2095600,74
50	940028,30	1623652,95	2300817,46	2715007,37	3068186,03	3198783,77	3039455,33	2227052,68
75	993331,96	1690676,50	2182614,06	2760574,47	3054135,97	3168255,15	3014307,57	2226702,30
100	932628,04	1722881,01	2326374,01	2756237,29	2991208,85	3167760,24	3031082,41	2283026,57

Como pode ser observado pela Tabela 5.3, nota-se que para os níveis de penetração fotovoltaica superiores a 50%, a EDE se depara com uma situação de prejuízo financeiro. Entretanto, com a introdução de SAE, todos os cenários resultam em uma redução de custos para a EDE, evidenciando os benefícios para a rede de distribuição com a introdução desses recursos.

A Tabela 5.4 apresenta os resultados referentes à estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

Por fim, como evidenciado pela Tabela 5.4, nota-se que com essa estratégia de controle, para níveis de penetração de SFV mais elevados, a introdução dos SAE, independentemente, dos fatores de capacidade, mostram-se financeiramente negativos para as EDE. O cenário que mostrou uma maior redução de custos foi o de 40% de penetração fotovoltaica e 50% de fator de capacidade do SAE.

Comparando as quatro estratégias de recarga e descarga dos SAE, nota-se que para as estraté-

Tabela 5.4: Esperança do valor presente da monetização dos impactos técnicos decorrentes da introdução dos RED para a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

C_F [%]	10% SFV	20% SFV	30% SFV	40% SFV	50% SFV	60% SFV	70% SFV	80% SFV
0	857407,37	1094946,10	1327994,11	1131871,21	511855,97	-575057,37	-2477425,94	-4729346,33
25	844233,74	1488888,26	1838549,68	1879249,81	1802523,92	1121276,63	-244228,61	-1865208,97
50	998078,51	1591189,97	2001541,14	2213921,55	2152134,37	1571603,89	363603,73	-969613,37
75	1000915,77	1607252,22	1930153,47	2037475,24	1733503,43	941438,17	-374884,29	-2104664,68
100	959865,85	1482381,35	1474256,01	1222140,75	287193,23	-1009034,14	-2726909,37	-5175760,93

gias horária e diferença entre consumo e geração, qualquer caso culmina em uma redução de custos sob a perspectiva da EDE. Nesse contexto, é interessante notar que mesmo com apenas 25% de capacidade do SAE, os problemas de violações de tensão são amenizados, além de potencializarem a redução da demanda de pico e das perdas técnicas observadas no alimentador.

Para as estratégias que se busca aproximar o SoC das baterias para 100%, faz-se necessário cuidado especial, tendo em vista que para SAE com elevadas capacidades, a potência de recarga também pode ser muito elevada, acarretando em um agravamento dos problemas de tensão e aumento significativo da demanda do alimentador e das perdas técnicas.

5.5 Considerações Finais

O capítulo, inicialmente, apresentou os resultados e análises referentes à introdução de SFV para diferentes níveis de penetração. Posteriormente, foram exibidos os resultados referentes ao SoC, à demanda, às perdas técnicas e às violações de tensão e à monetização dos impactos técnicos para cada uma das quatro estratégias de controle dos SAE.

Além disso, foram exibidos gráficos de superfície considerando os diferentes níveis de penetração e fatores de capacidade para se identificar, quais são os casos que fornecem um maior retorno econômico. Por fim, foram disponibilizadas quatro tabelas contendo os valores financeiros sobre cada cenário investigado no trabalho, considerando-se as quatro estratégias de controle dos SAE.

Capítulo 6

Conclusões

Este trabalho propôs uma metodologia para análise técnica e financeira para cenários em que se tem a inserção de diversos níveis de penetração de SFV, em conjunto com SAE, considerando-se a quatro estratégias de controle não-coordenadas (horária, horária SoC = 100%, diferença entre geração e consumo, e diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%). O uso dos SAE visa a minimização dos problemas na tensão (serviço ancilar). A metodologia proposta aplicada a um alimentador real de um sistema de distribuição da região do Lago Sul, DF. Com o objetivo de determinar a geração fotovoltaica das UCs, foram empregados dados meteorológicos reais, coletados pelo INMET, ao longo do ano de 2022. A modelagem dos SAE foi fundamentada na potência instalada da geração dos SFV nas UCs. Além disso, foram definidos diferentes fatores de capacidade visando-se analisar como a capacidade das baterias influencia nos impactos técnicos. Para contemplar aspectos estocásticos no tocante à geração de energia fotovoltaica, empregou-se o método de Monte Carlo, considerando-se simulações realizadas com o auxílio de sorteios de diversos dias de um ano e posições distintas da alocação dos RED na rede de distribuição. A análise financeira é fundamentada no emprego de dados financeiros reais do setor elétrico.

O alimentador utilizado possui um total de 920 UCs, em que 91% são classificadas como residenciais. O consumo anual das UCs associadas ao alimentador é da ordem de 15 *GWh*. Os resultados foram obtidos considerando-se diferentes níveis de penetração dos RED na rede de distribuição, e distintas capacidades dos SAE, com o objetivo de monetizar os impactos referentes à demanda, às perdas técnicas e às violações de tensão. Com isso, foi possível identificar as combinações entre os cenários de penetração fotovoltaica e capacidades dos SAE, que foram capazes de reduzir os custos das EDE.

Dos resultados obtidos, evidenciou-se que com o crescimento dos níveis de penetração dos SFV, nota-se o agravamento de problemas relacionados à demanda, às perdas elétricas e às violações de tensão.

Dentre as estratégias de controle aplicadas nos SAE, foi possível observar que em todas elas, há combinações de níveis de penetração fotovoltaica e capacidade dos SAE que resultaram em uma redução de custos para a EDE. É oportuno comentar sobre a necessidade de se realizar um dimensionamento adequado das baterias, tendo em vista que, a depender da estratégia de

controle, a introdução de SAE com elevadas capacidades pode acarretar em um prejuízo para a EDE. Entretanto, com uma combinação adequada entre o nível de penetração e a capacidade das baterias, pode-se observar economias, de até R\$ 3.198.783,77. Para os casos em que há um elevado grau de penetração, duas estratégias se destacaram, a saber: horária e diferença entre geração e consumo. Em ambos os casos, foi possível reverter um cenário com prejuízo financeiro de mais de 4.800.000,00 para uma redução de custos da ordem de mais de R\$ 1.800.000,00. Nestas condições, as violações de tensão chegaram a ser reduzidas de aproximadamente 45% para menos de 20%, durante o pico da geração fotovoltaica.

Para trabalhos futuros, sugere-se empregar a metodologia para todos os alimentadores de uma distribuidora. Adicionalmente, aconselha-se incluir na análise VE, representando mais uma tecnologia que impacta a rede. Por outro lado, indica-se a contemplação do estudo de casos envolvendo *vehicle-to-grid* visando-se a execução de serviços ancilares. Além disso, recomenda-se o aprofundamento nas análises econômicas com o objetivo de se avaliar uma forma de motivar os consumidores a adquirir os SAE e executar serviços ancilares (via incentivos tarifários). Por fim, pode-se incorporar uma análise ambiental considerando-se os impactos decorrentes da introdução de RED. Dessa maneira, os créditos de carbono podem ser contemplados como uma forma de se estimular a viabilidade econômica da introdução dos RED.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANEEL. *Nota Técnica 0057/2014-SRD/ANEEL*. 2014.

ANEEL. *Resolução Normativa N° 482*. 2018. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 18 jan. 2023.

ANEEL. *Perdas de Energia Elétrica na Distribuição*. 2021. Disponível em: <<https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia>>. Acesso em: 26 jan. 2023.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 7 - Cálculo de Perdas na Distribuição*. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_6.pdf>. Acesso em: 27 jan. 2023.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Módulo 8 - Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica*. 2021. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf>. Acesso em: 18 jan. 2023.

ANEEL. *DESPACHO N° 544*. 2022. Disponível em: <<https://www2.aneel.gov.br/cedoc/dsp2022544ti.pdf>>. Acesso em: 17 jan. 2023.

ANEEL. *Tarifas Residenciais - Efeito do Ajuste Tarifário*. 2023. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiZDFmMzIzM2QzM2EyNi00YjkyLWl1NDM0YjY0NTI0NWl1NTI5IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYjY0NDZmMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>. Acesso em: 17 jan. 2023.

ANEEL. *Tarifas Residenciais - Evolução TUSD/TE*. 2023. Disponível em: <<https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiOTY0NWQzOGItMmQ3ZS00MWUzLTllNmMtNTA5NTYxODdhYTkyIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYjY0NDZmMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>>. Acesso em: 17 jan. 2023.

BNEF. <https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>. 2022. Disponível em: <<https://about.bnef.com/blog/lithium-ion-battery-pack-prices-rise-for-first-time-to-an-average-of-151-kwh/>>. Acesso em: 24 jan. 2023.

BP. *Statistical Review of World Energy - Main Energy Sources in the World*. 2022. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/energy-charting-tool-desktop.html.html#/results/et/oil-cons/natgas-cons/coal-cons/nucl-cons/hyelec-cons/renew-cons/unit/EJ/regions/tWORLD/view/line>>. Acesso em: 16 set. 2022.

BP. *Statistical Review of World Energy - Solar Generation Capacity in the World*. 2022. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/energy-charting-tool-desktop.html.html#/results/et/renew-sc/renew-wc/unit/MW/regions/tWORLD/view/area>>. Acesso em: 16 set. 2022.

CAMARGOS, R. S. C. Método de avaliação dos impactos técnicos e financeiros da integração de baterias em redes de distribuição com microgeração fotovoltaica. 2022.

CARVALHO, P. A. M. Avaliação dos impactos técnicos e financeiros decorrentes da integração de recursos energéticos distribuídos nos sistemas de distribuição. 2021.

CELSO, R. et al. *Storage Element*. 2020.

EPE. *Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético*. 2018. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/sites-pt/sala-de-imprensa/noticias/Documents/ND\%20-\%20Recursos\%20Energ\%C3\%A9ticos\%20Distribu\%C3\%ADdos.pdf>>. Acesso em: 3 fev. 2023.

EPE. *Nota Técnica - Custo Marginal de Expansão do Setor Elétrico Brasileiro - Metodologia e Cálculo*. 2022. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-593/NT\%20EPE-DEE-NT-034_2022\%20-\%20CME.pdf>. Acesso em: 17 jan. 2023.

EPRI. *OpenDSS PVSystem Element Model*. 2011. Disponível em: <<https://sourceforge.net/p/electricdss/discussion/861977/thread/7cc53d82/d60d/attachment/OpenDSS\%20PVSystem\%20Model.pdf>>. Acesso em: 18 out. 2022.

IBERDROLA. *Efficient Energy Storage*. 2023. Disponível em: <<https://www.iberdrola.com/sustainability/efficient-energy-storage>>. Acesso em: 24 jan. 2023.

INMET. *Dados Históricos Anuais*. 2022. Disponível em: <<https://portal.inmet.gov.br/dados-historicos>>. Acesso em: 10 jan. 2023.

KUMAR, A. et al. Strategic integration of battery energy storage systems with the provision of distributed ancillary services in active distribution systems. *Applied Energy*, Elsevier, v. 253, p. 113503, 2019.

MAEYAERT, L.; VANDEVELDE, L.; DÖRING, T. Battery storage for ancillary services in smart distribution grids. *Journal of Energy Storage*, Elsevier, v. 30, p. 101524, 2020.

NETO, D. P. et al. Processo de otimização aplicada à análise de risco de investimento em geração de energia elétrica com fontes renováveis. Universidade Federal de Goiás, 2017.

ONS. *Curva de Carga Horária - Histórico da Operação*. 2023. Disponível em: <https://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/curva_carga_horaria.aspx>. Acesso em: 27 jan. 2023.

ONU. *Agenda 2030*. 2023. Disponível em: <<https://sdgs.un.org/2030agenda>>. Acesso em: 3 fev. 2023.

RADATZ, P. et al. *OpenDSS pvsystem and invcontrol elementmodels*. 2020.

SARABI, S. et al. Potential of vehicle-to-grid ancillary services considering the uncertainties in plug-in electric vehicle availability and service/localization limitations in distribution grids. *Applied Energy*, Elsevier, v. 171, p. 523–540, 2016.

SHAFIQUE, H. et al. Behind the meter strategies: Energy management system with a swedish case study. *IEEE Electrification Magazine*, IEEE, v. 9, n. 3, p. 112–119, 2021.

SOLAR, C. *O que é geração distribuída de energia elétrica?* 2021. Disponível em: <<https://canalsolar.com.br/o-que-e-geracao-distribuida-de-energia-eletrica/>>. Acesso em: 14 jan. 2023.

STECANELLA, P. A. J. Metodologia para a determinação dos impactos técnicos e financeiros provocados pela instalação de geração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição. 2020.

TAMIZHMANI, G. et al. Photovoltaic module thermal/wind performance: long-term monitoring and model development for energy rating. In: NATIONAL RENEWABLE ENERGY LAB., GOLDEN, CO.(US). *NCPV and Solar Program Review Meeting Proceedings, 24-26 March 2003, Denver, Colorado (CD-ROM)*. [S.l.], 2003.

TESLA. *Powerwall*. 2019. Disponível em: <https://www.tesla.com/sites/default/files/pdfs/powerwall/Powerwall\%20AC_Datasheet_en_northamerica.pdf>. Acesso em: 18 out. 2022.

VIEIRA, D. Método para determinação do tipo de incentivo regulatório à geração distribuída solar fotovoltaica que potencializa seus benefícios técnicos na rede. 2016.

YU, Y.; NDUKA, O. S.; PAL, B. C. Smart control of an electric vehicle for ancillary service in dc microgrid. *IEEE Access*, IEEE, v. 8, p. 197222–197235, 2020.

APÊNDICE

I. RESULTADOS SIMULAÇÕES 1

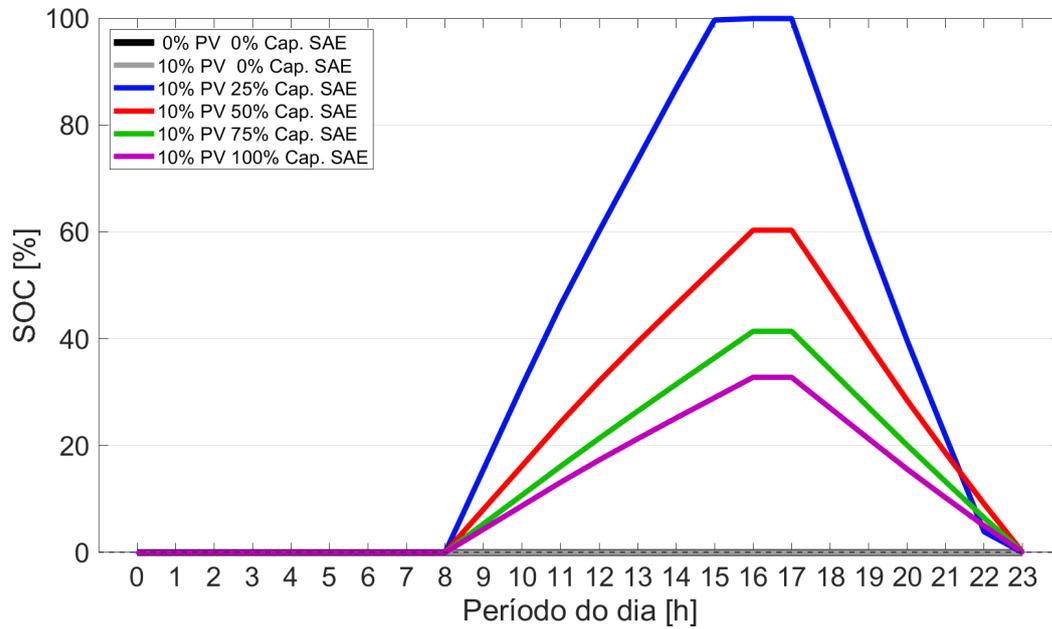


Figura I.1: SoC do SAE para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

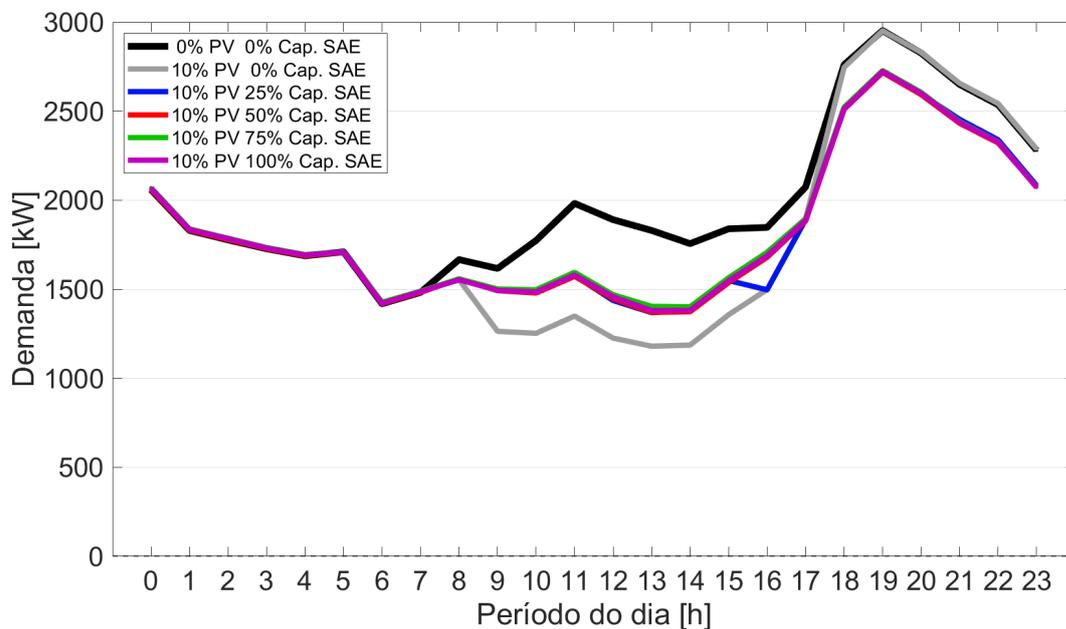


Figura I.2: Demanda do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

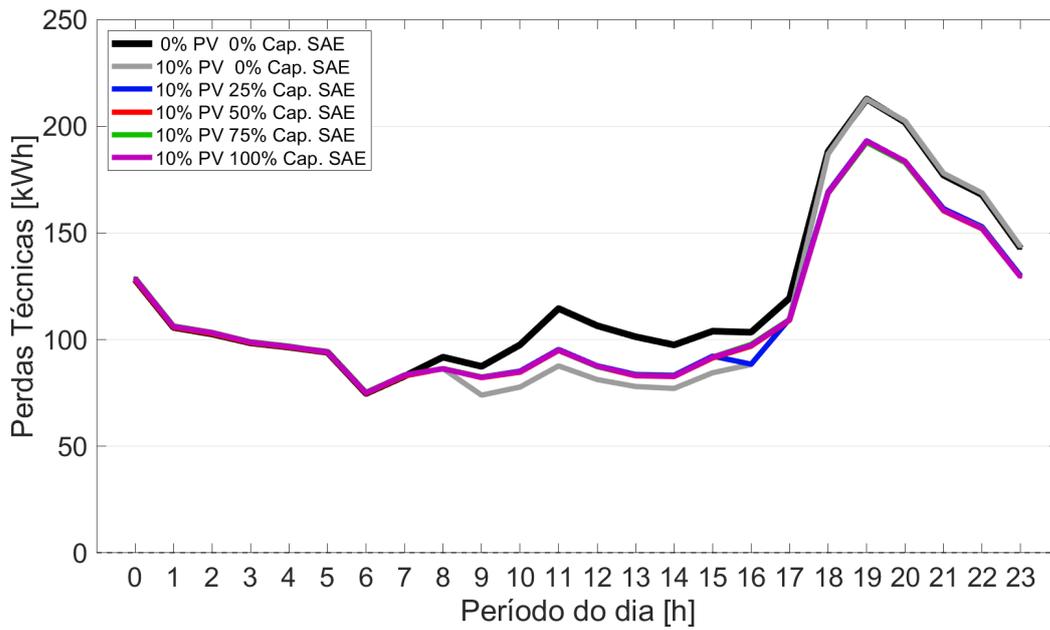


Figura I.3: Perdas técnicas do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

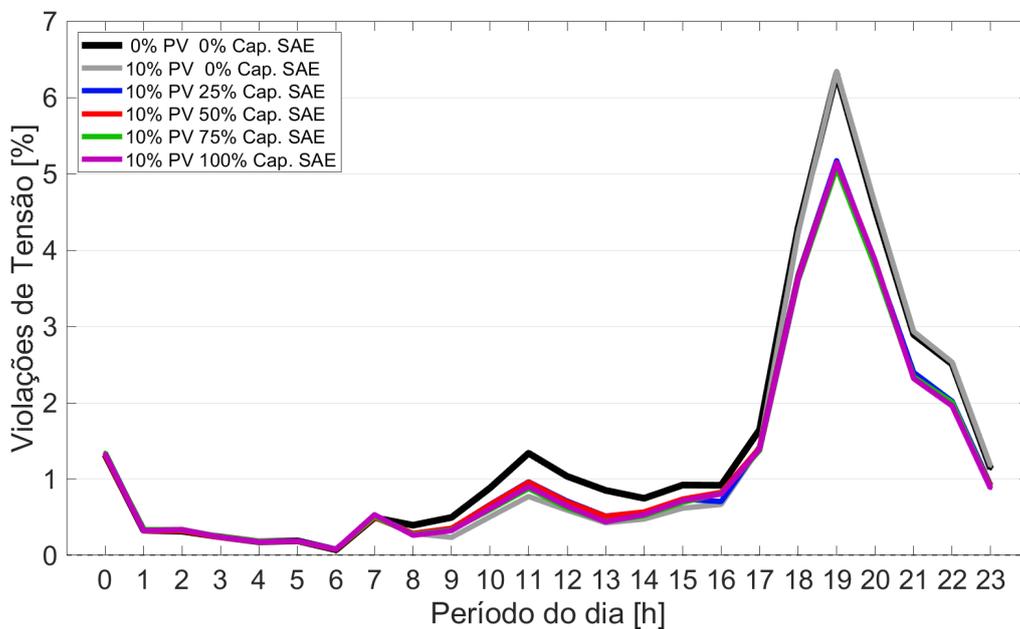


Figura I.4: Violações de tensão do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

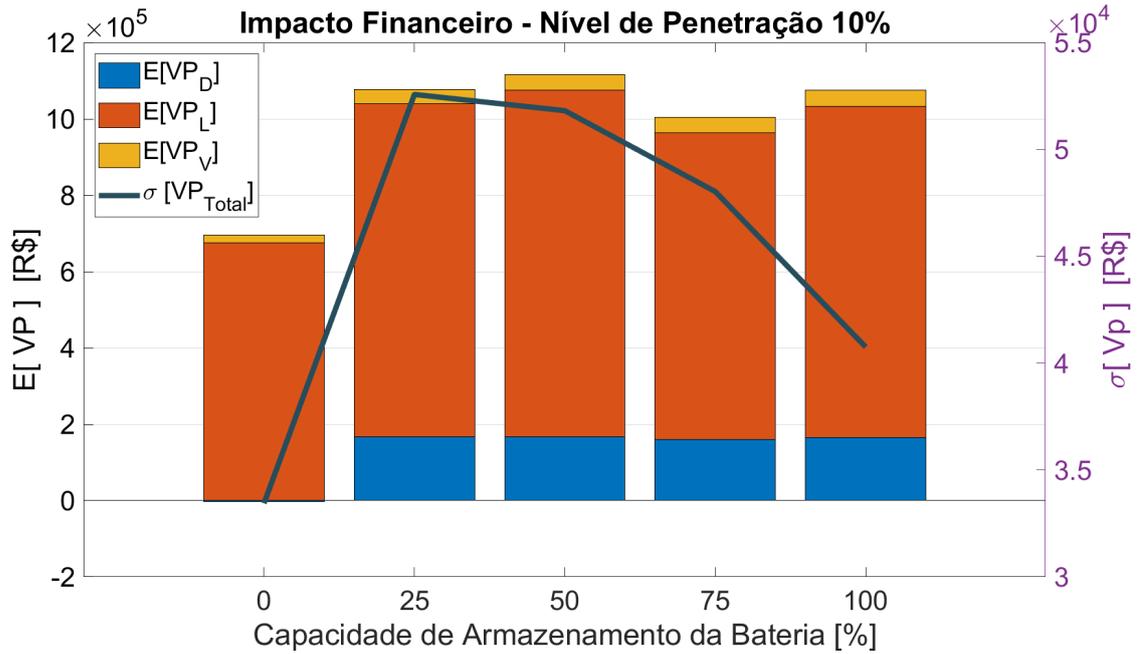


Figura I.5: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 10% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.

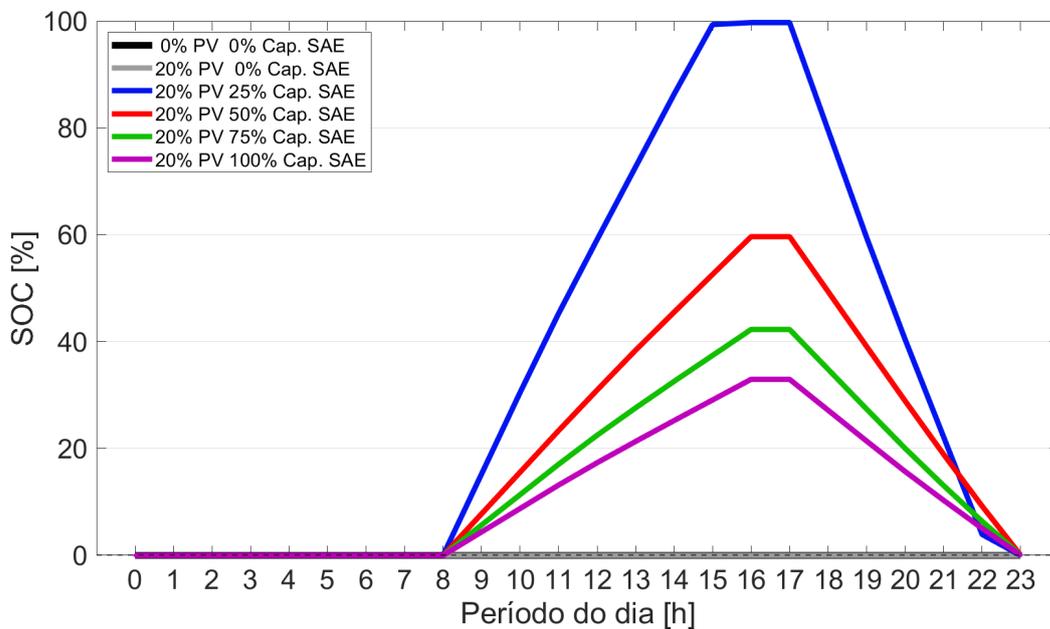


Figura I.6: SoC do SAE para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

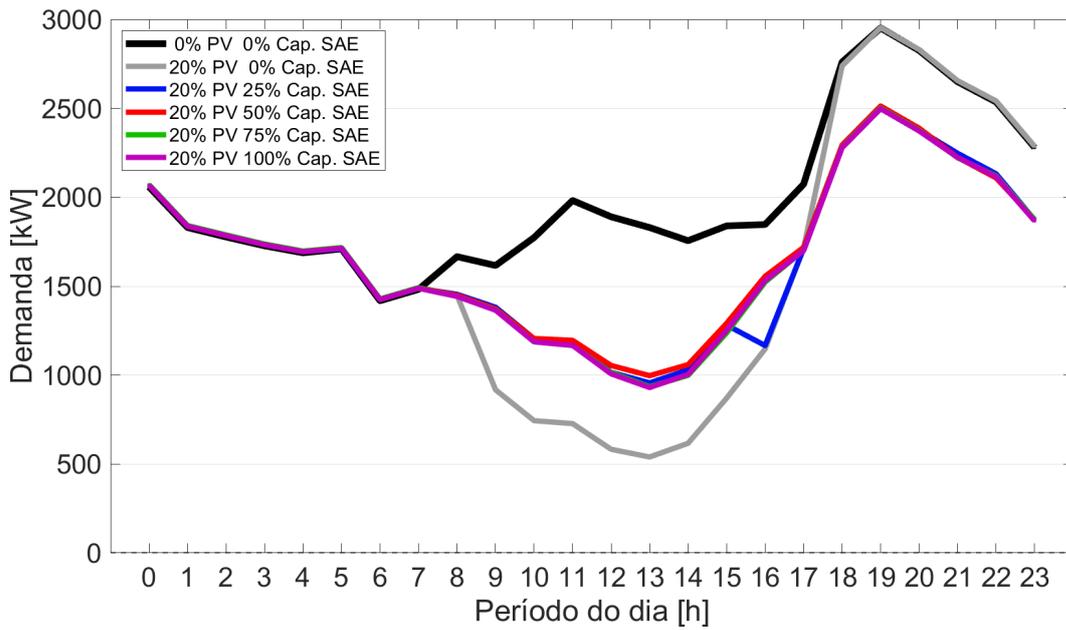


Figura I.7: Demanda do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

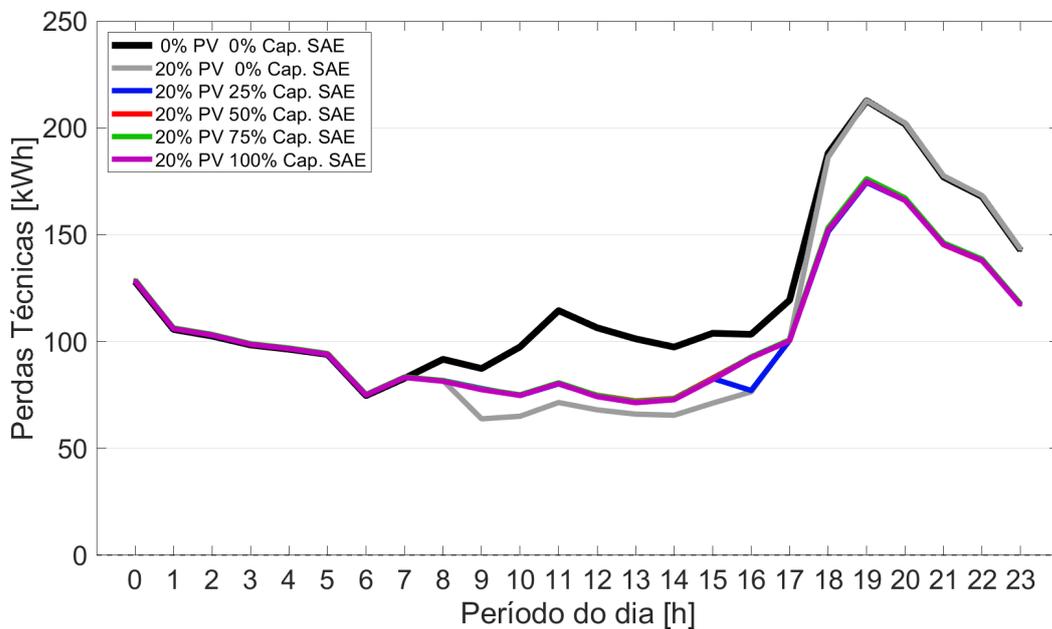


Figura I.8: Perdas técnicas do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

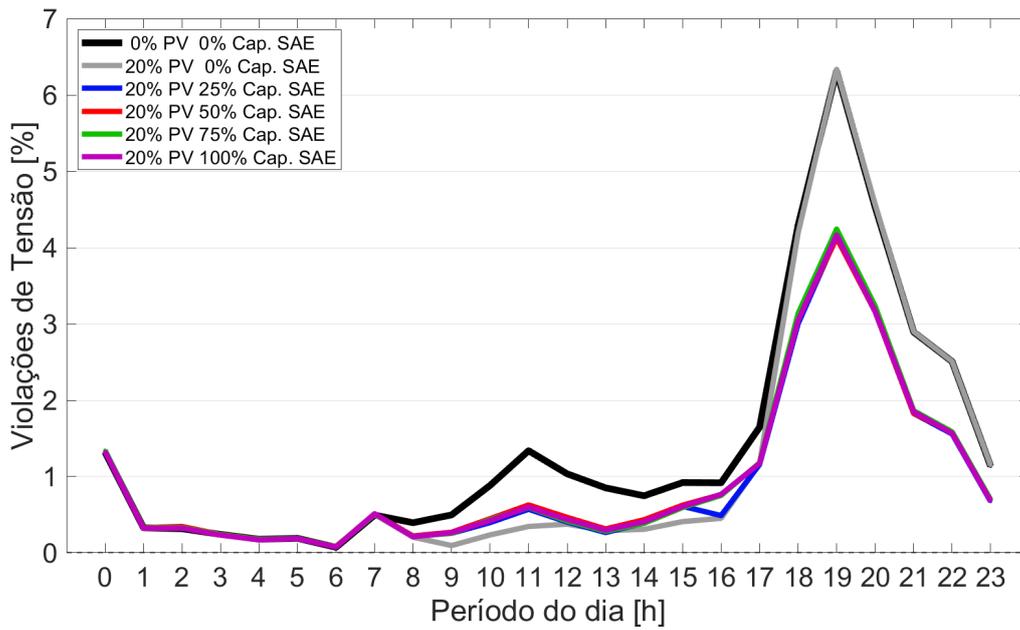


Figura I.9: Violações de tensão do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

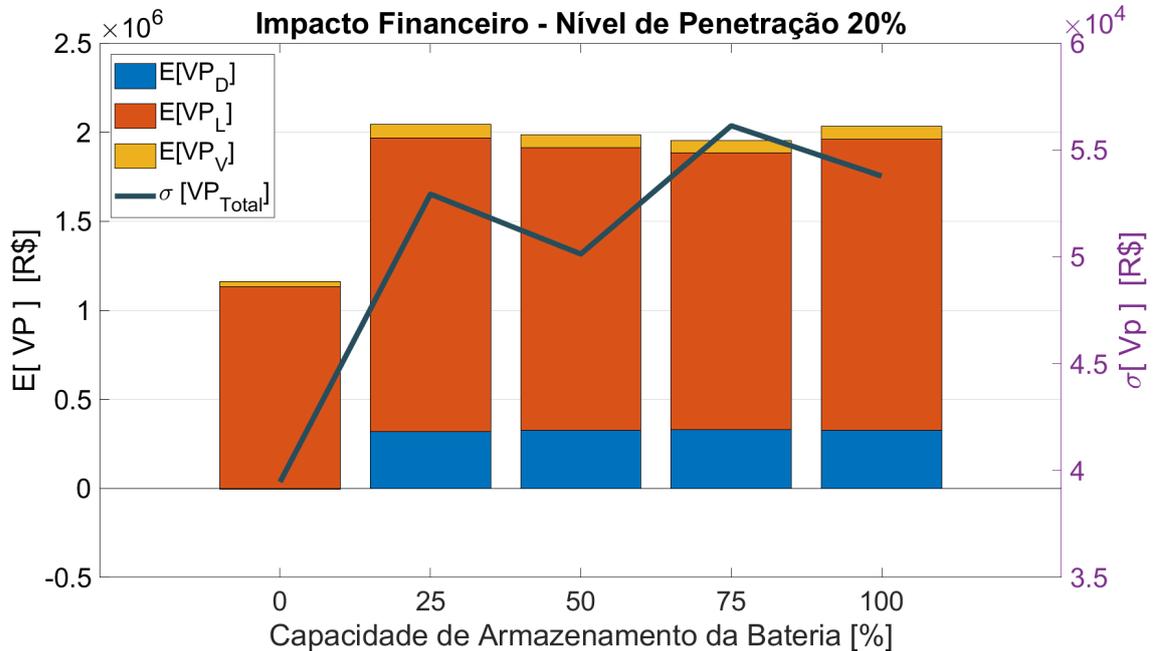


Figura I.10: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 20% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.

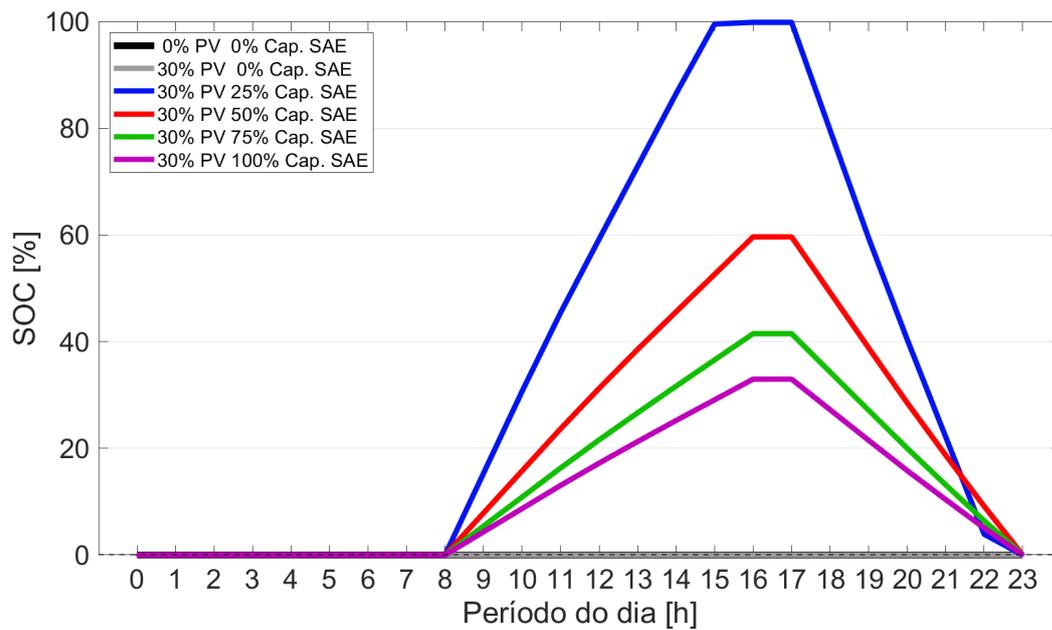


Figura I.11: SoC do SAE para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

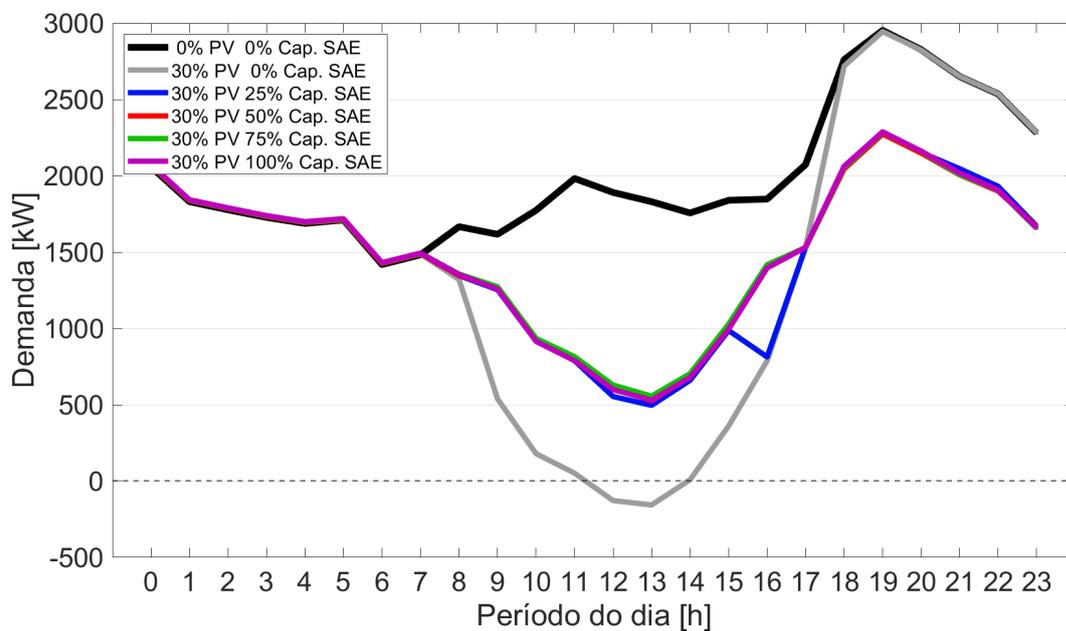


Figura I.12: Demanda do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

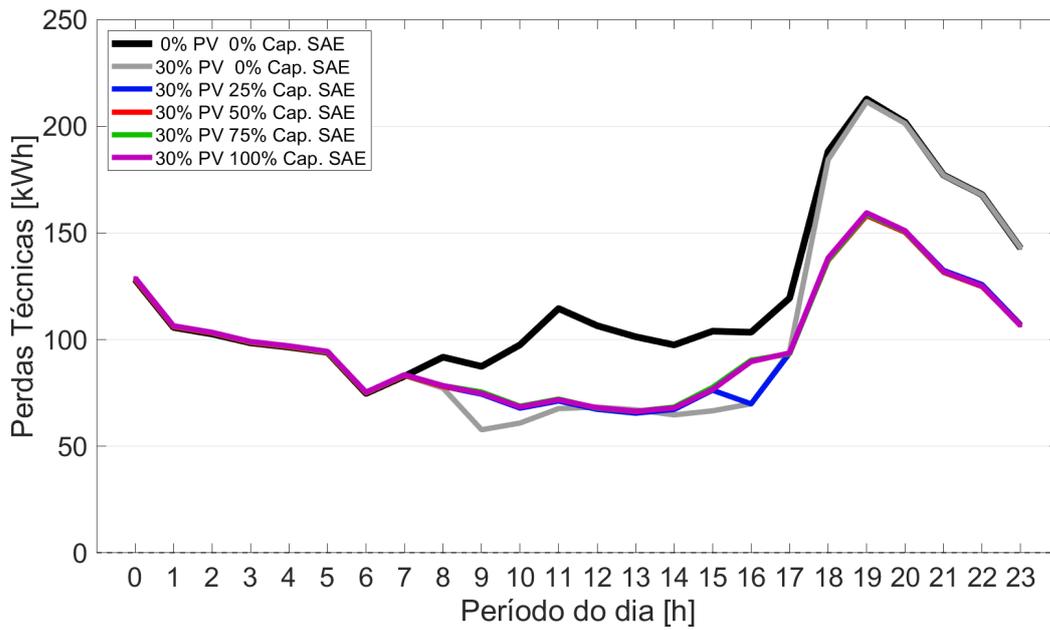


Figura I.13: Perdas técnicas do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

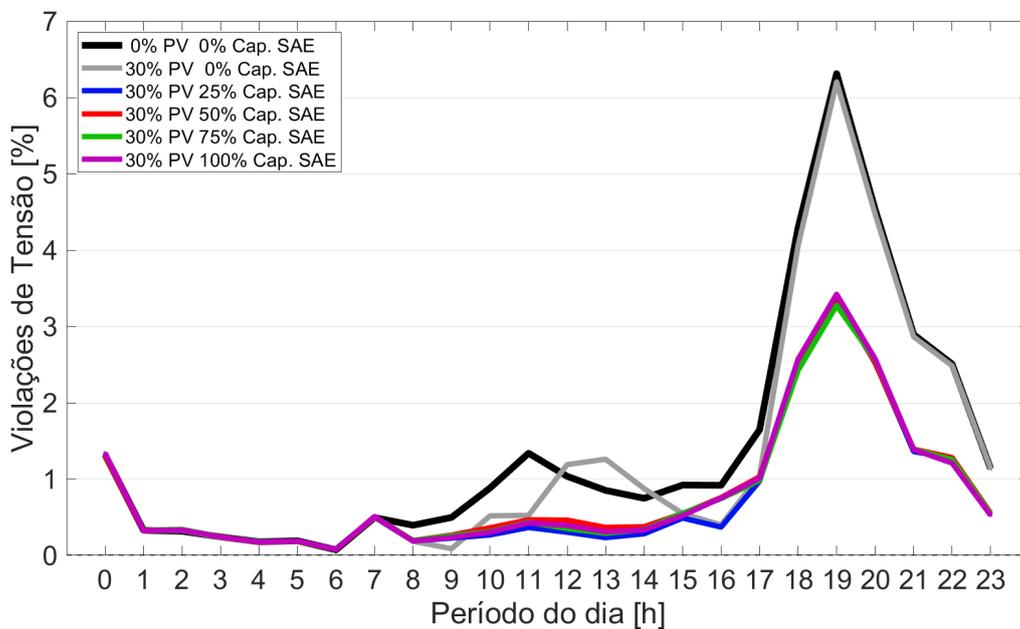


Figura I.14: Violações de tensão do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

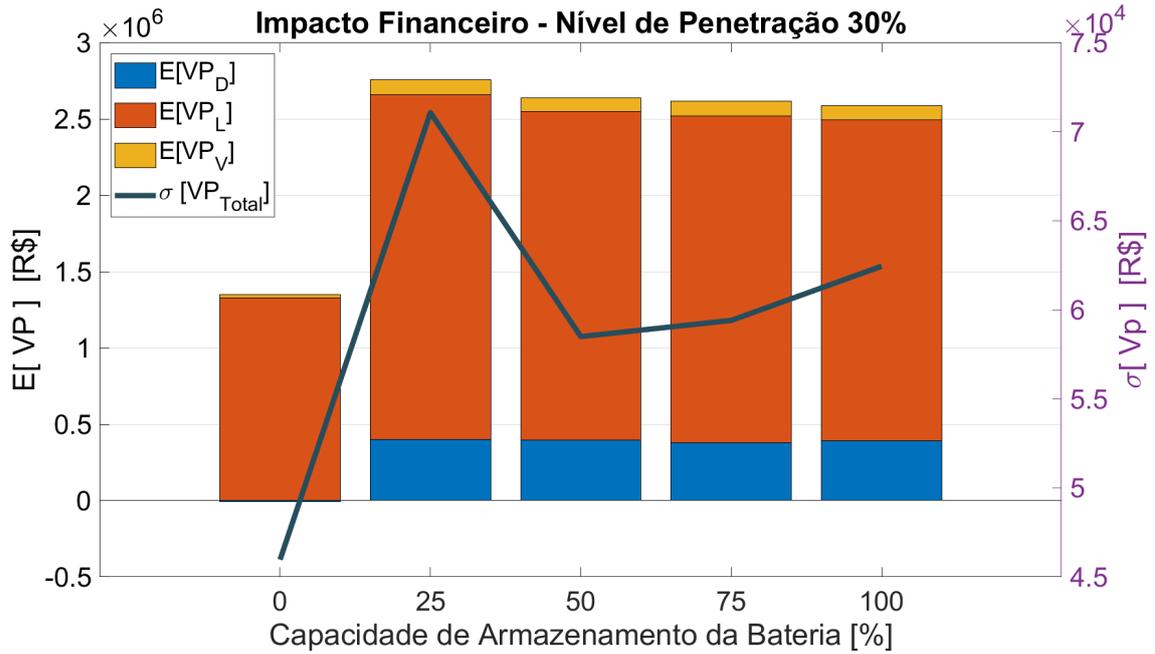


Figura I.15: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 30% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.

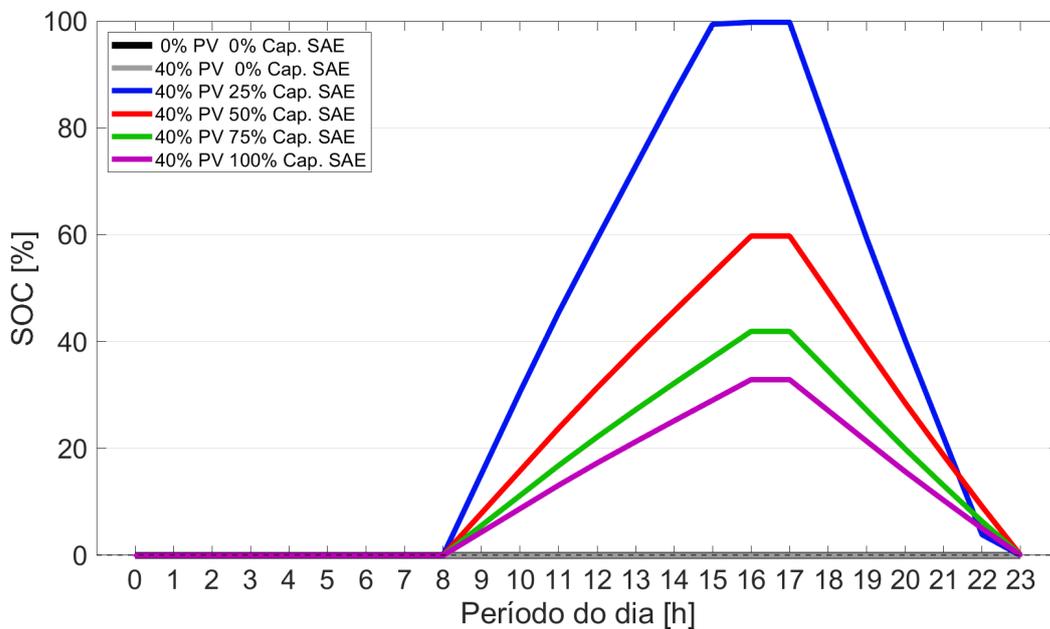


Figura I.16: SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

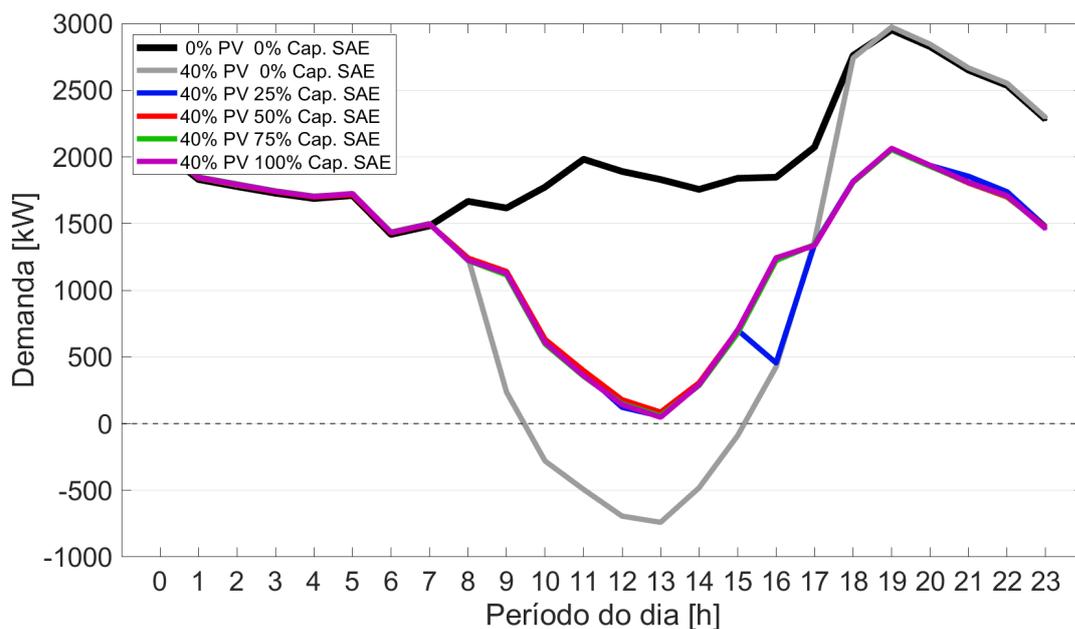


Figura I.17: Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

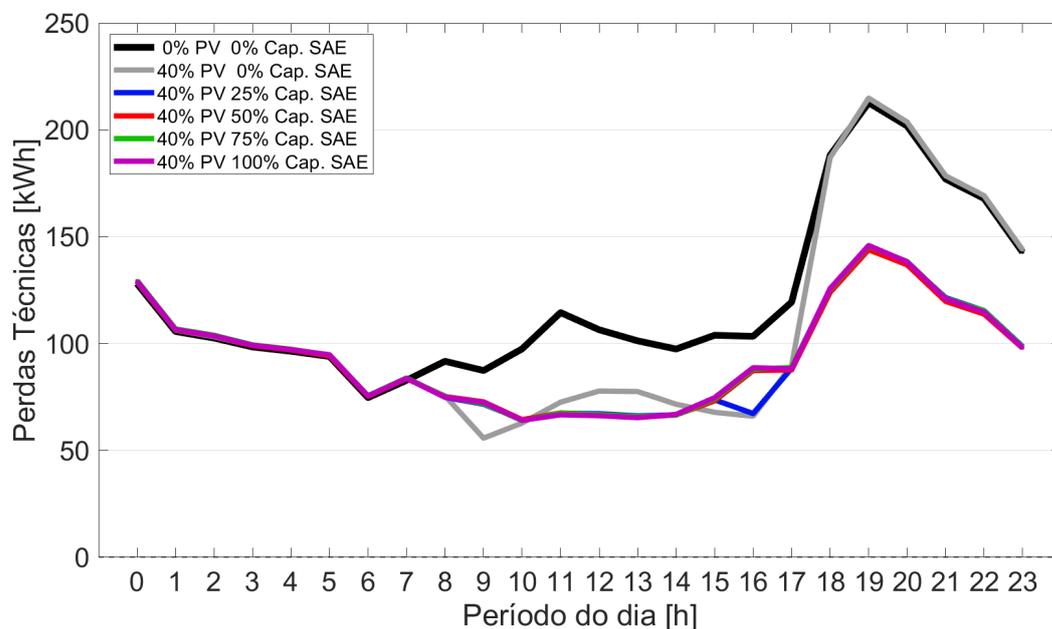


Figura I.18: Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

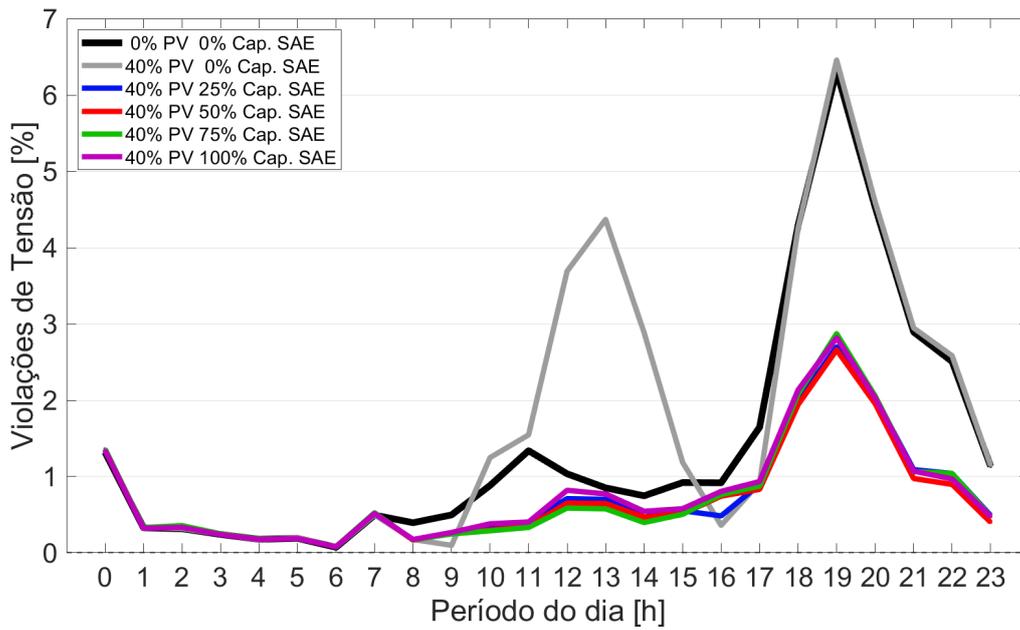


Figura I.19: Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

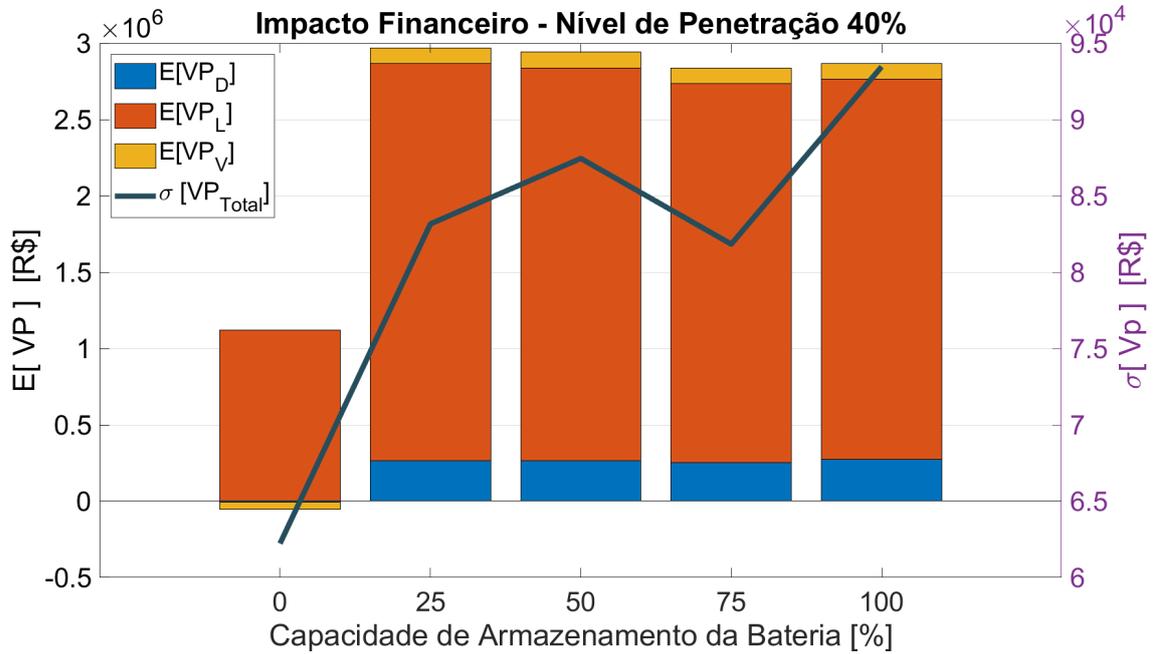


Figura I.20: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.

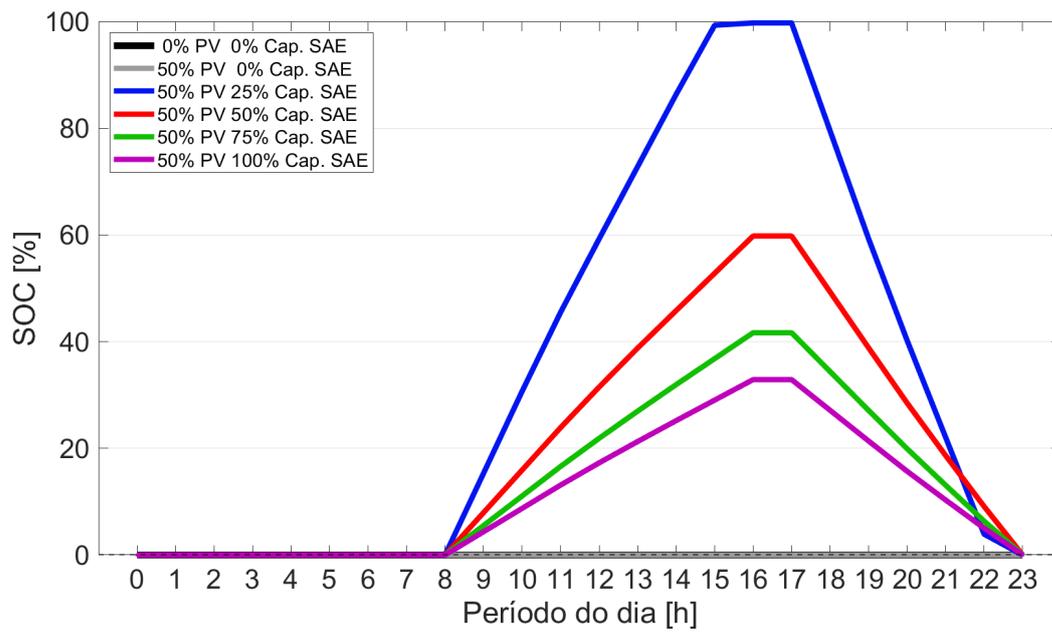


Figura I.21: SoC do SAE para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

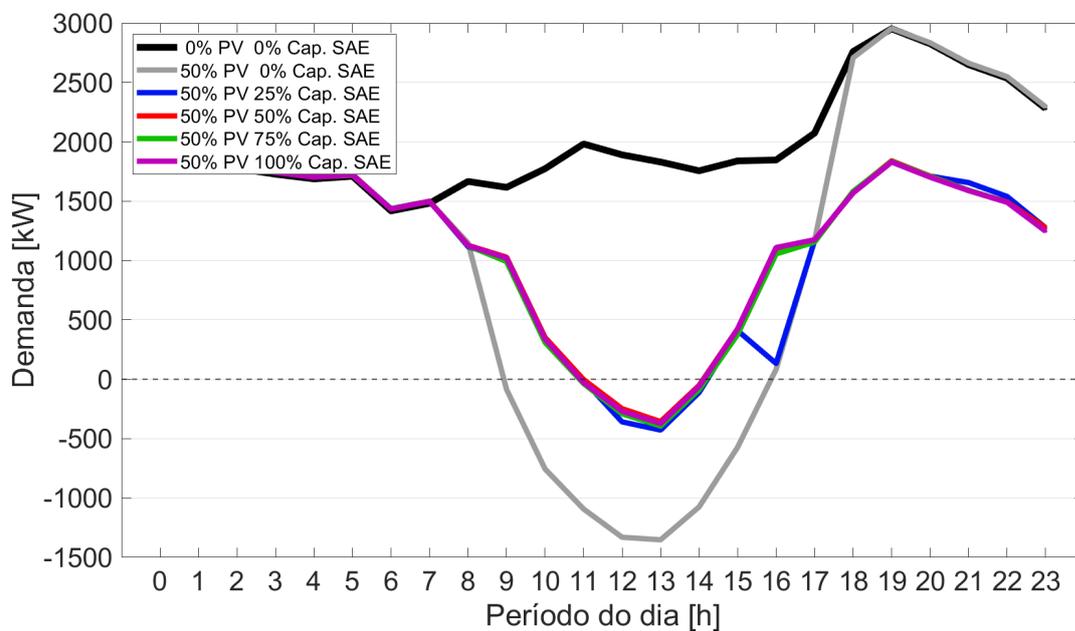


Figura I.22: Demanda do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

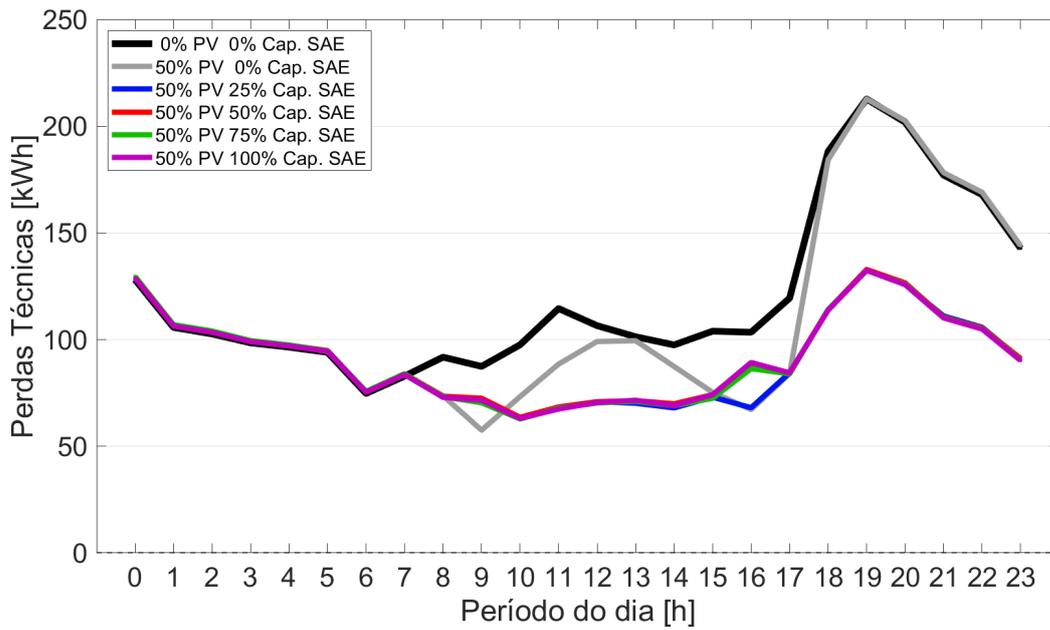


Figura I.23: Perdas técnicas do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

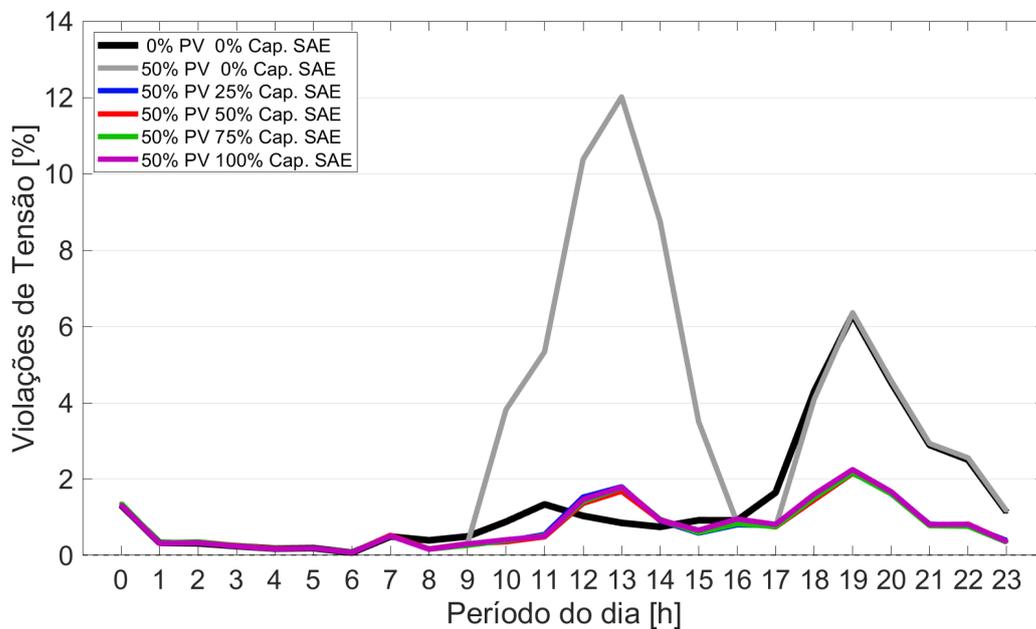


Figura I.24: Violações de tensão do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

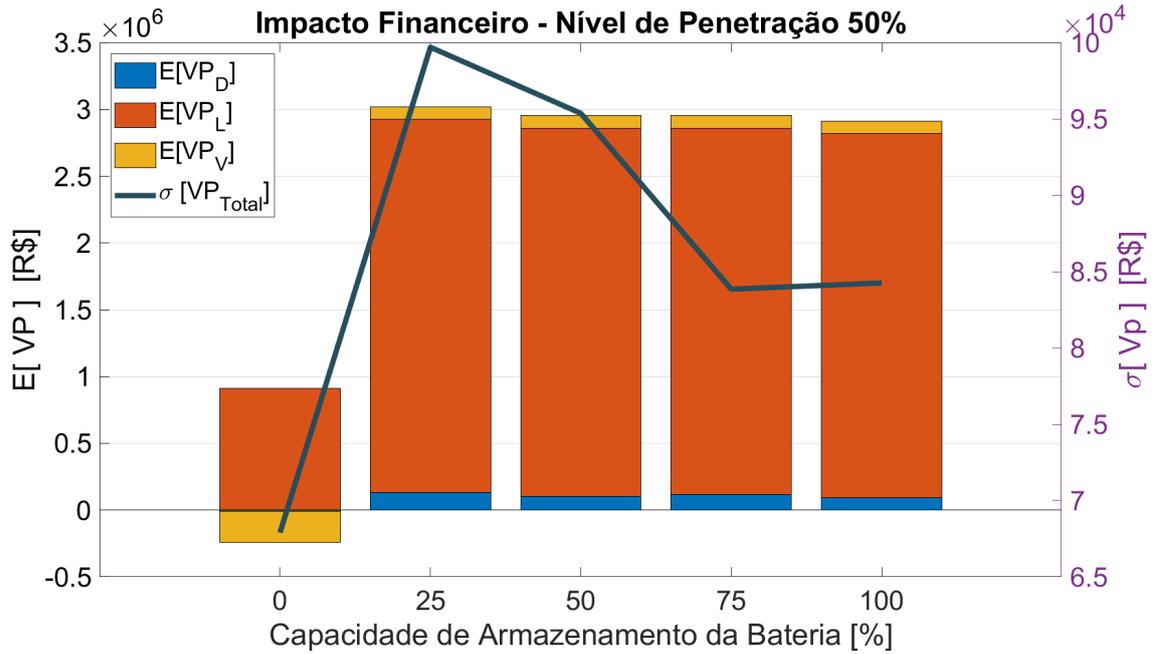


Figura I.25: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 50% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.

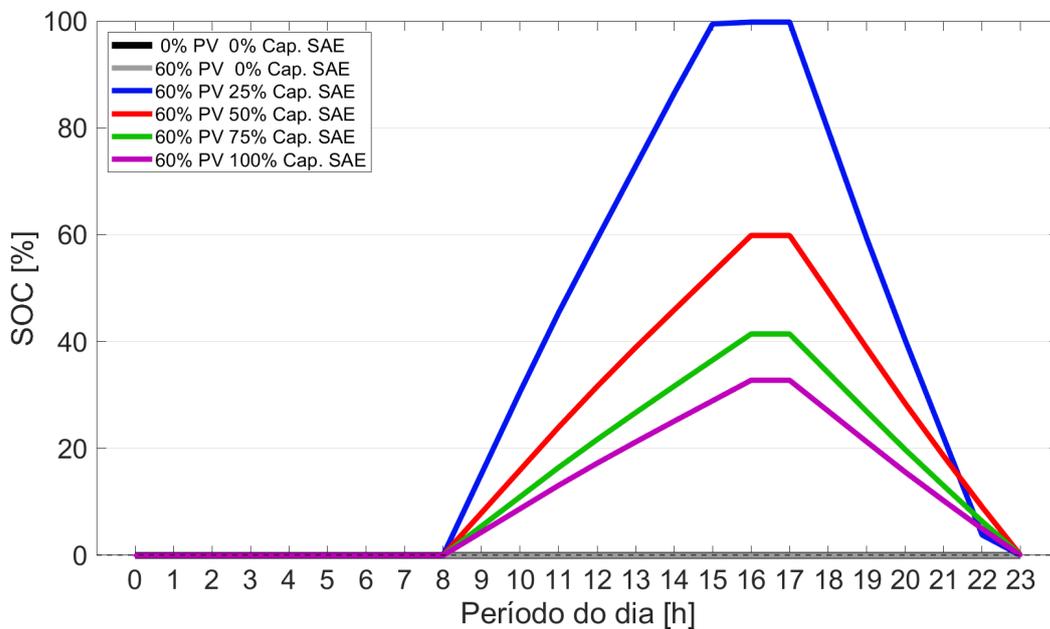


Figura I.26: SoC do SAE para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

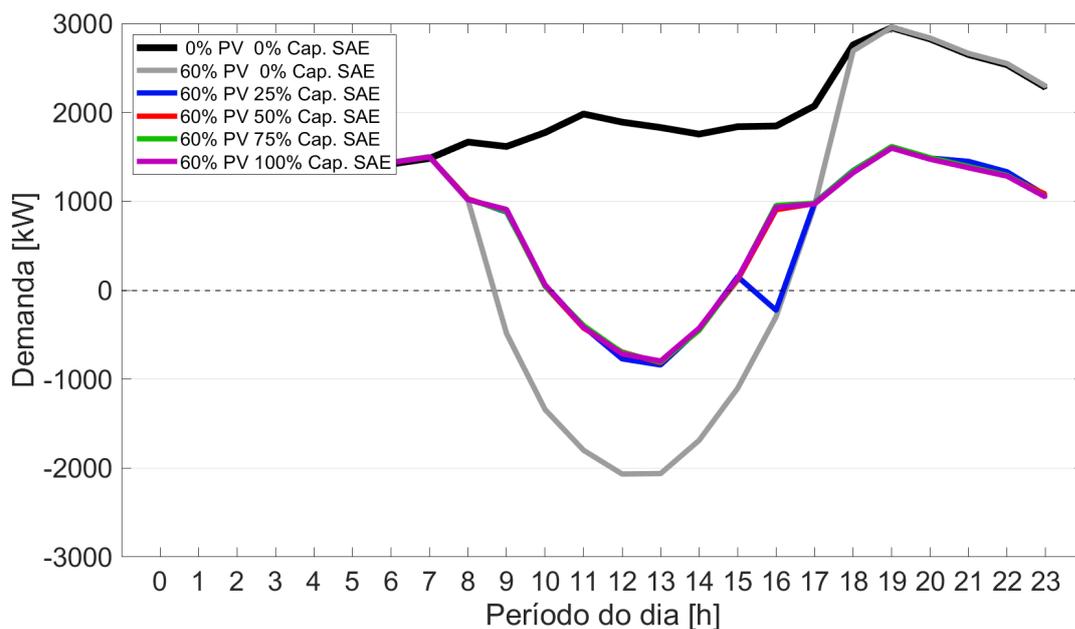


Figura I.27: Demanda do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

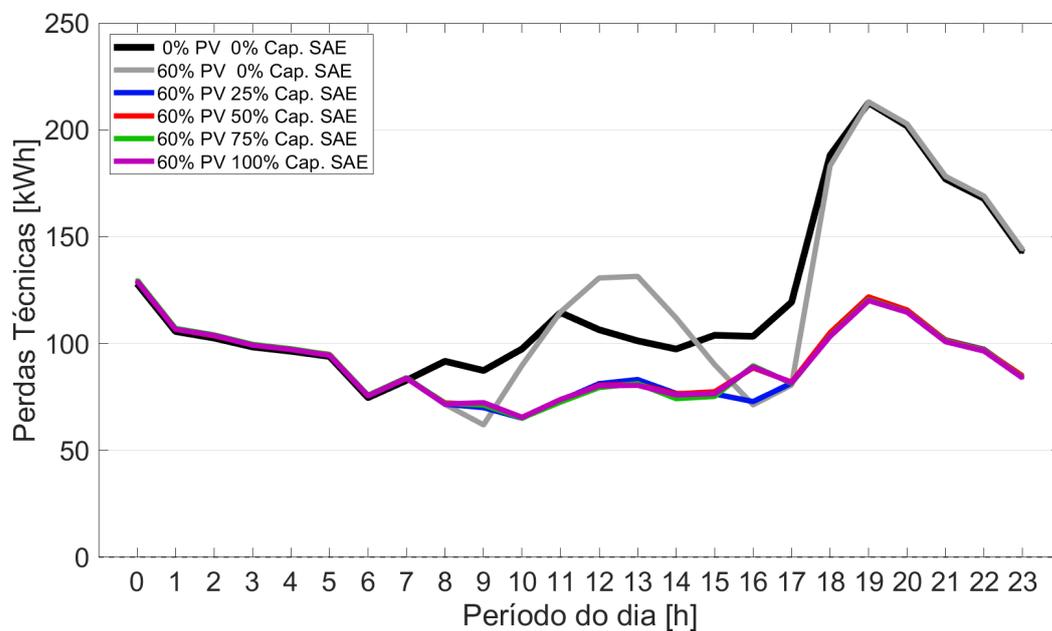


Figura I.28: Perdas técnicas do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

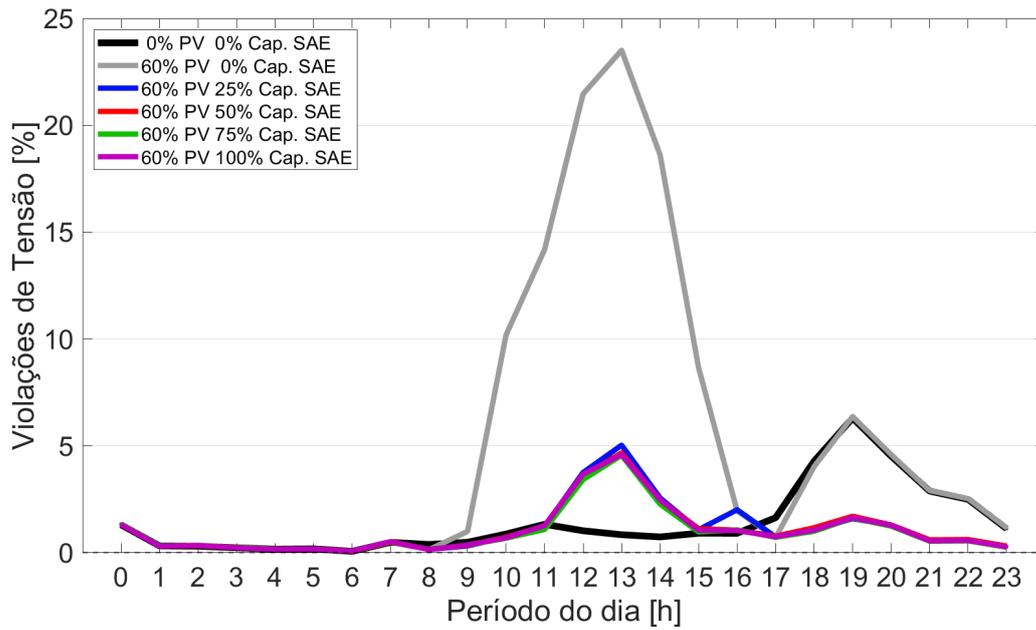


Figura I.29: Violações de tensão do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

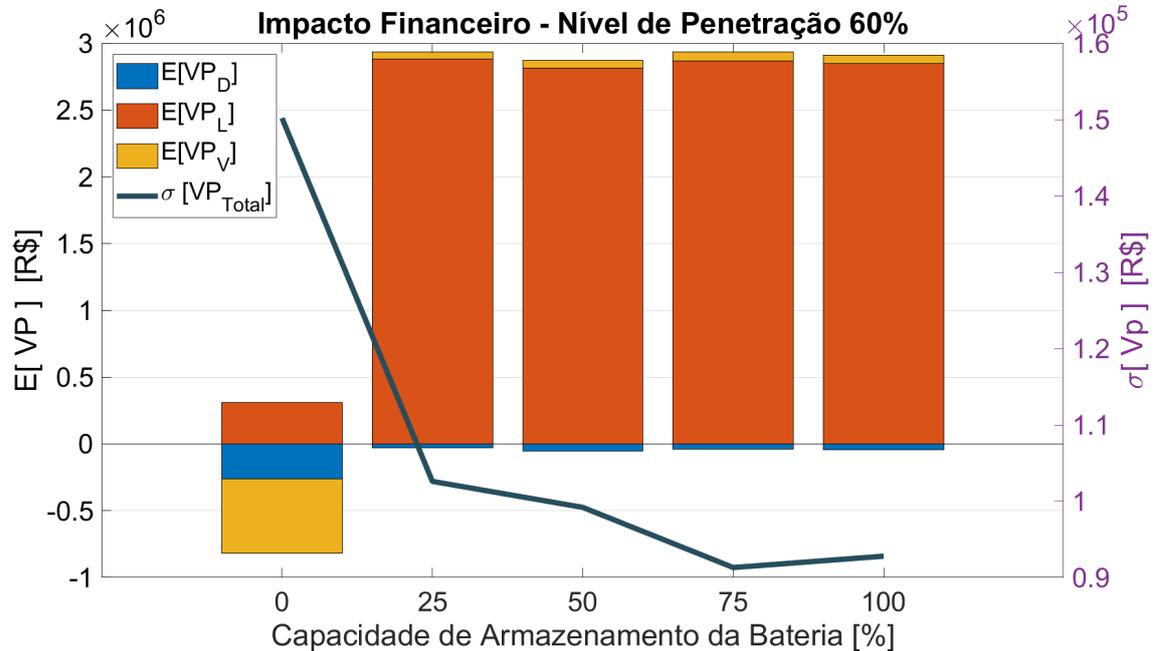


Figura I.30: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 60% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.

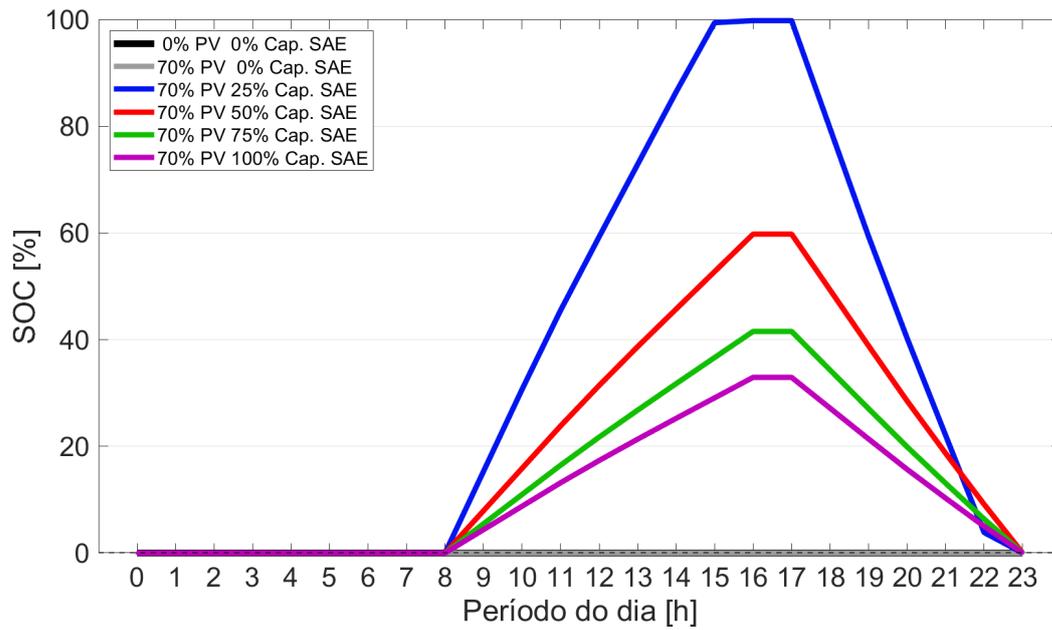


Figura I.31: SoC do SAE para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

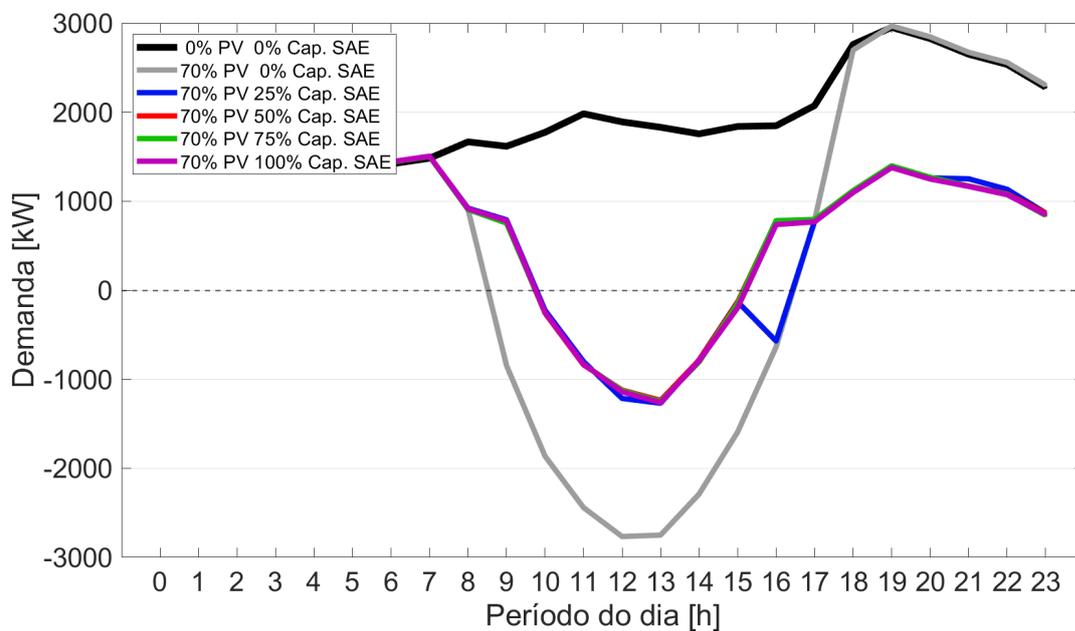


Figura I.32: Demanda do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

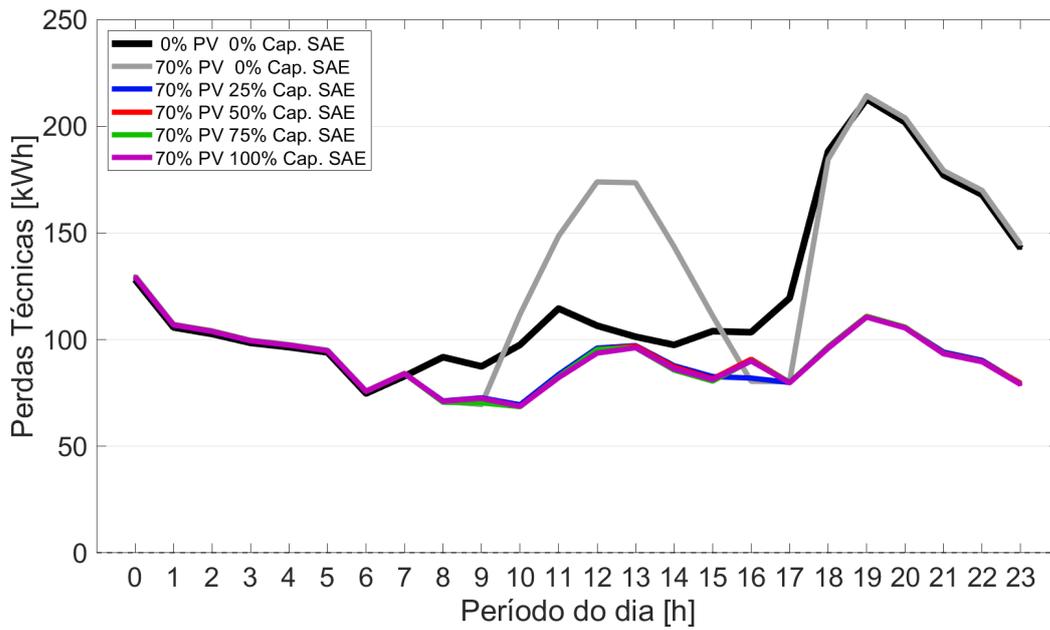


Figura I.33: Perdas técnicas do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

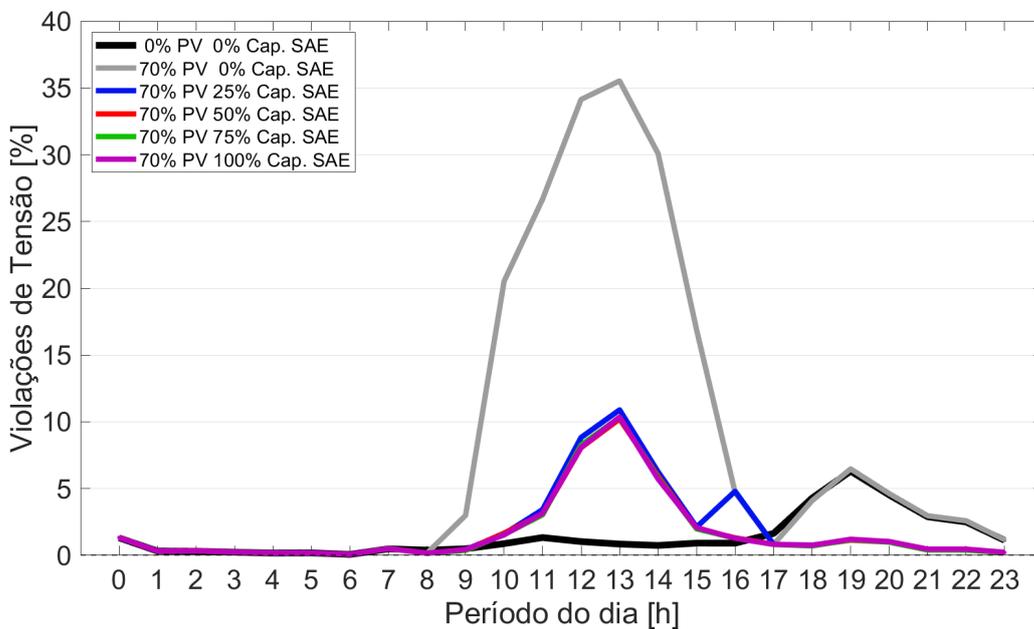


Figura I.34: Violações de tensão do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

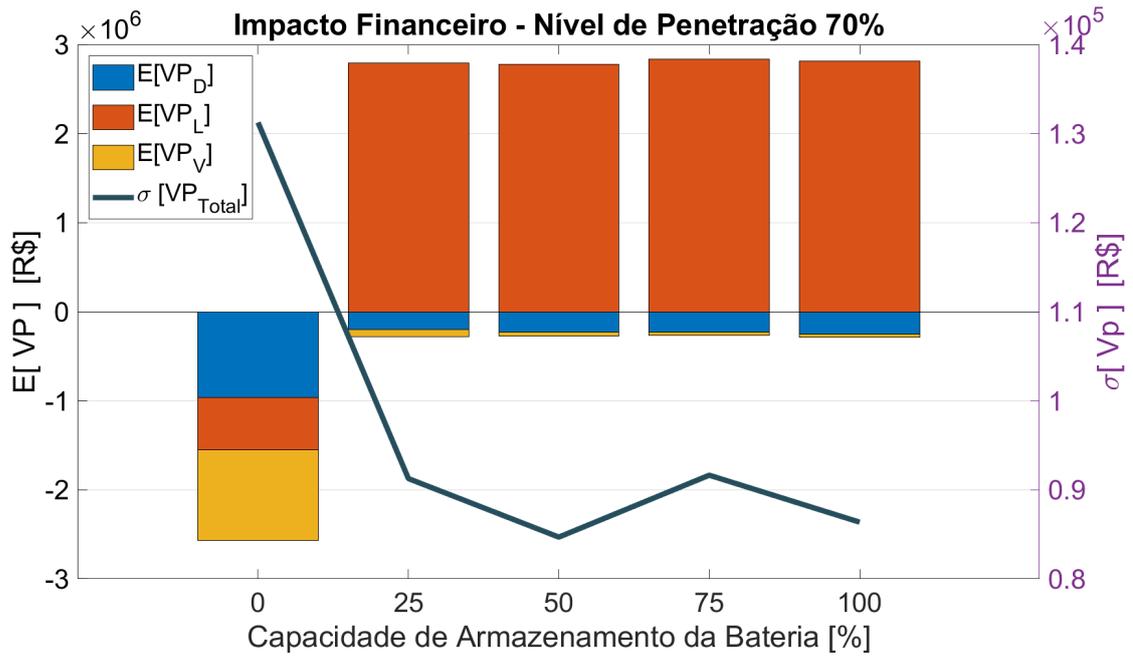


Figura I.35: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 70% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.

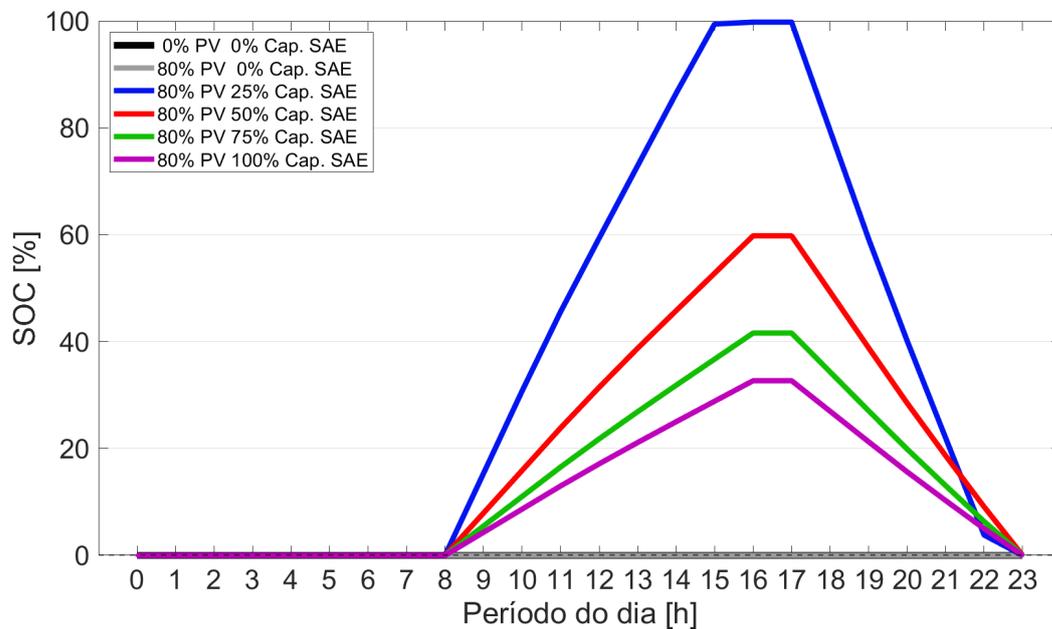


Figura I.36: SoC do SAE para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

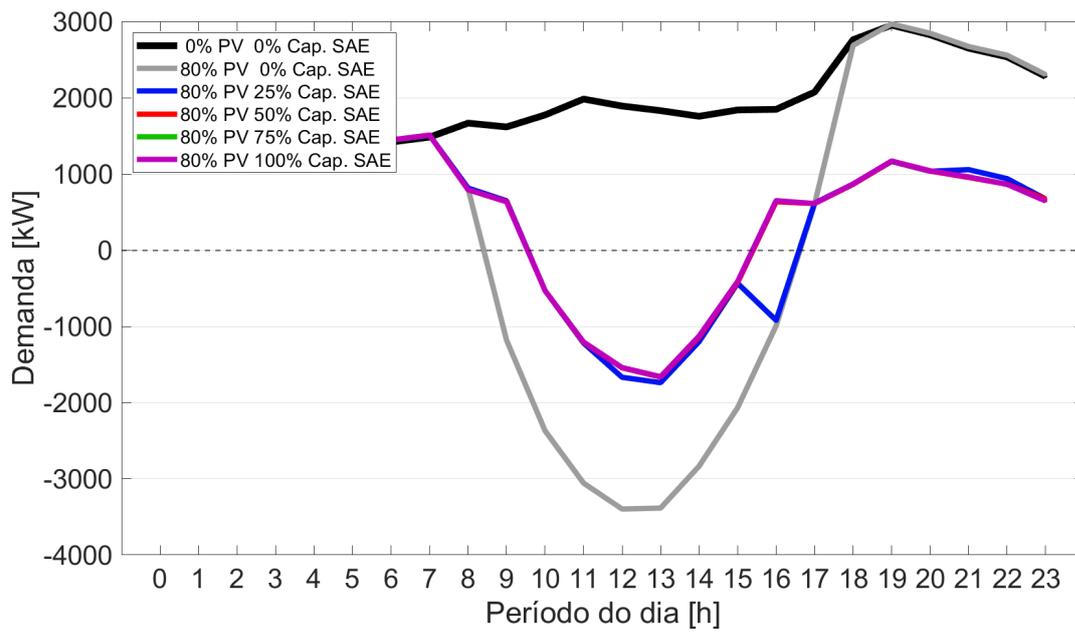


Figura I.37: Demanda do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

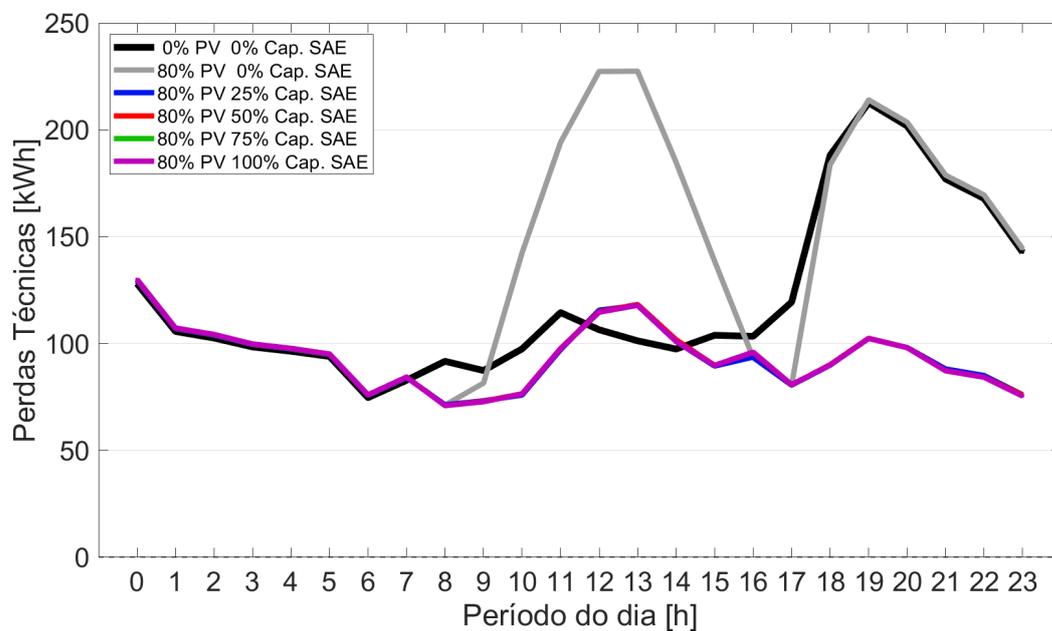


Figura I.38: Perdas técnicas do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

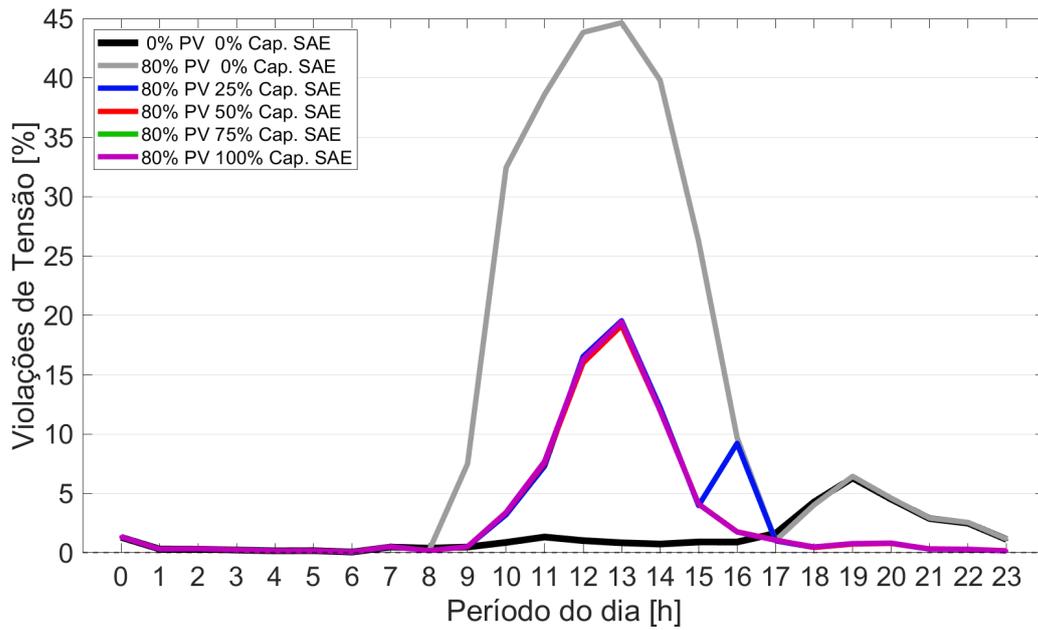


Figura I.39: Violações de tensão do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária.

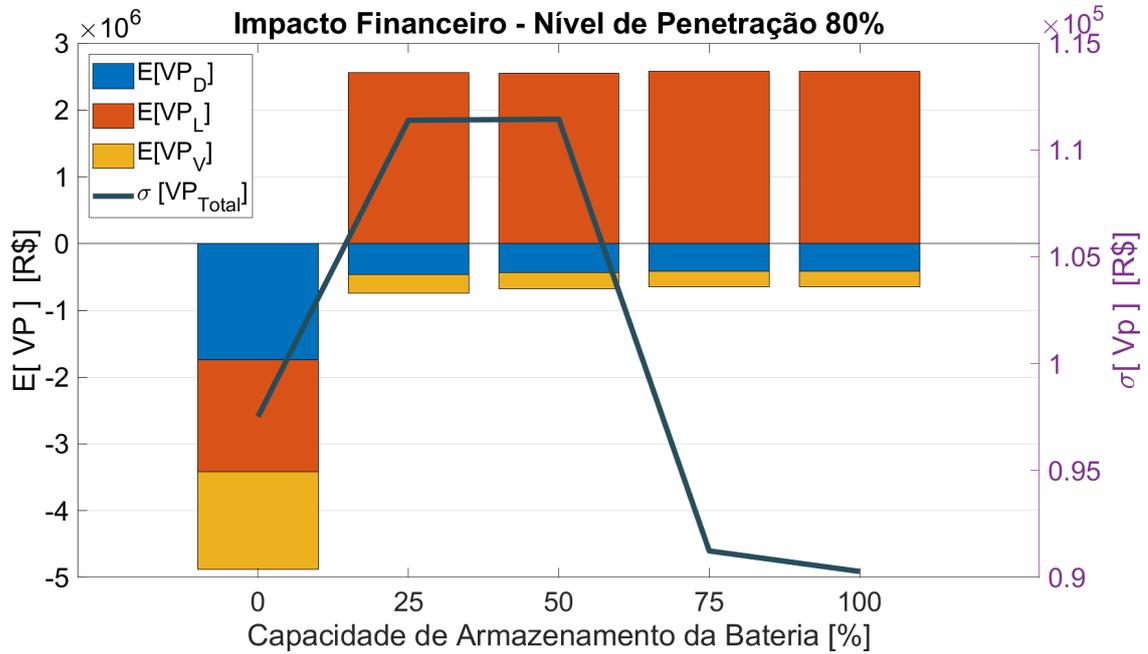


Figura I.40: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 80% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária.

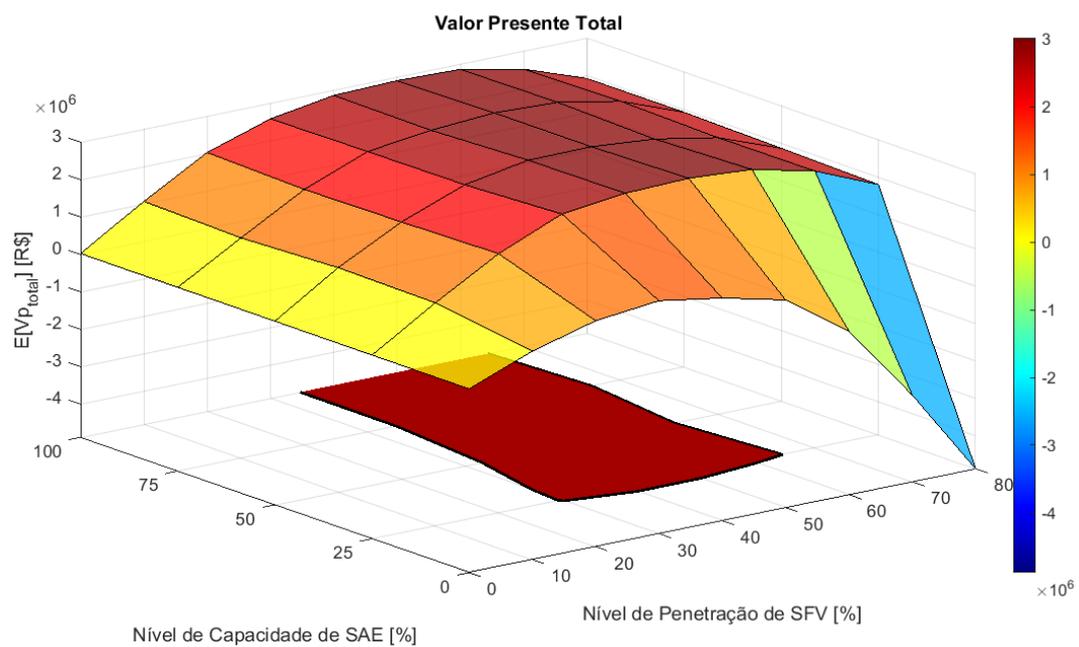


Figura I.41: Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle horária.

II. RESULTADOS SIMULAÇÕES 2

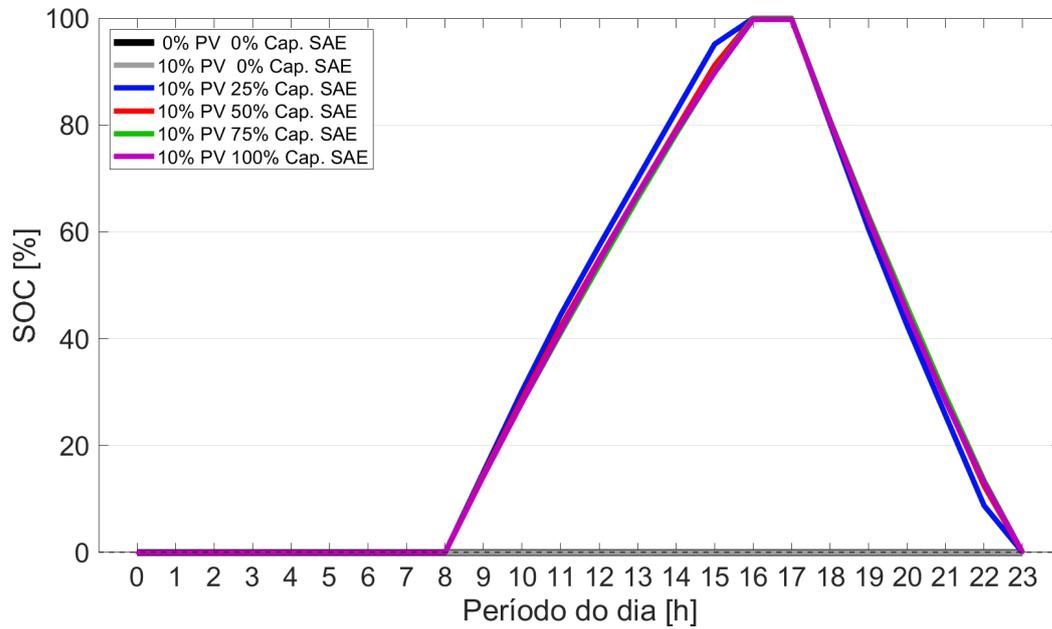


Figura II.1: SoC do SAE para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

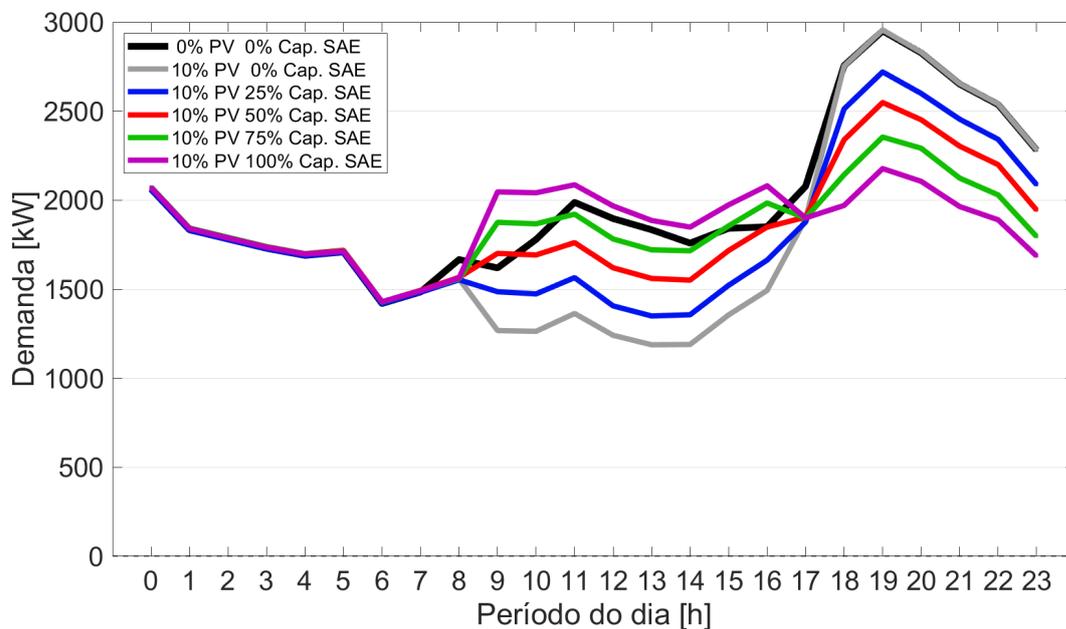


Figura II.2: Demanda do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

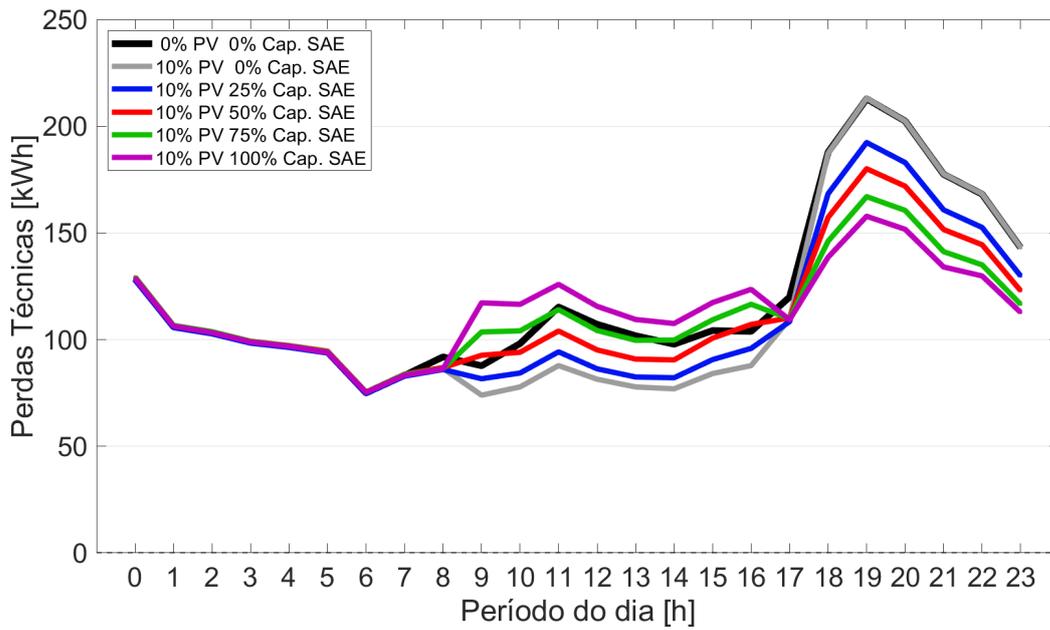


Figura II.3: Perdas técnicas do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

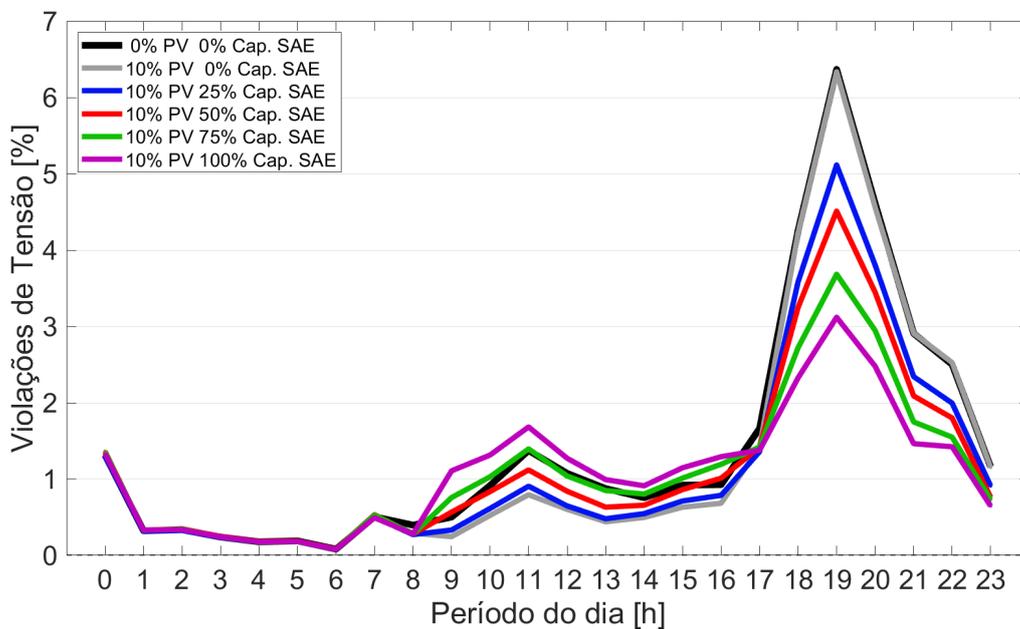


Figura II.4: Violações de tensão do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

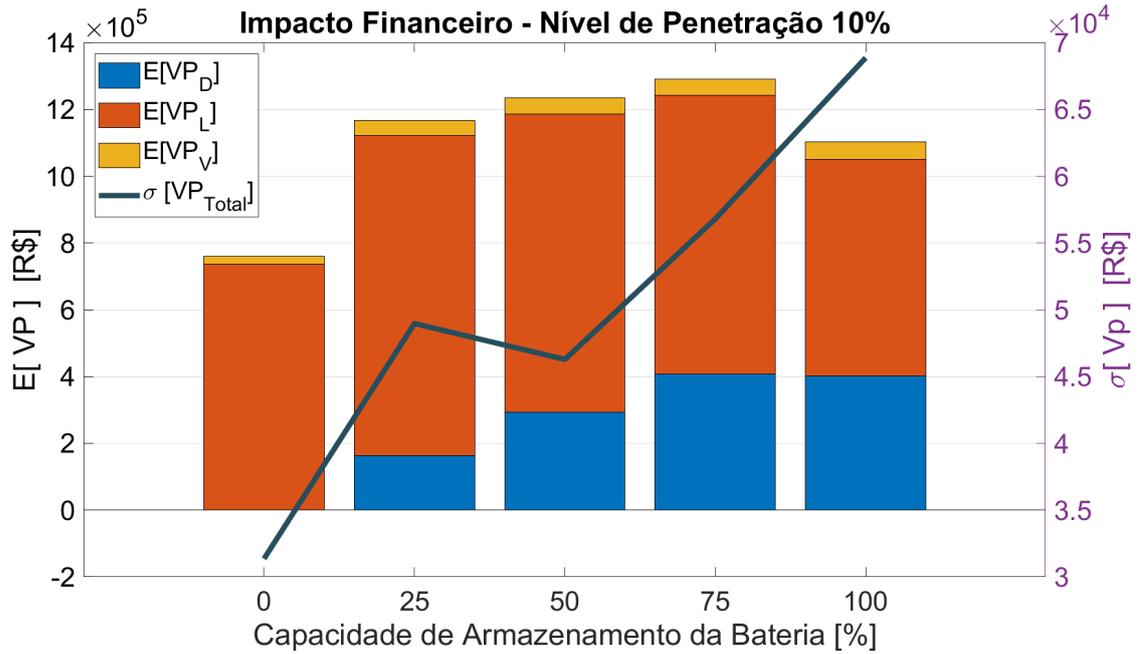


Figura II.5: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 10% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.

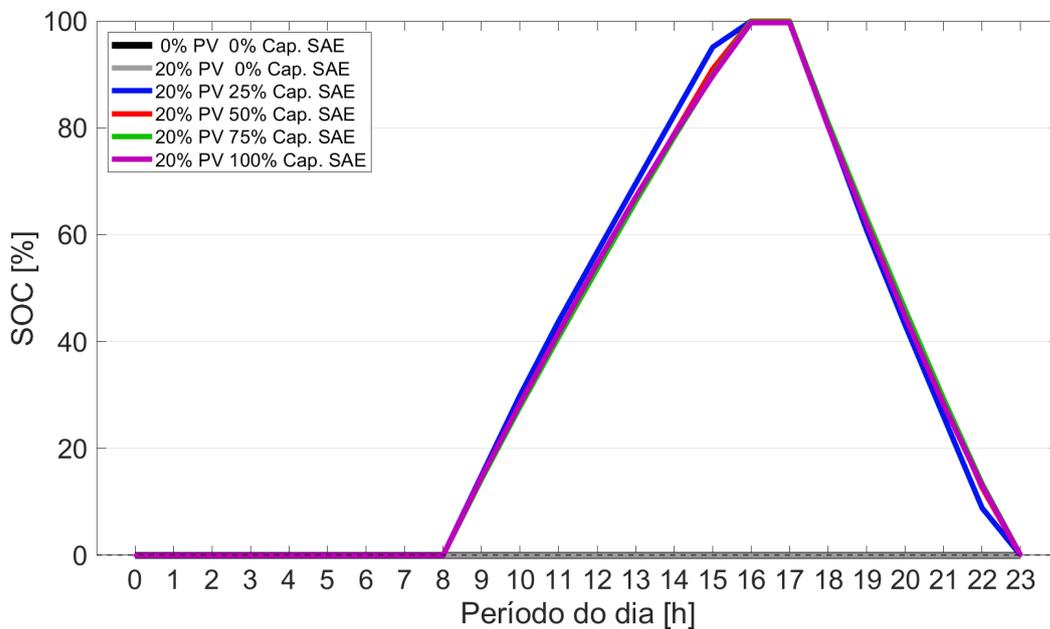


Figura II.6: SoC do SAE para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

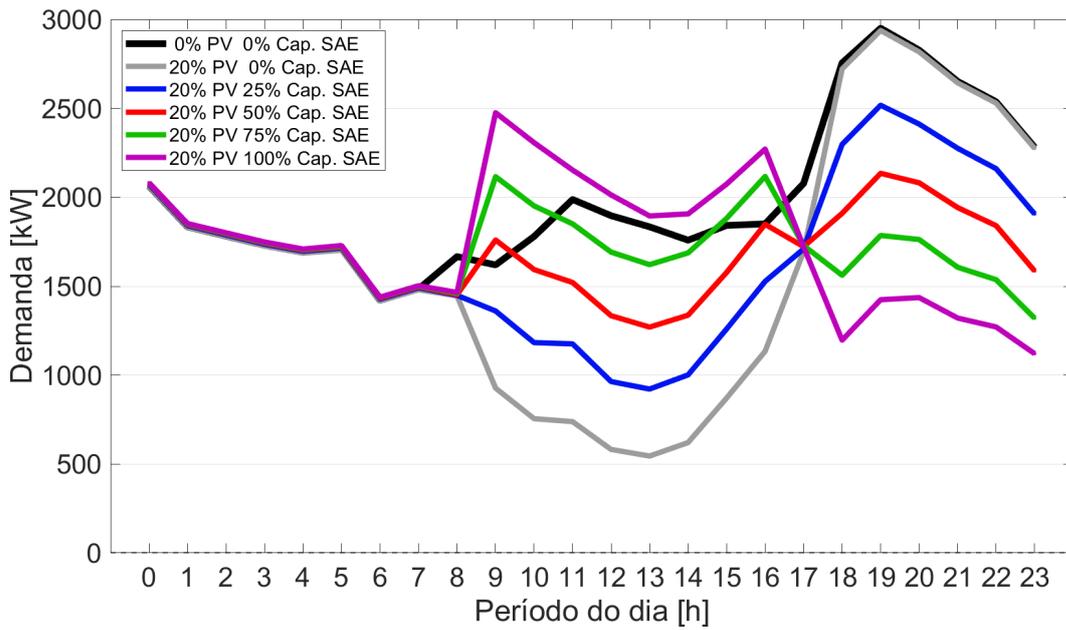


Figura II.7: Demanda do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

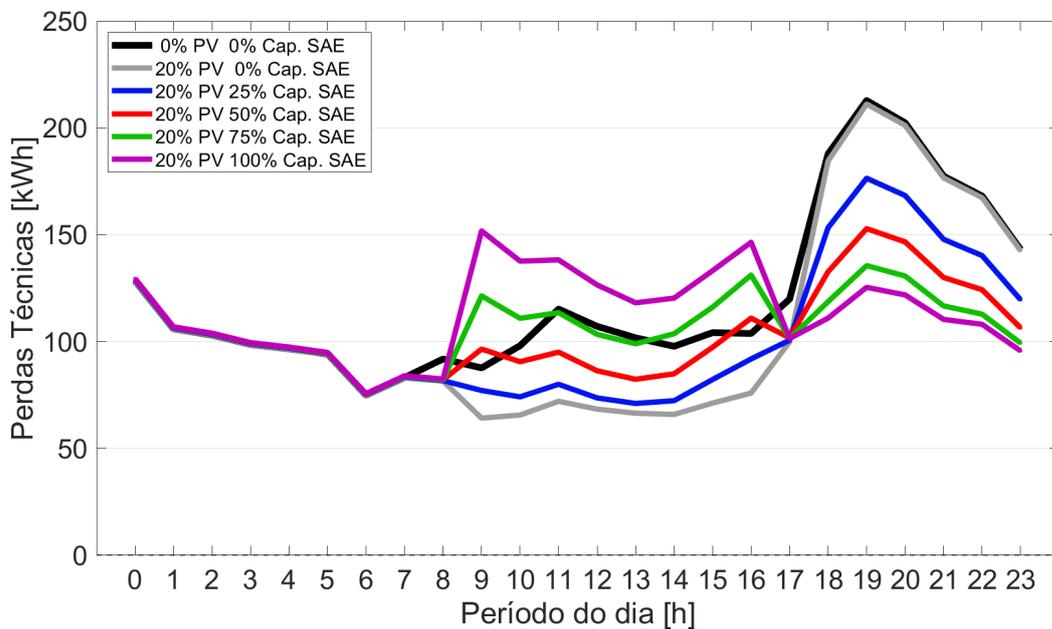


Figura II.8: Perdas técnicas do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

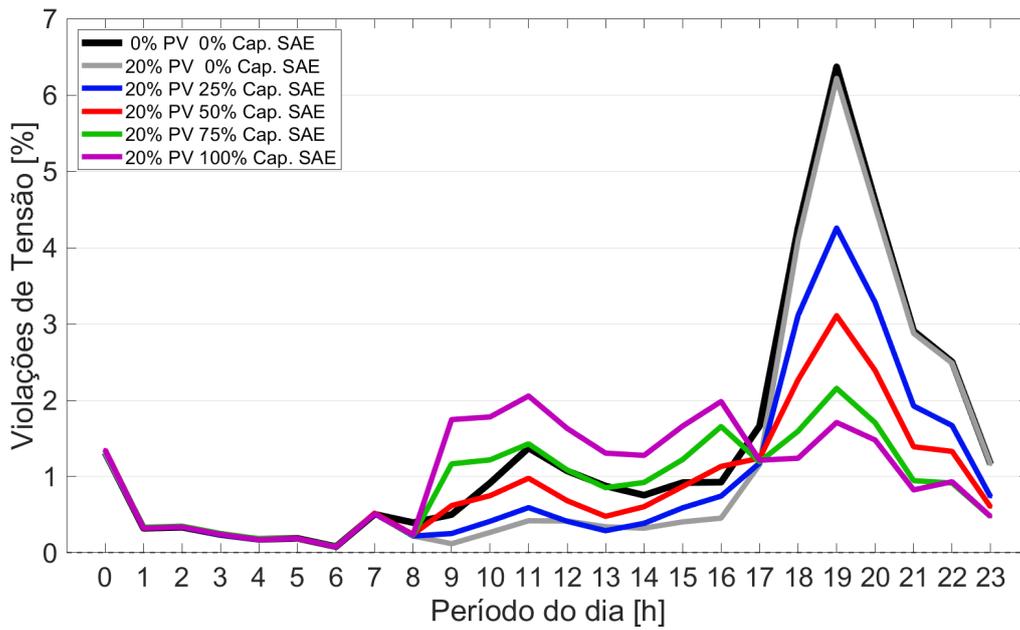


Figura II.9: Violações de tensão do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

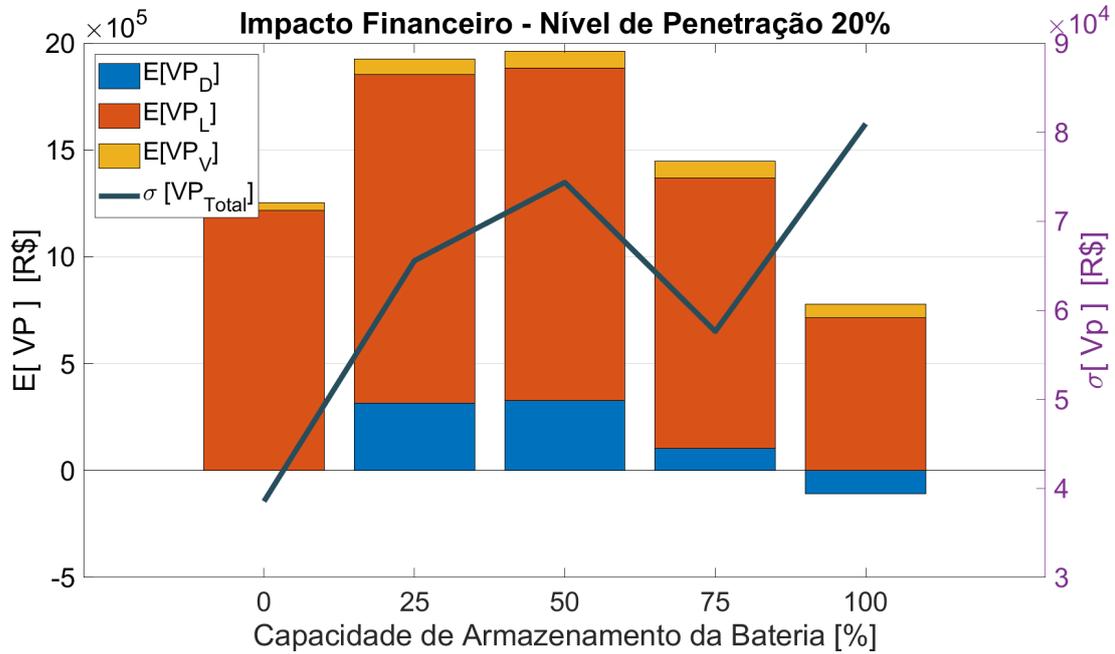


Figura II.10: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 20% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.

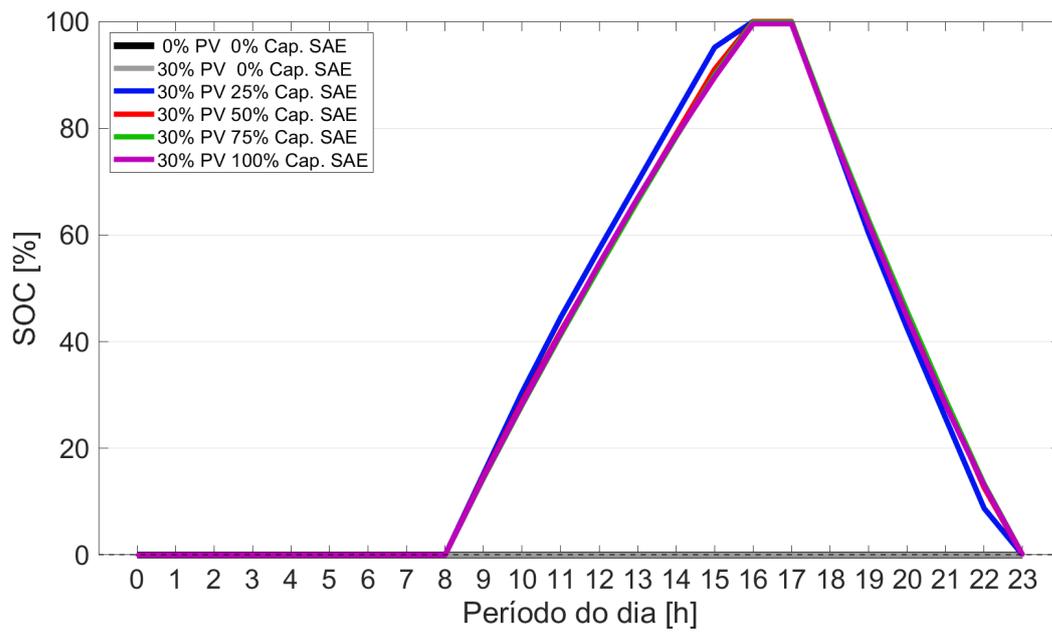


Figura II.11: SoC do SAE para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

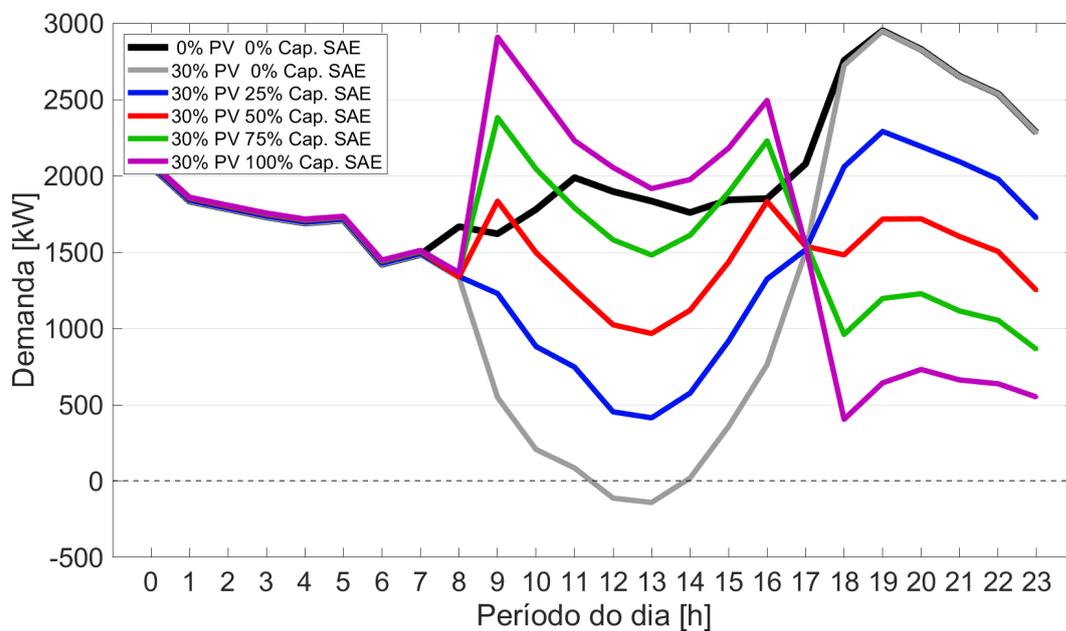


Figura II.12: Demanda do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

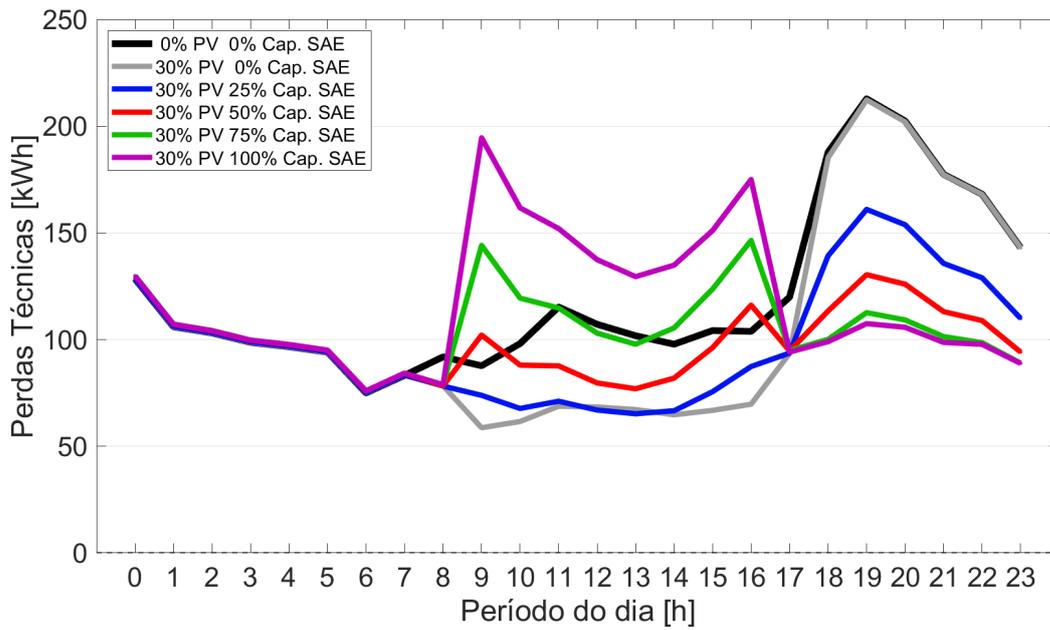


Figura II.13: Perdas técnicas do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

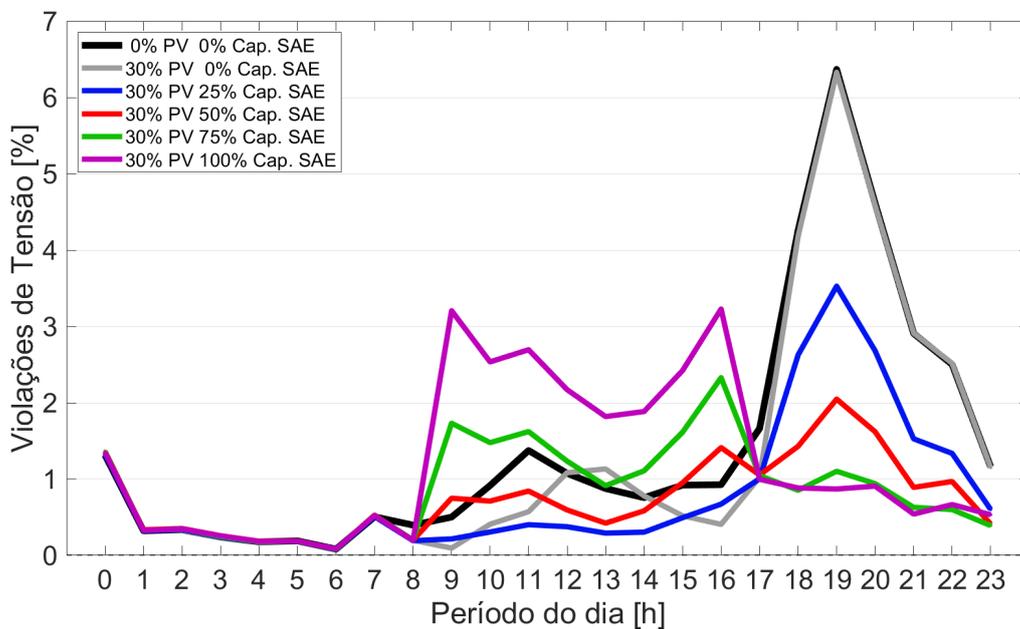


Figura II.14: Violações de tensão do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

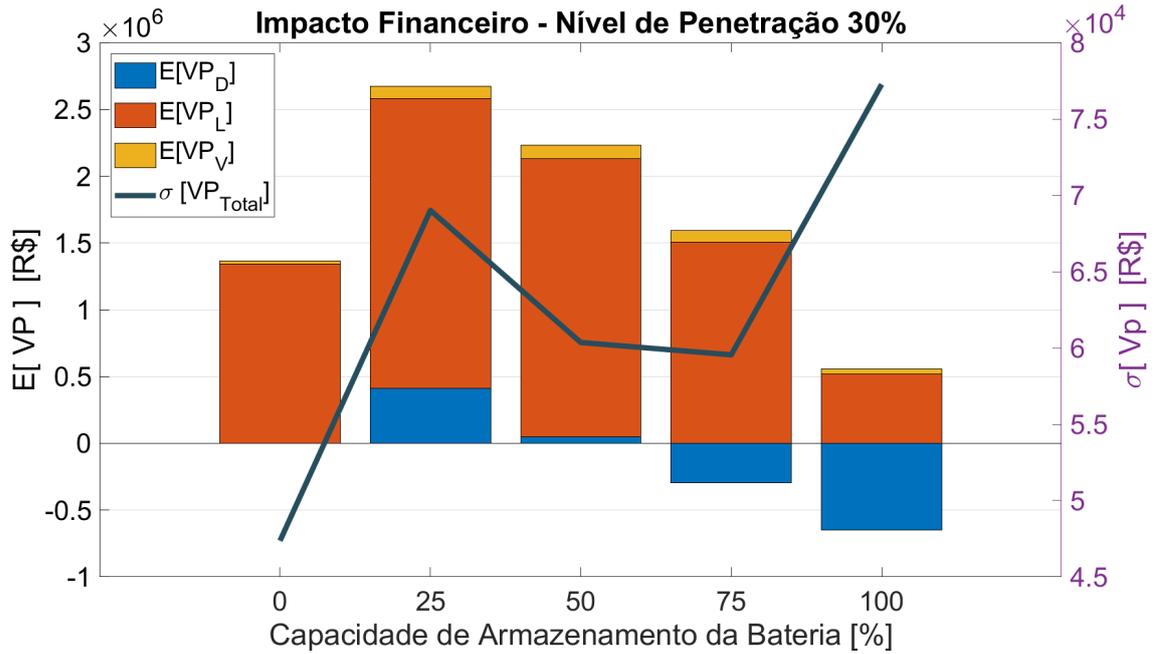


Figura II.15: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 30% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.

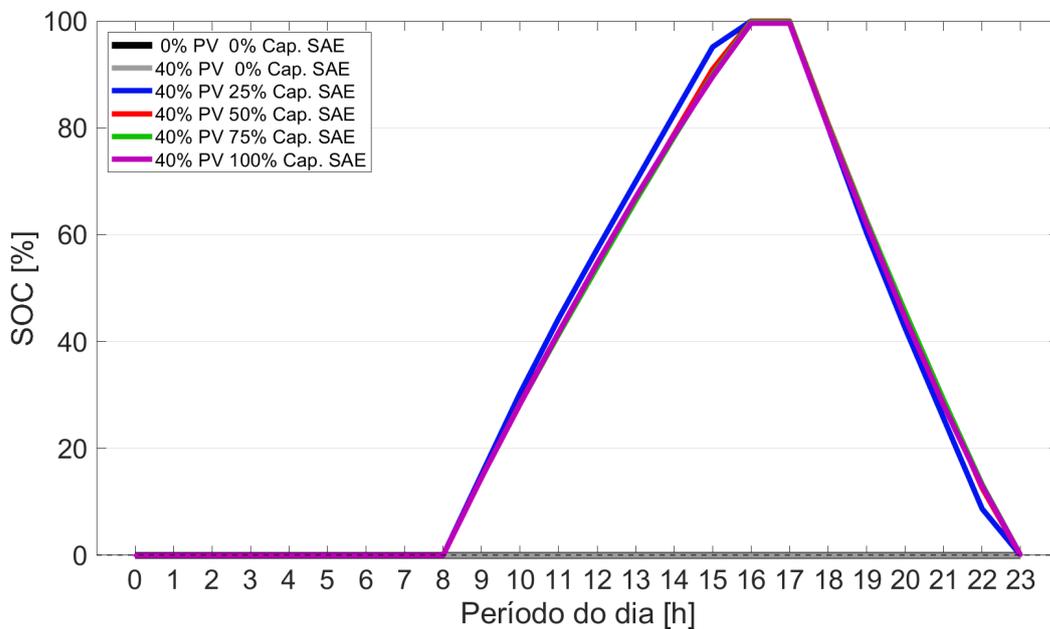


Figura II.16: SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

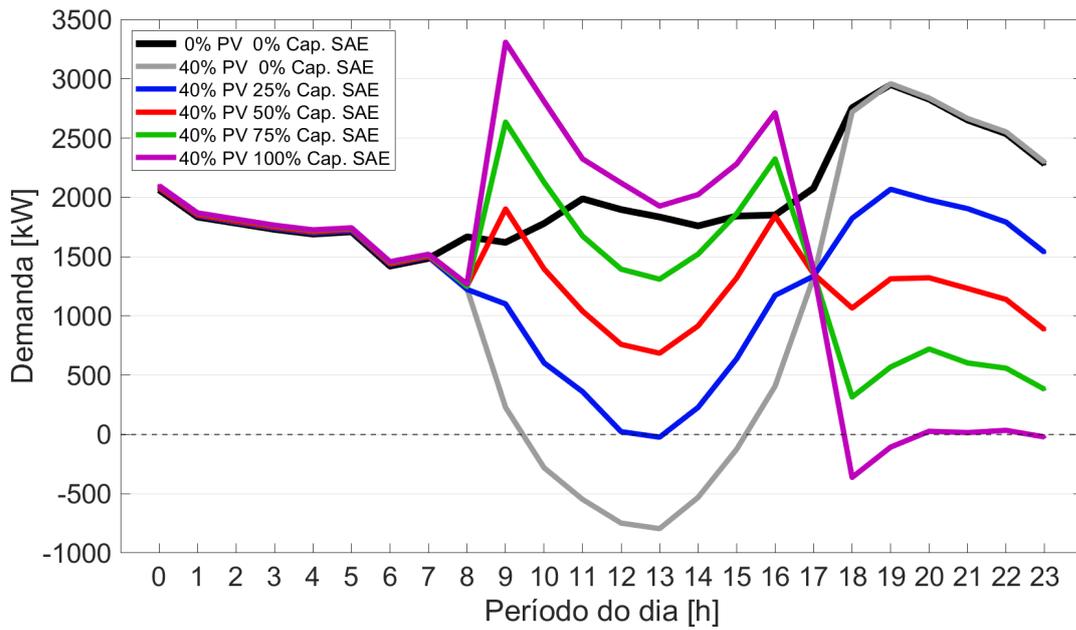


Figura II.17: Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

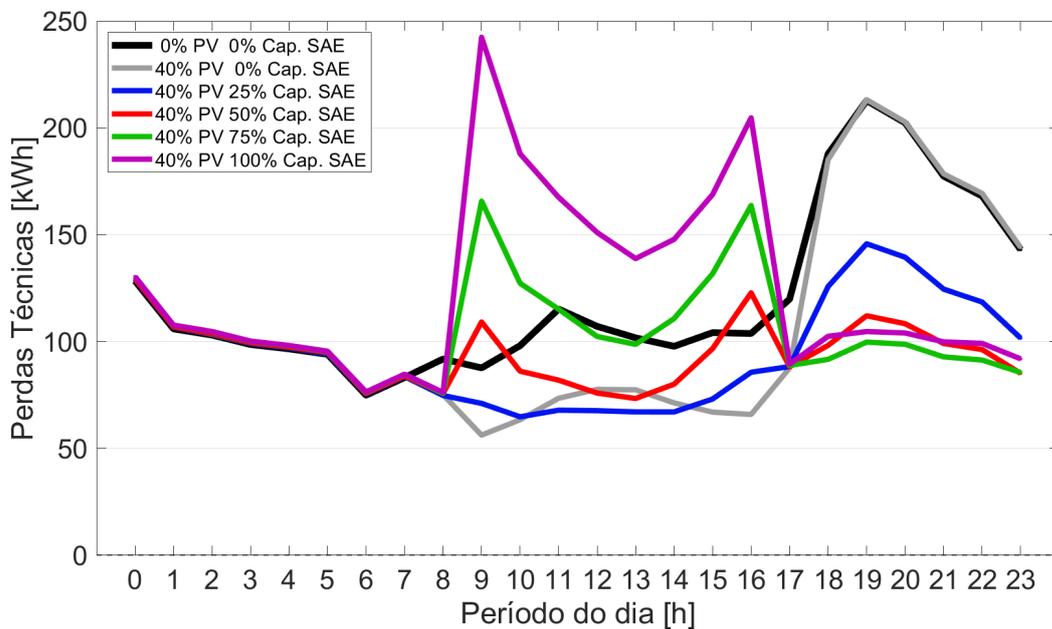


Figura II.18: Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

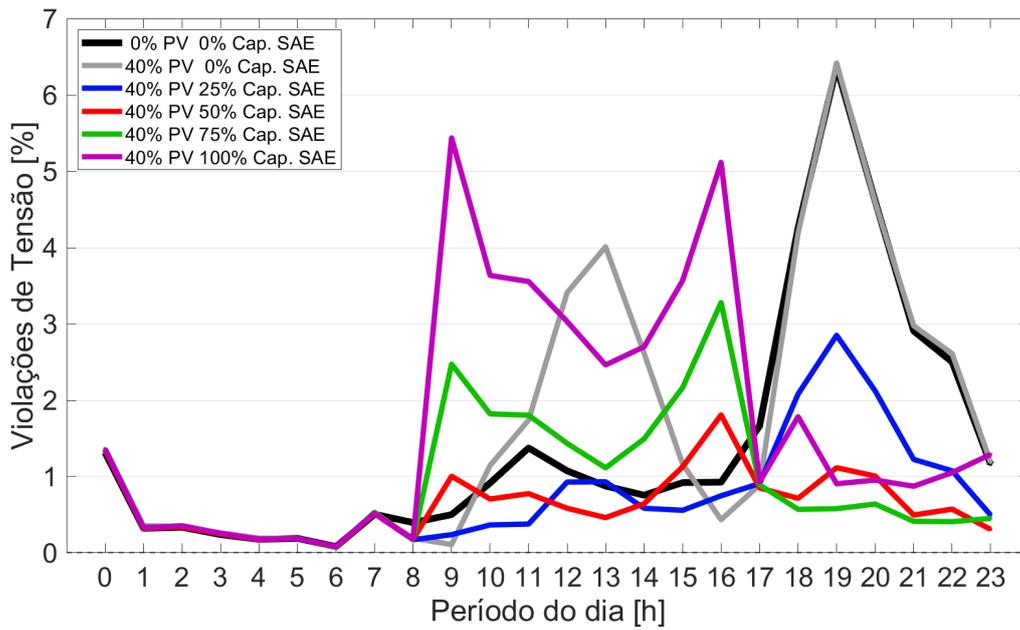


Figura II.19: Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

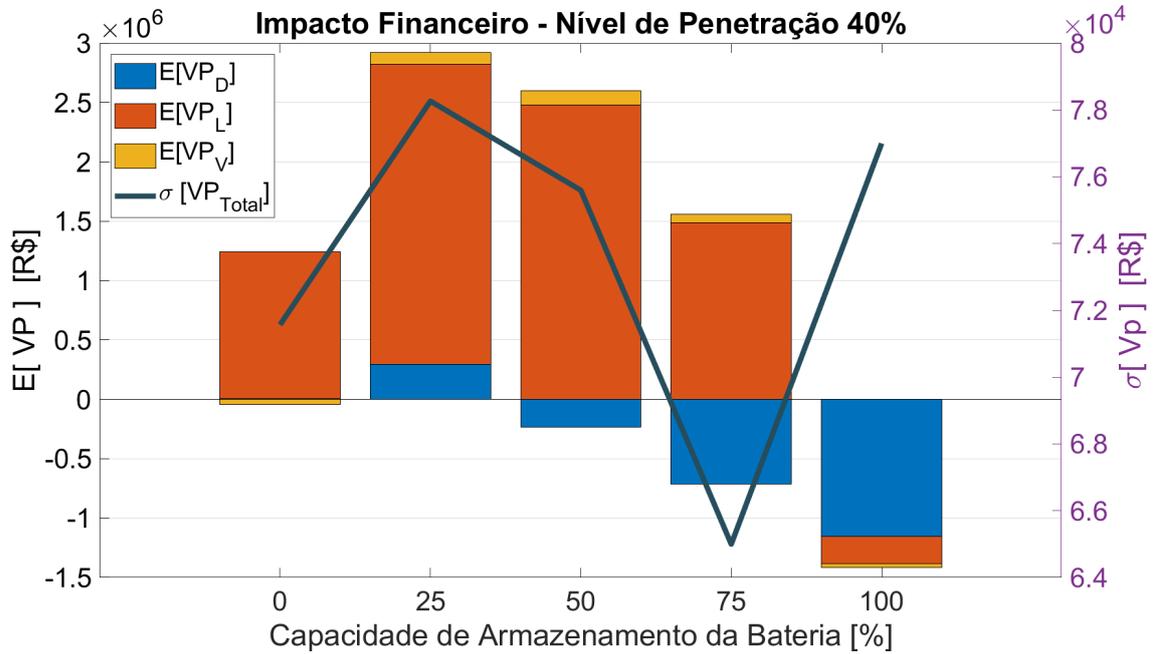


Figura II.20: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.

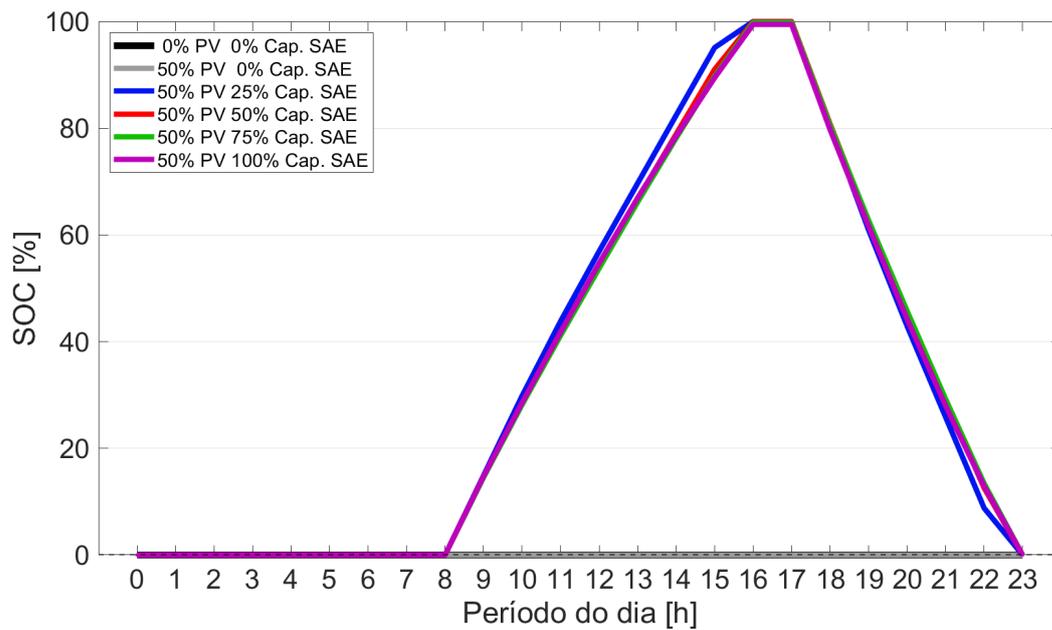


Figura II.21: SoC do SAE para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

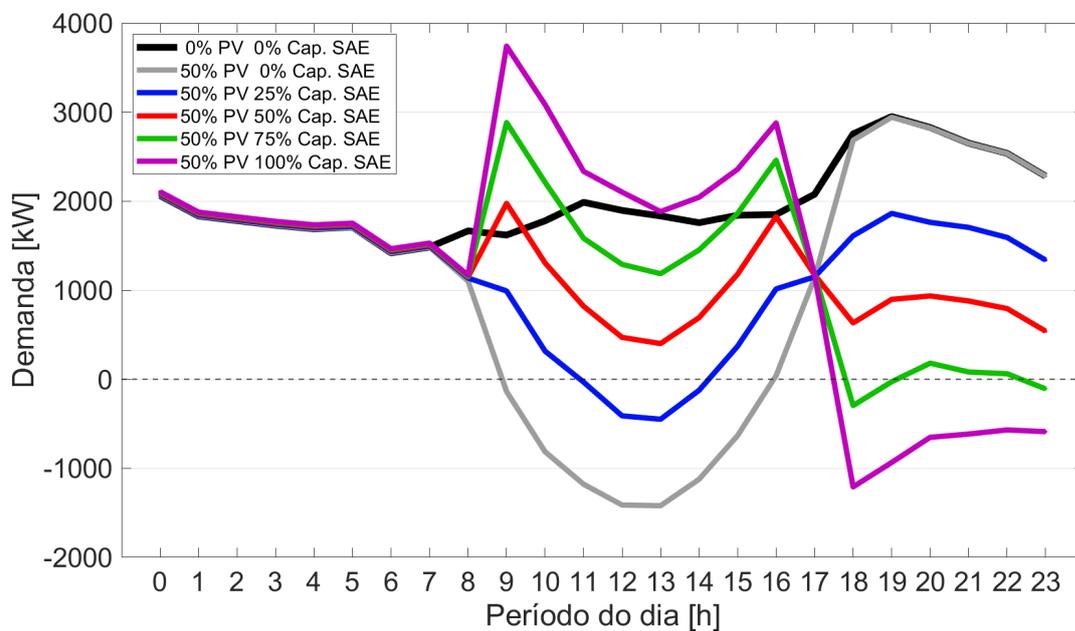


Figura II.22: Demanda do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

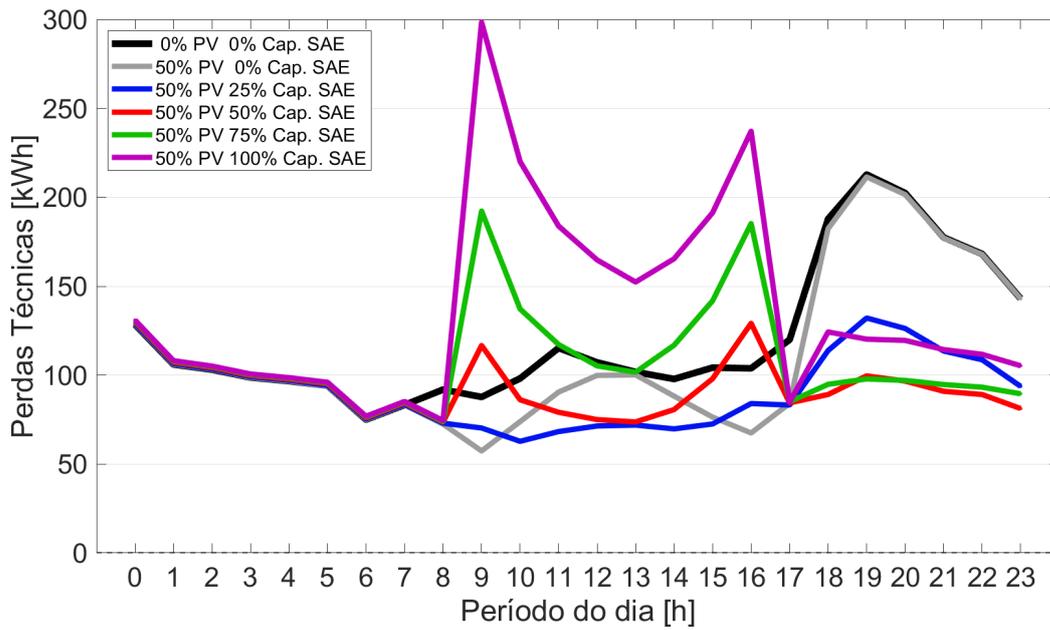


Figura II.23: Perdas técnicas do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

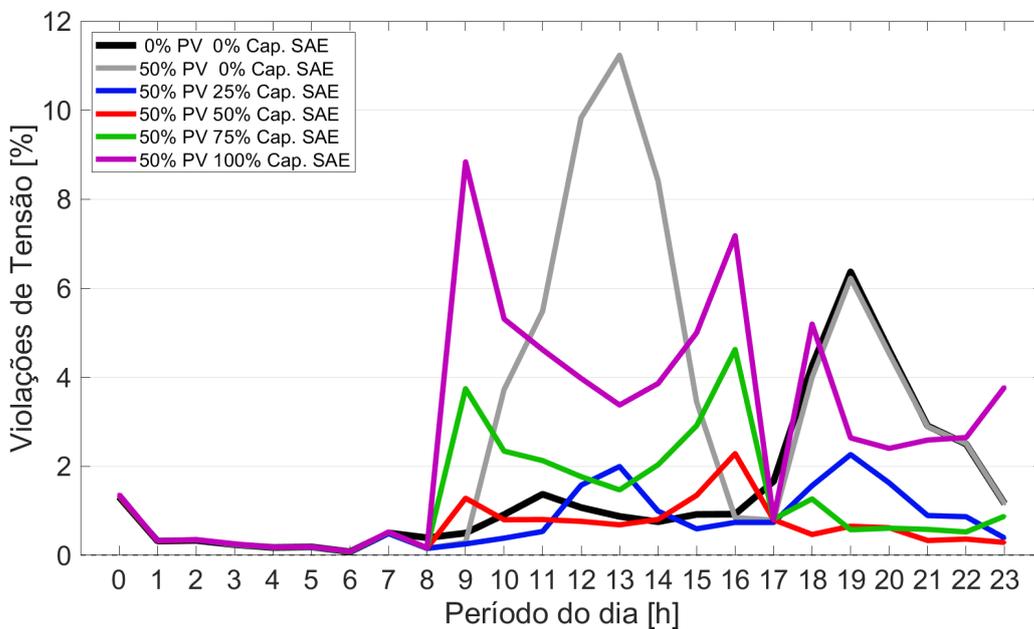


Figura II.24: Violações de tensão do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

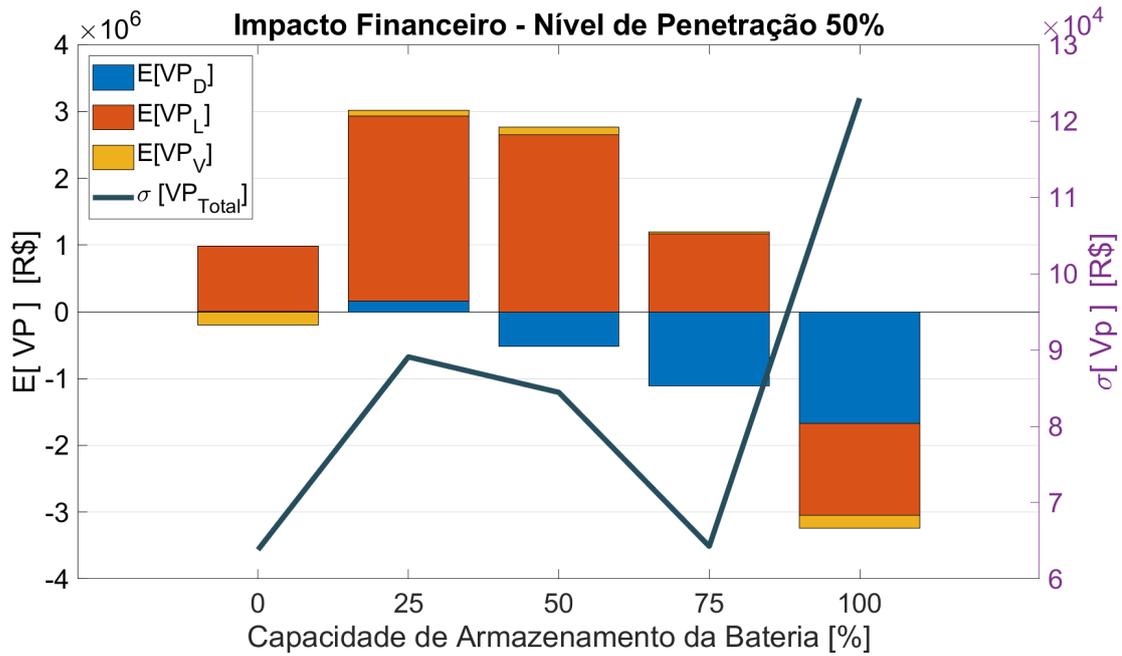


Figura II.25: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 50% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.

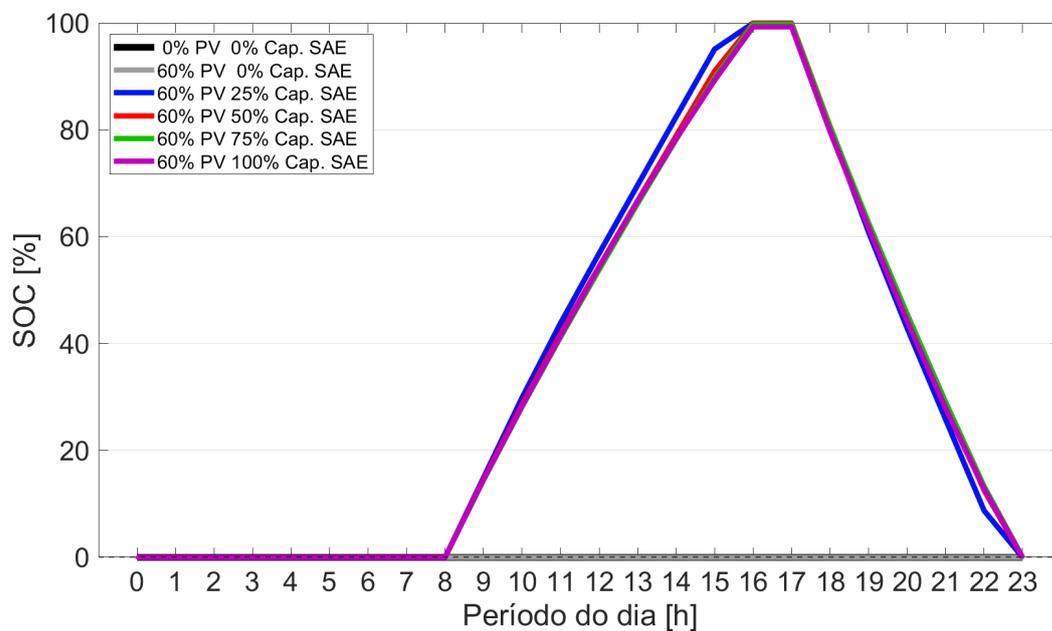


Figura II.26: SoC do SAE para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

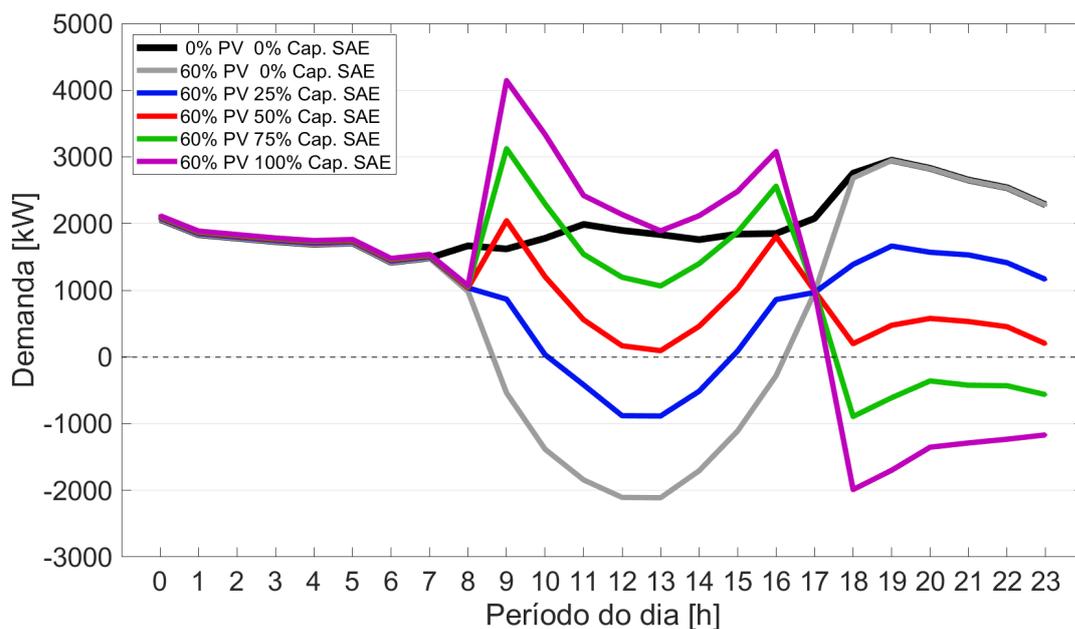


Figura II.27: Demanda do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

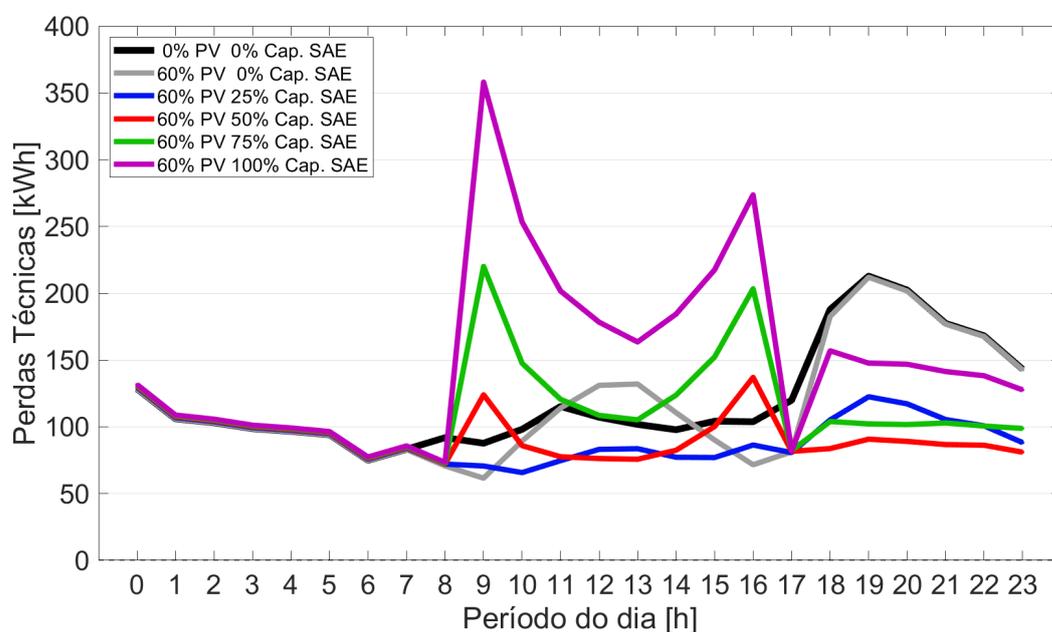


Figura II.28: Perdas técnicas do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

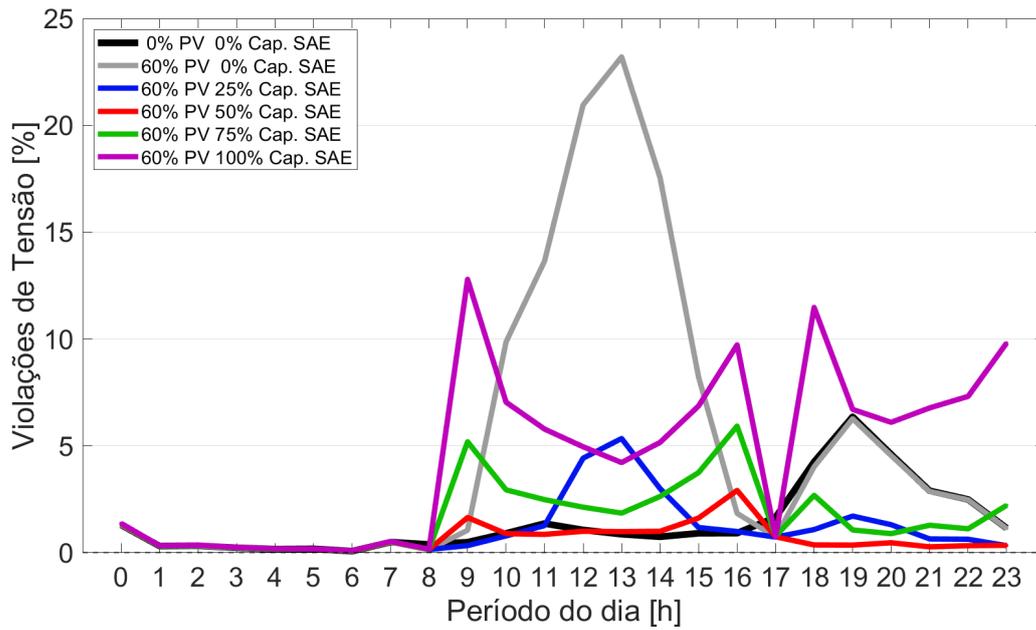


Figura II.29: Violações de tensão do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

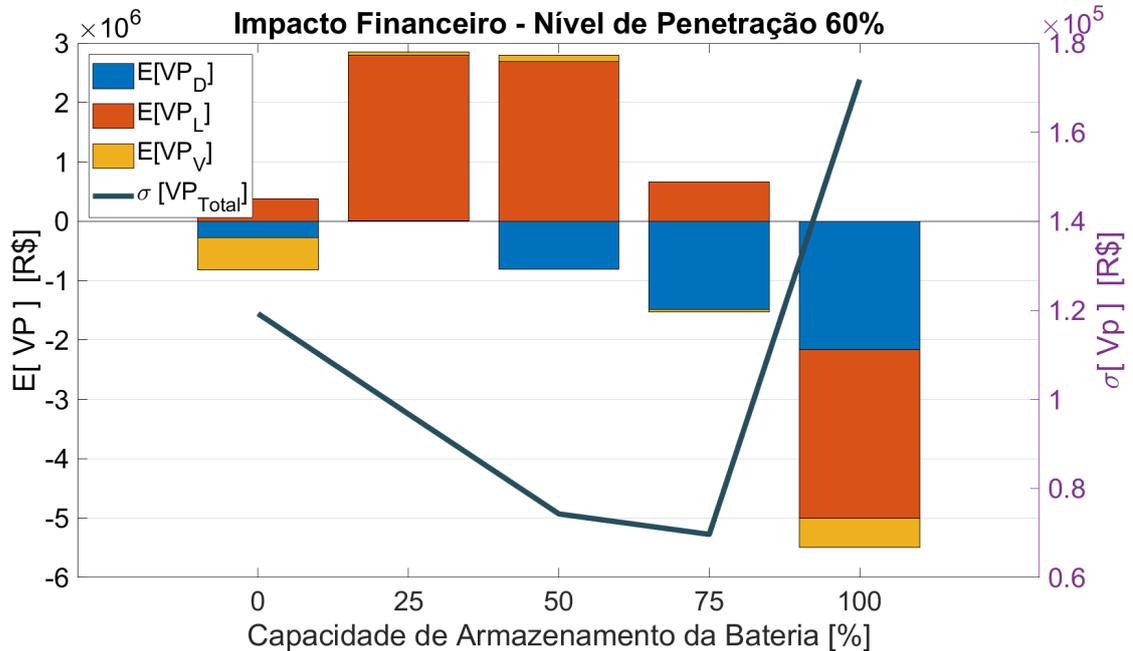


Figura II.30: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 60% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.

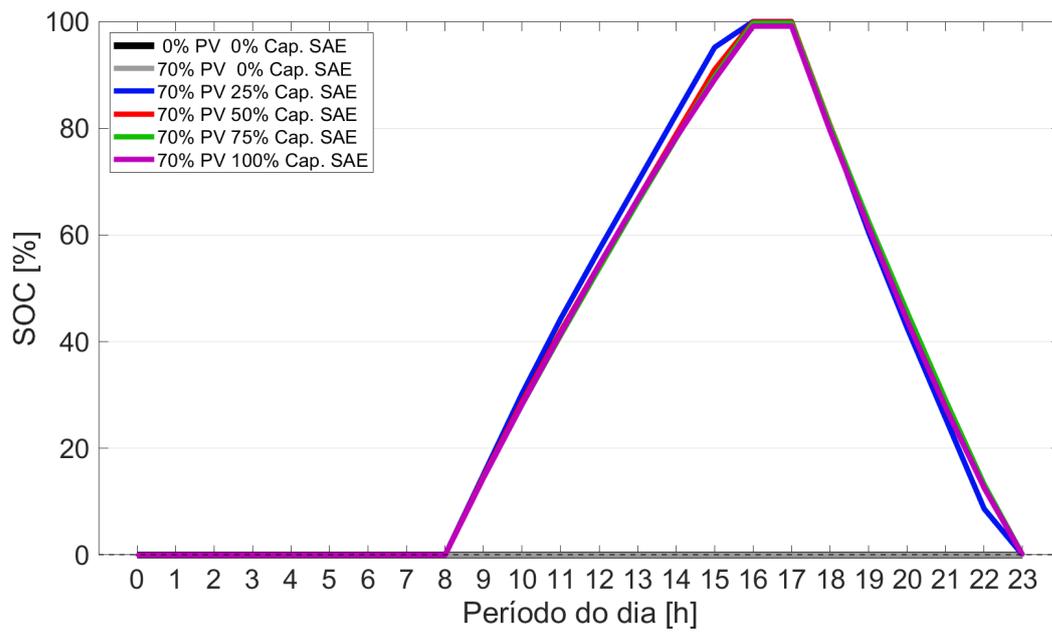


Figura II.31: SoC do SAE para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

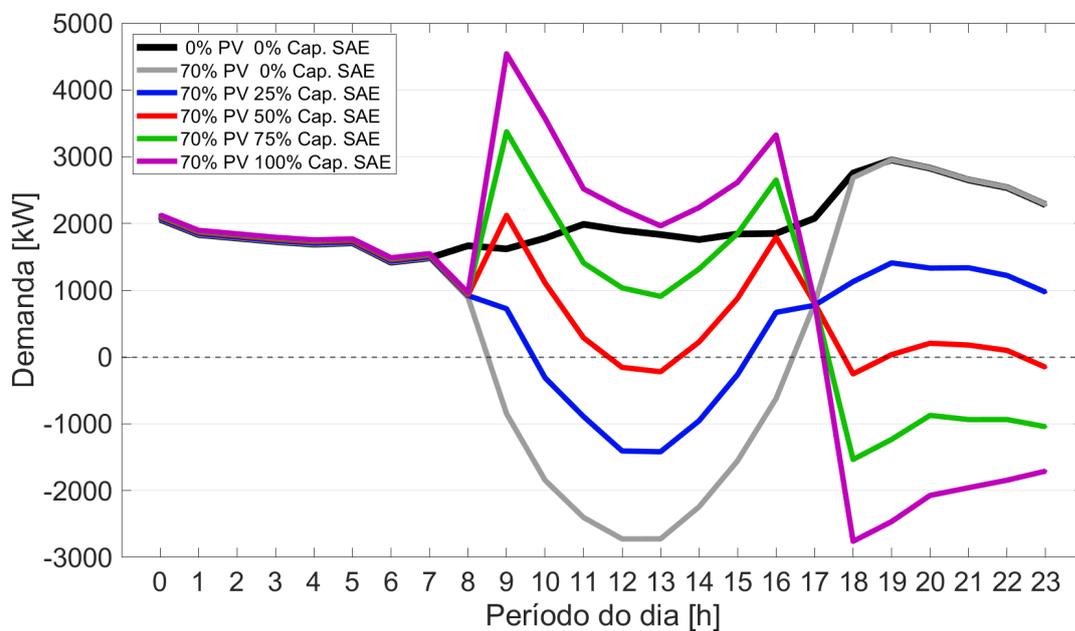


Figura II.32: Demanda do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

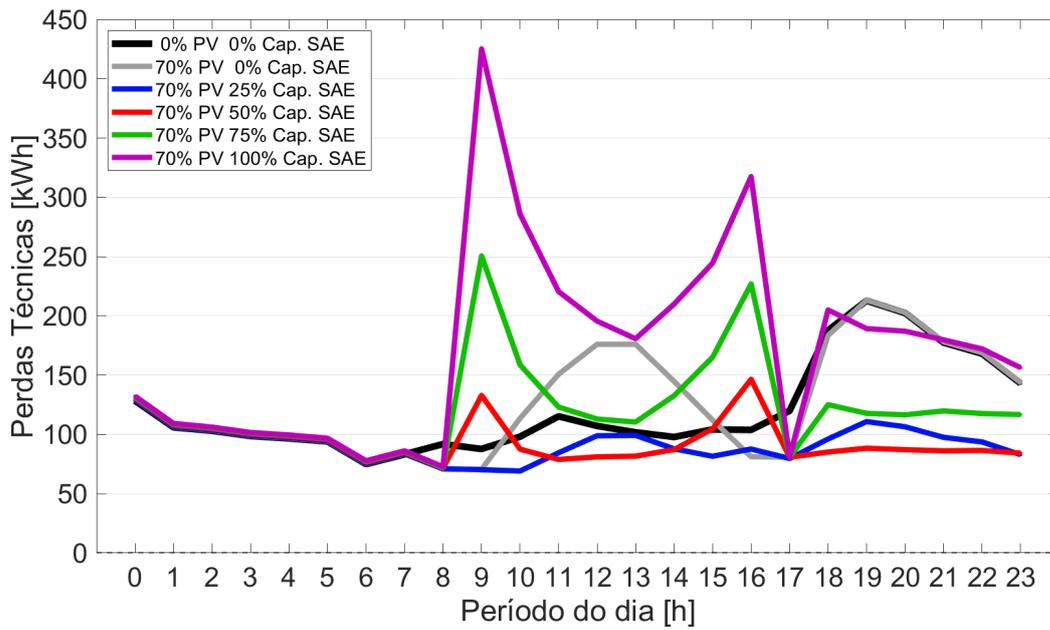


Figura II.33: Perdas técnicas do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

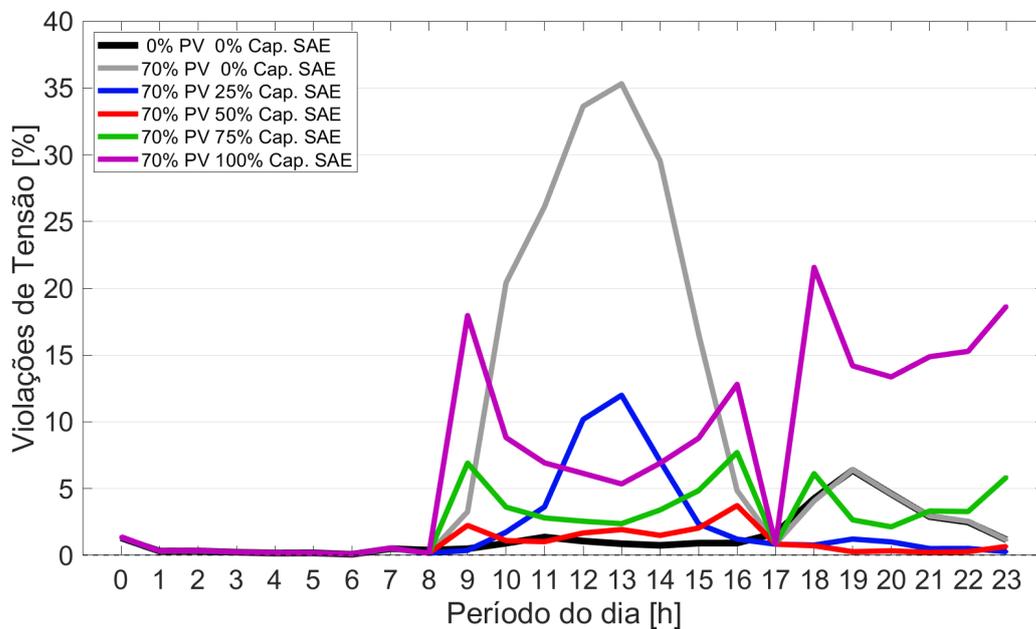


Figura II.34: Violações de tensão do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

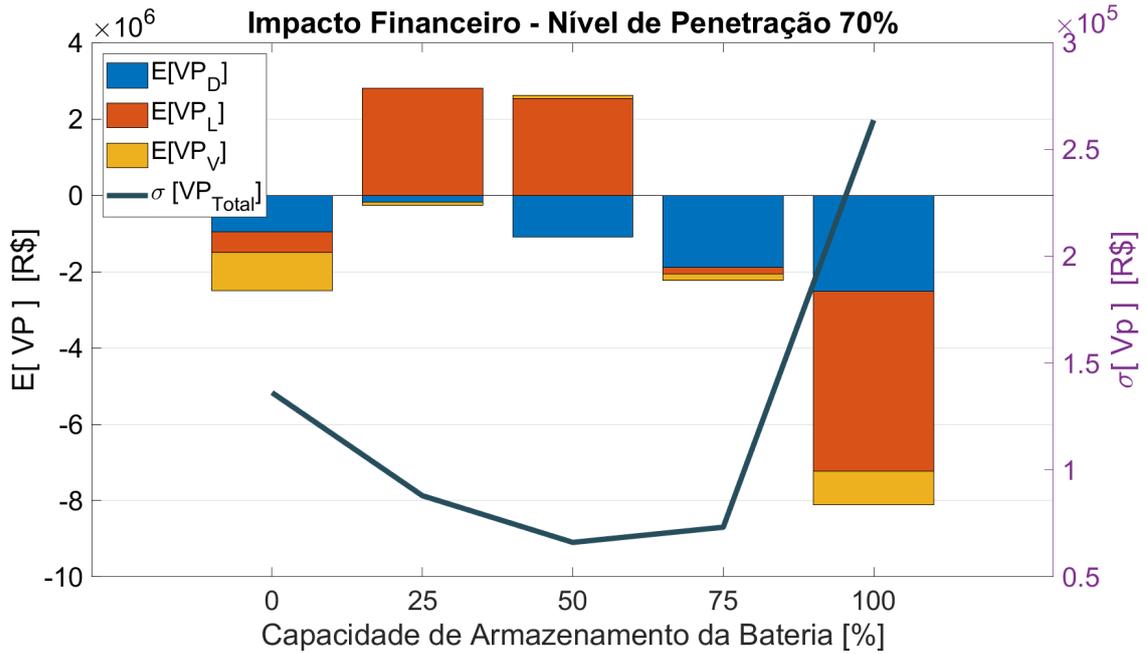


Figura II.35: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 70% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.

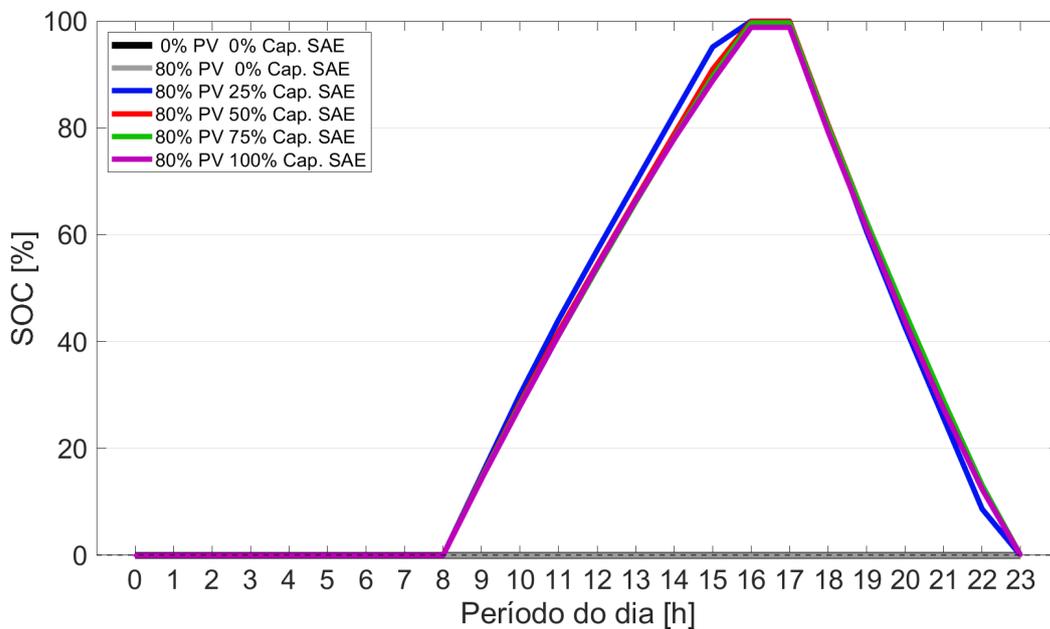


Figura II.36: SoC do SAE para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

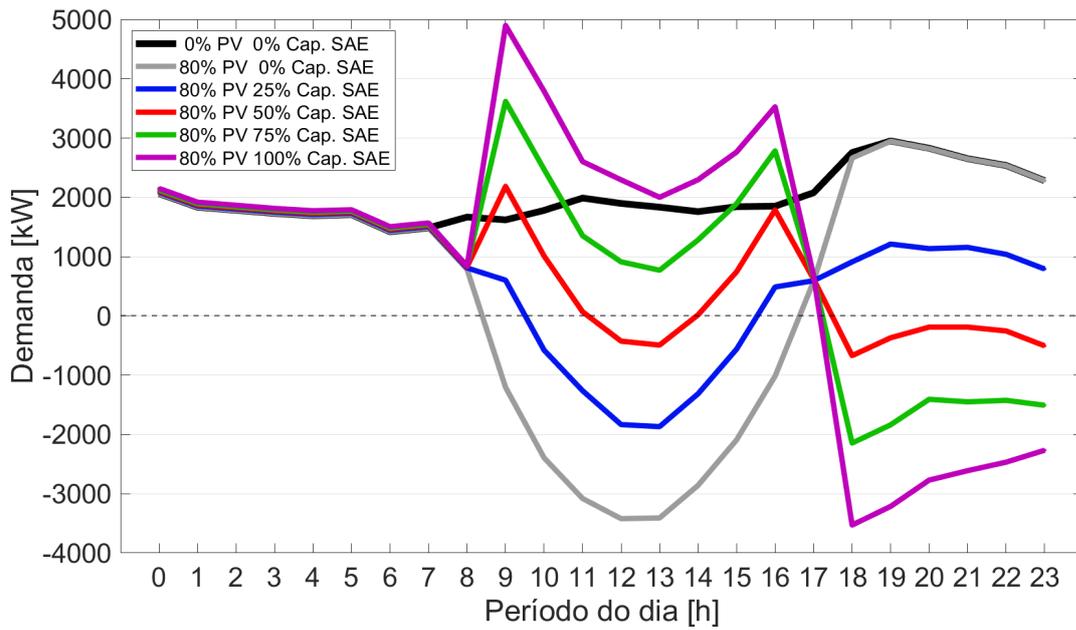


Figura II.37: Demanda do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

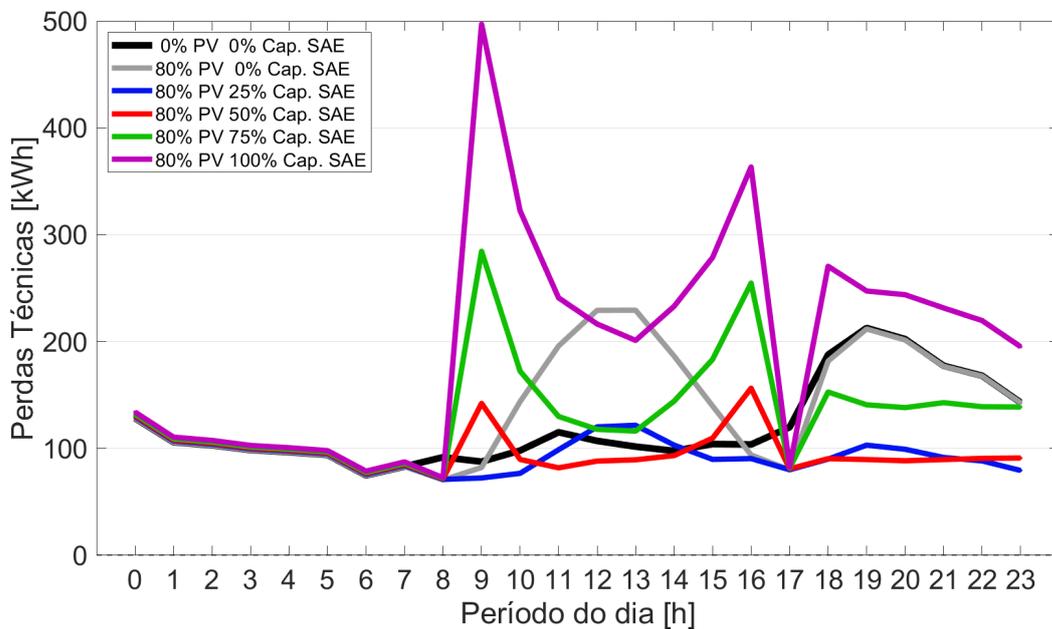


Figura II.38: Perdas técnicas do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

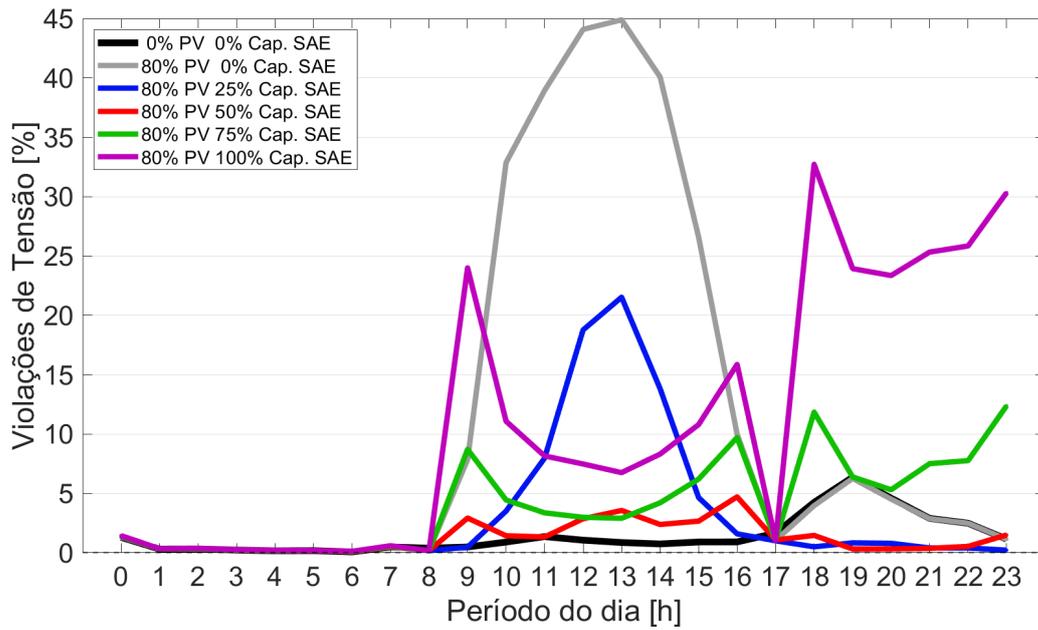


Figura II.39: Violações de tensão do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia horária SoC = 100%.

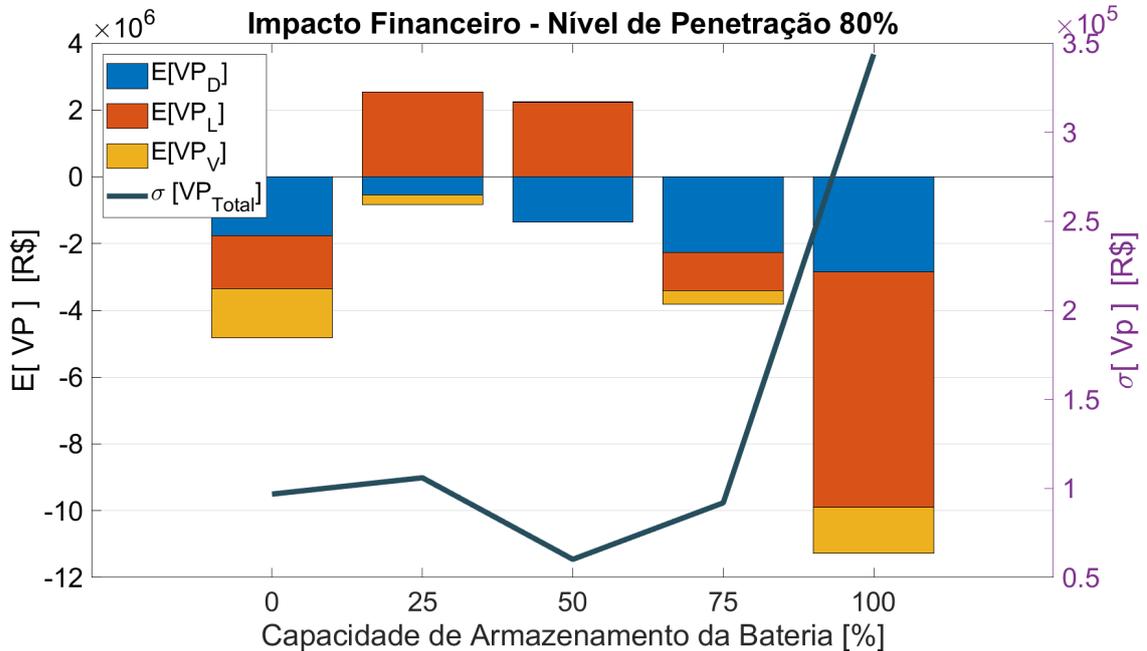


Figura II.40: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 80% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.

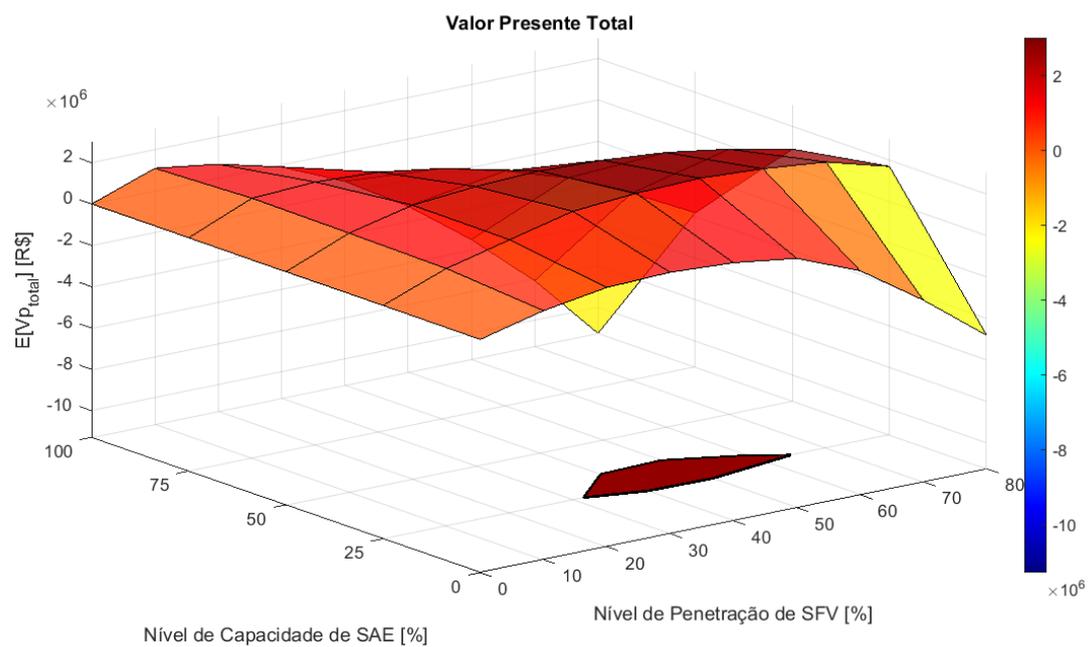


Figura II.41: Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle horária SoC = 100%.

III. RESULTADOS SIMULAÇÕES 3

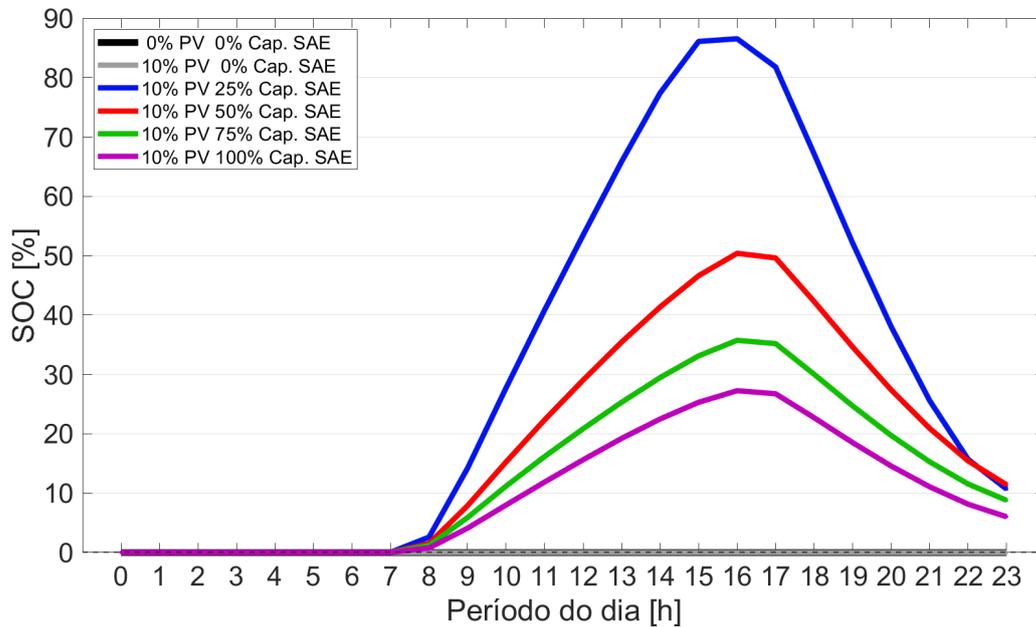


Figura III.1: SoC do SAE para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

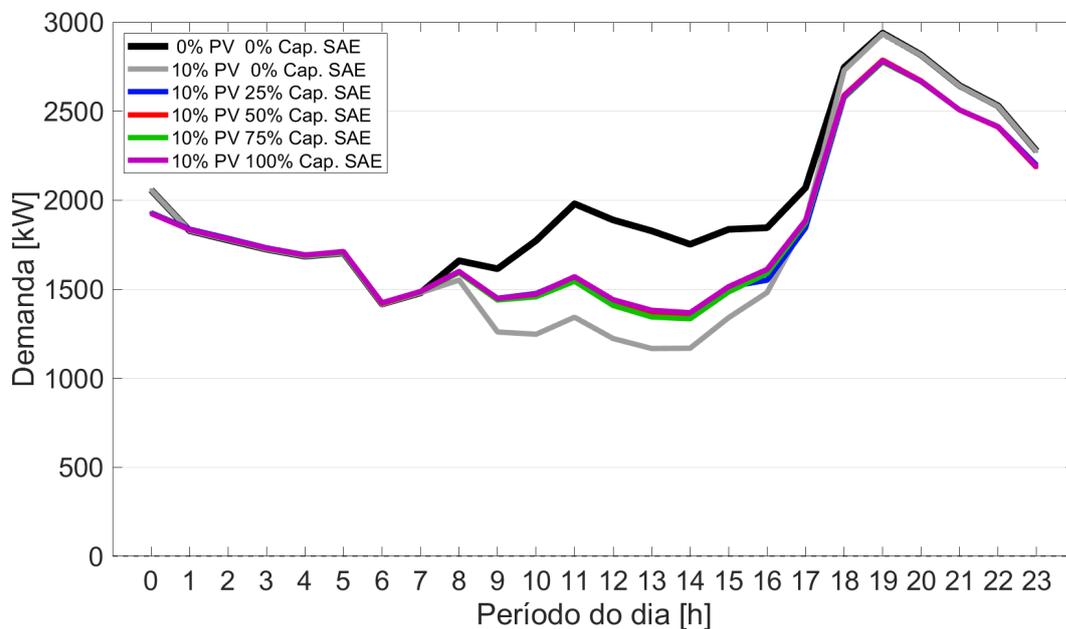


Figura III.2: Demanda do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

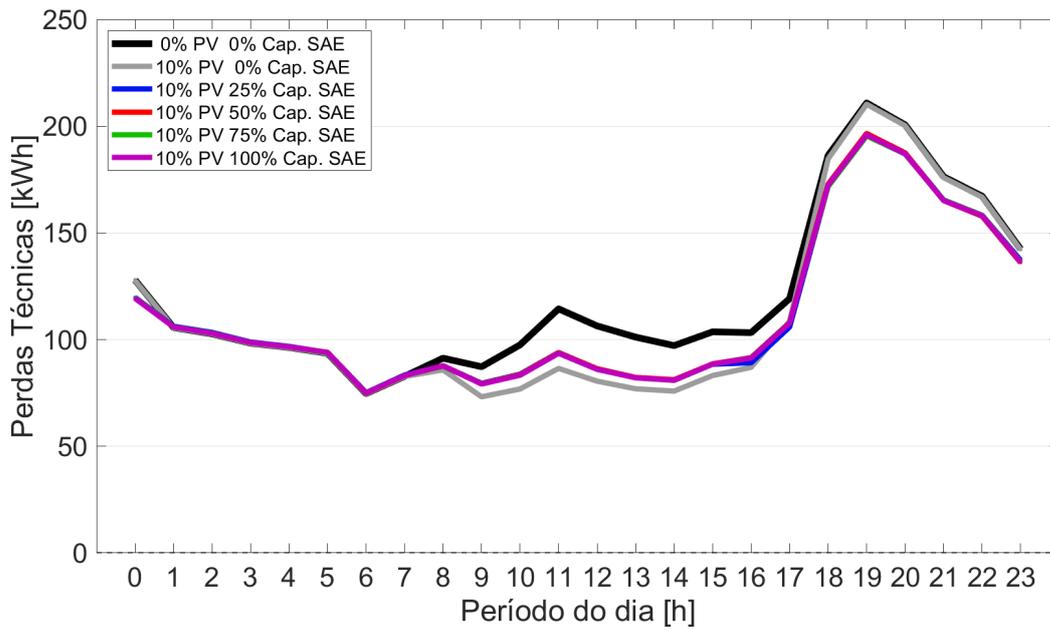


Figura III.3: Perdas técnicas do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

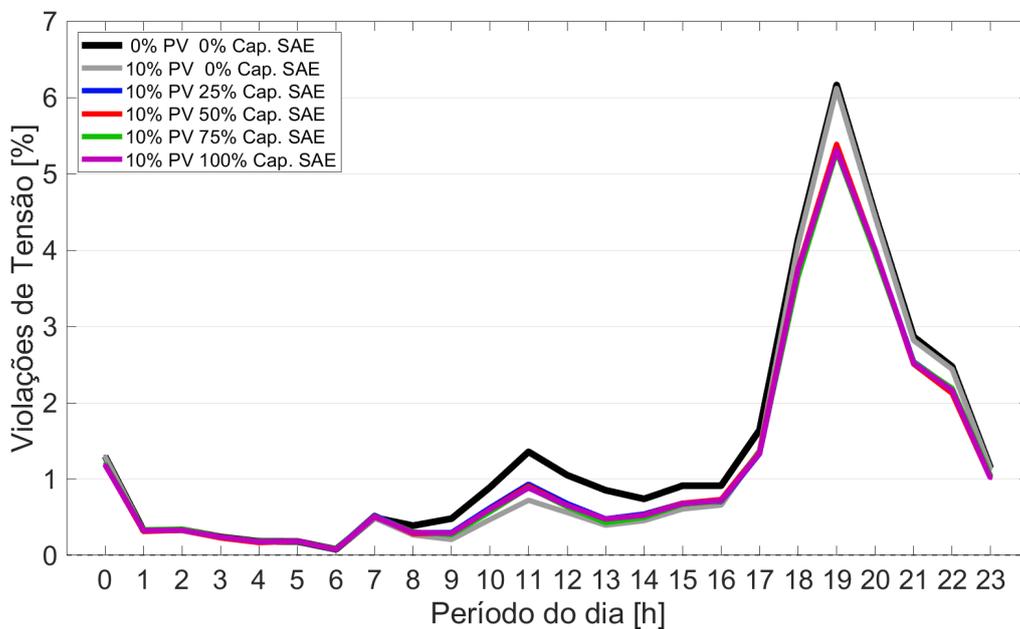


Figura III.4: Violações de tensão do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

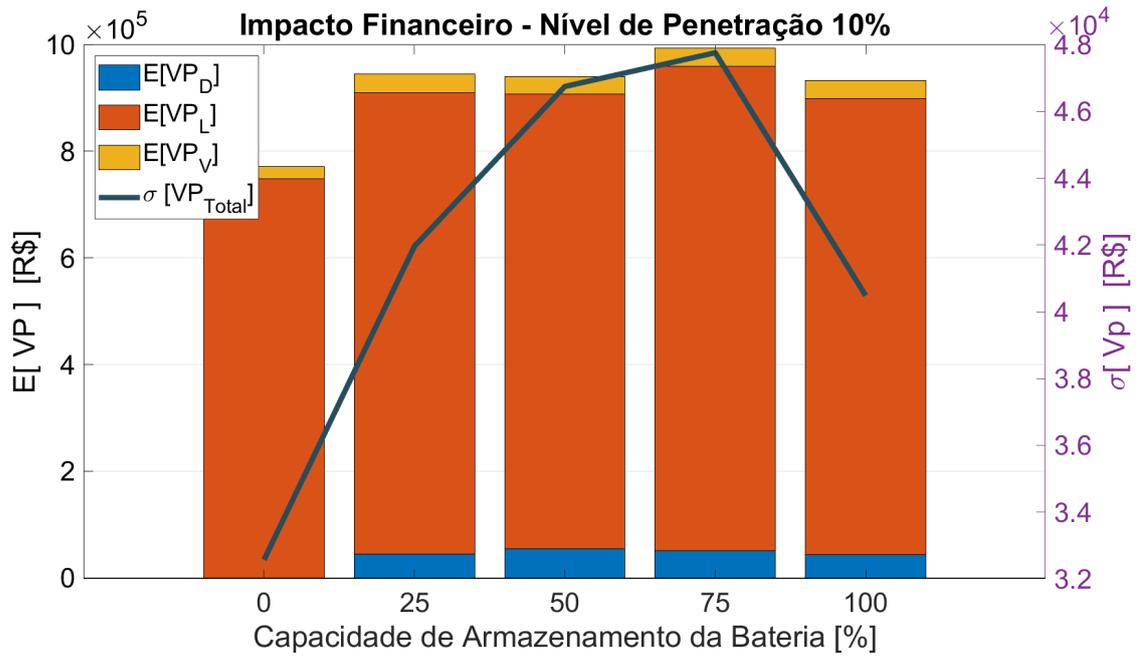


Figura III.5: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 10% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.

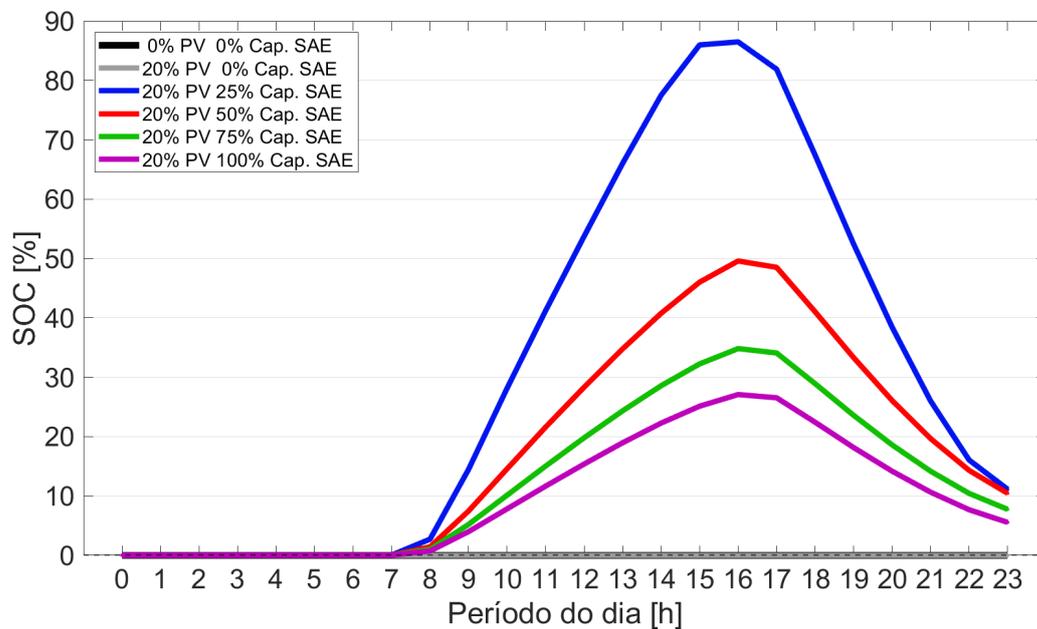


Figura III.6: SoC do SAE para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

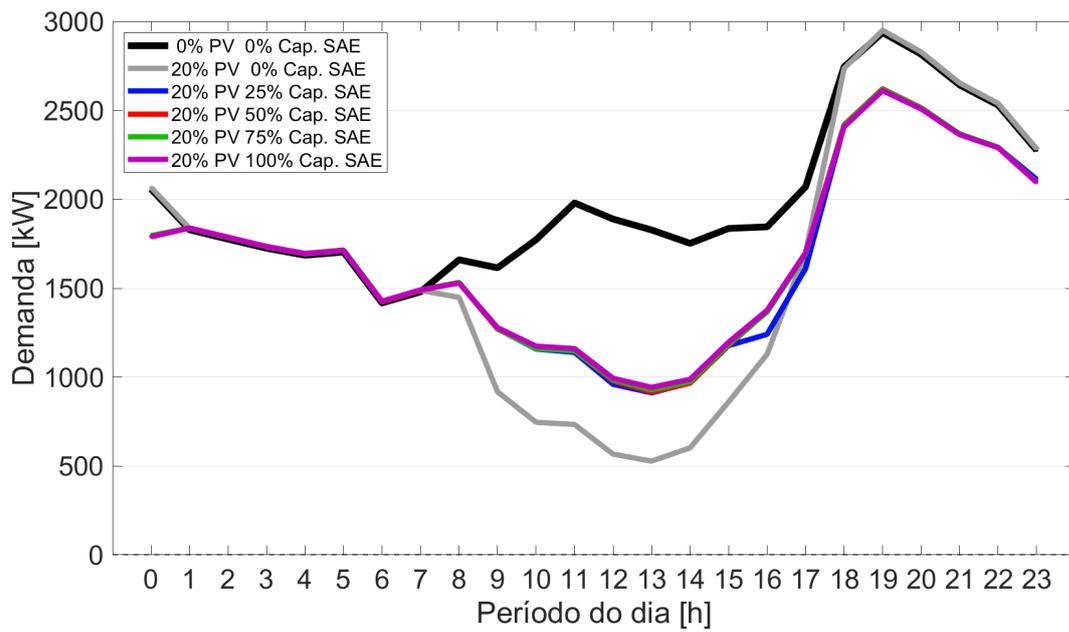


Figura III.7: Demanda do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

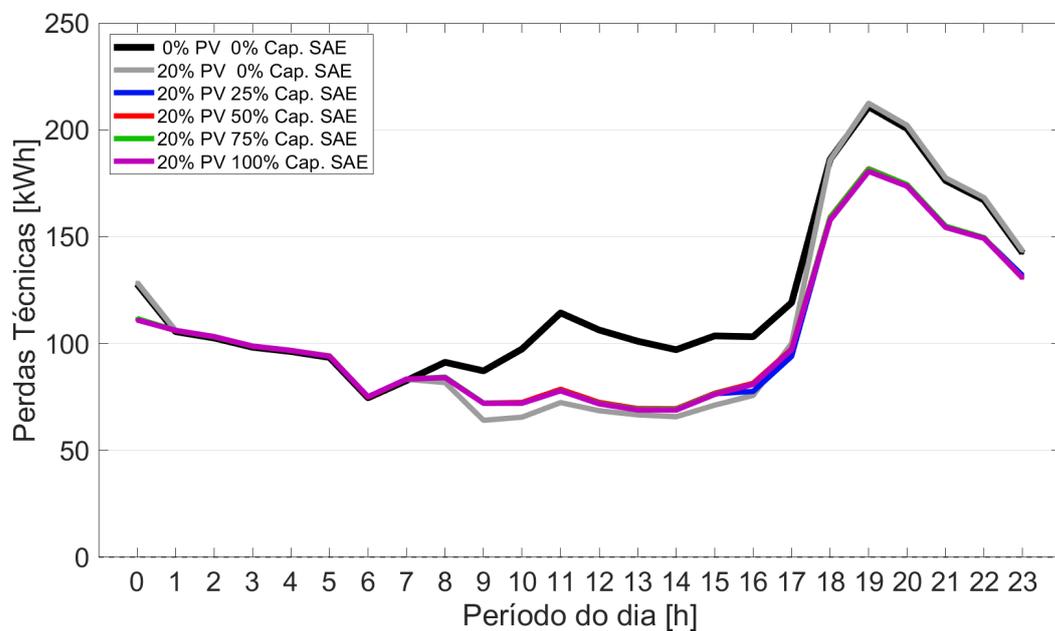


Figura III.8: Perdas técnicas do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

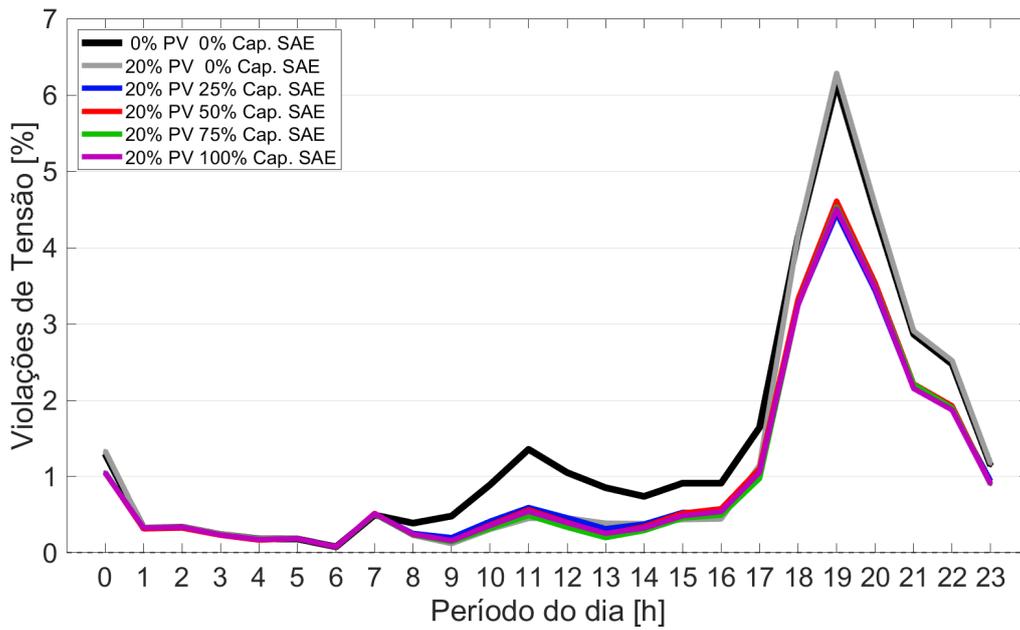


Figura III.9: Violações de tensão do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

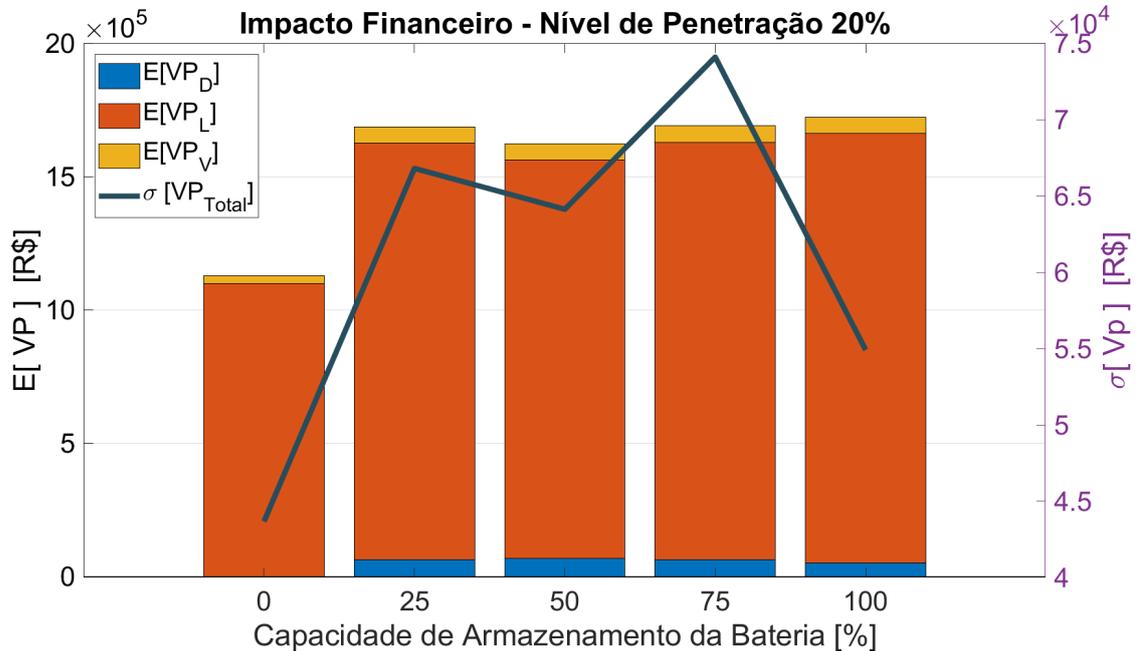


Figura III.10: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 20% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.

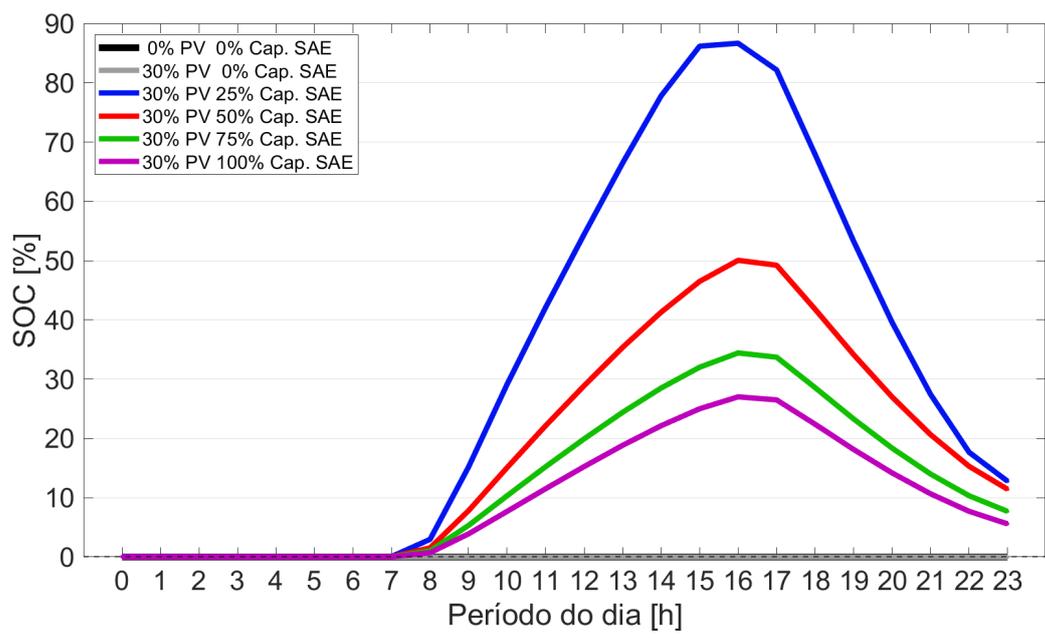


Figura III.11: SoC do SAE para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

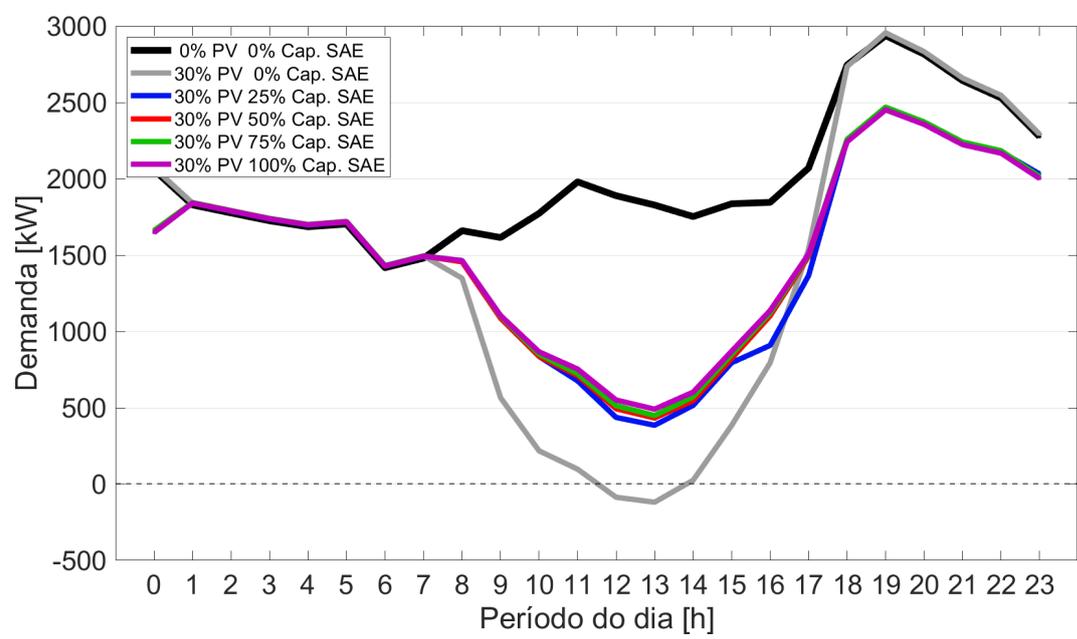


Figura III.12: Demanda do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

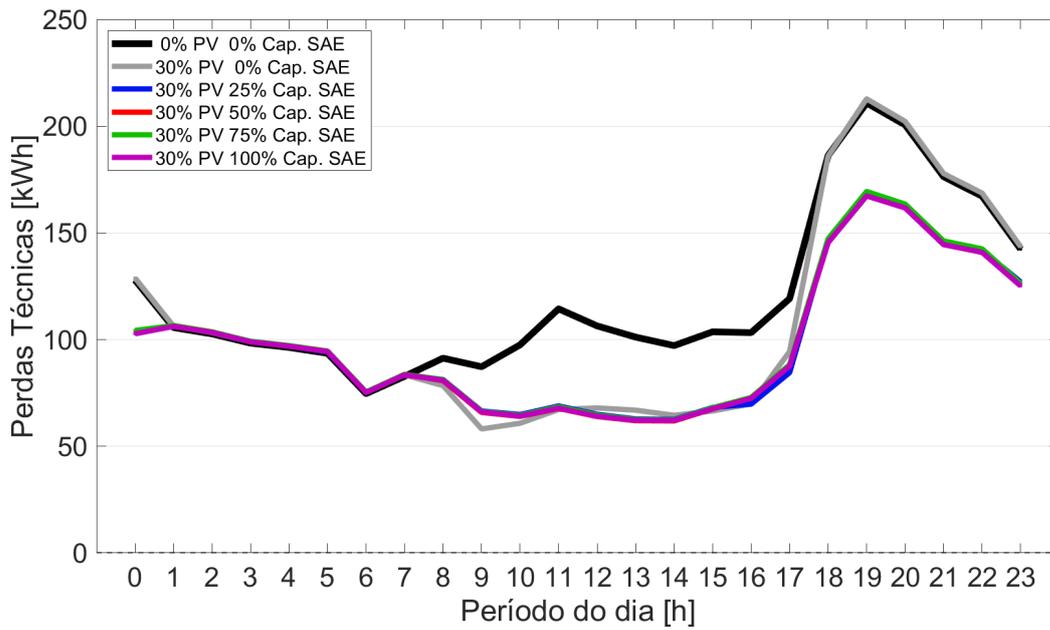


Figura III.13: Perdas técnicas do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

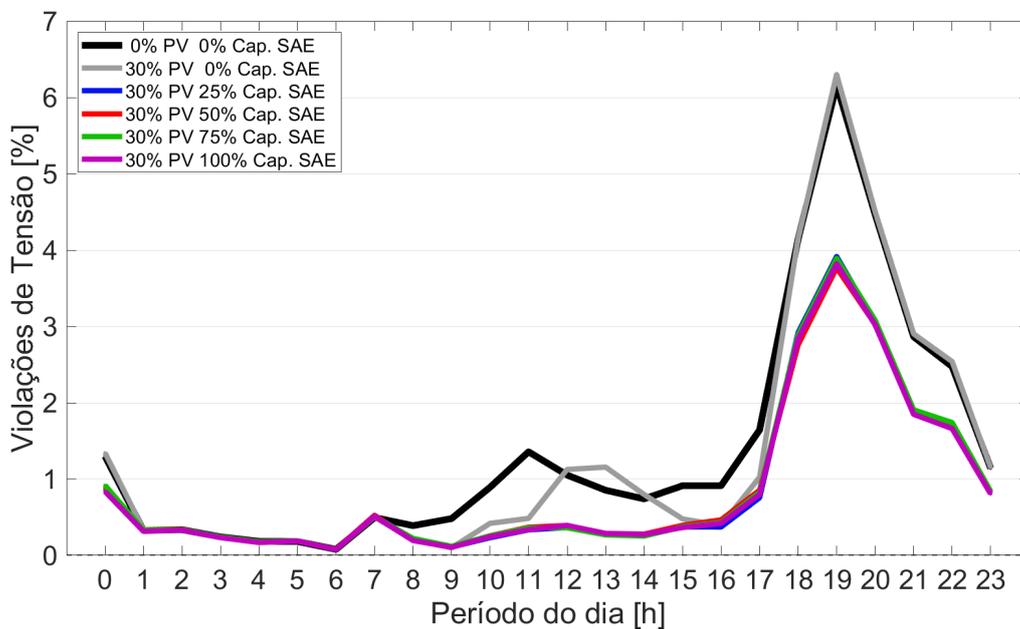


Figura III.14: Violações de tensão do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

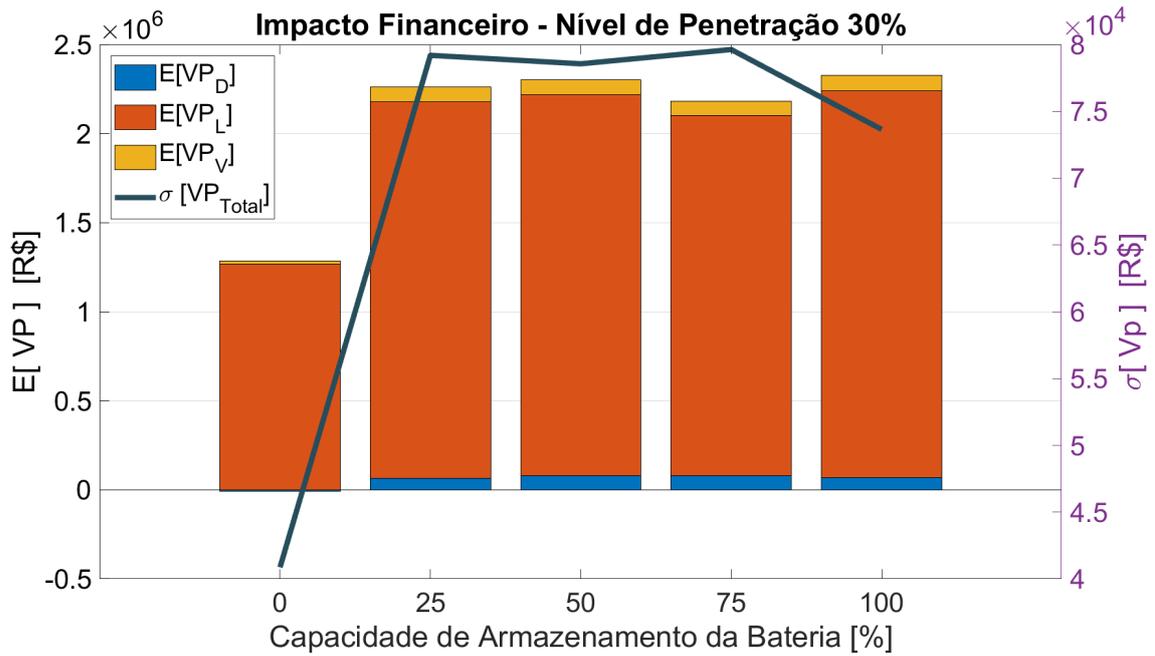


Figura III.15: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 30% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.

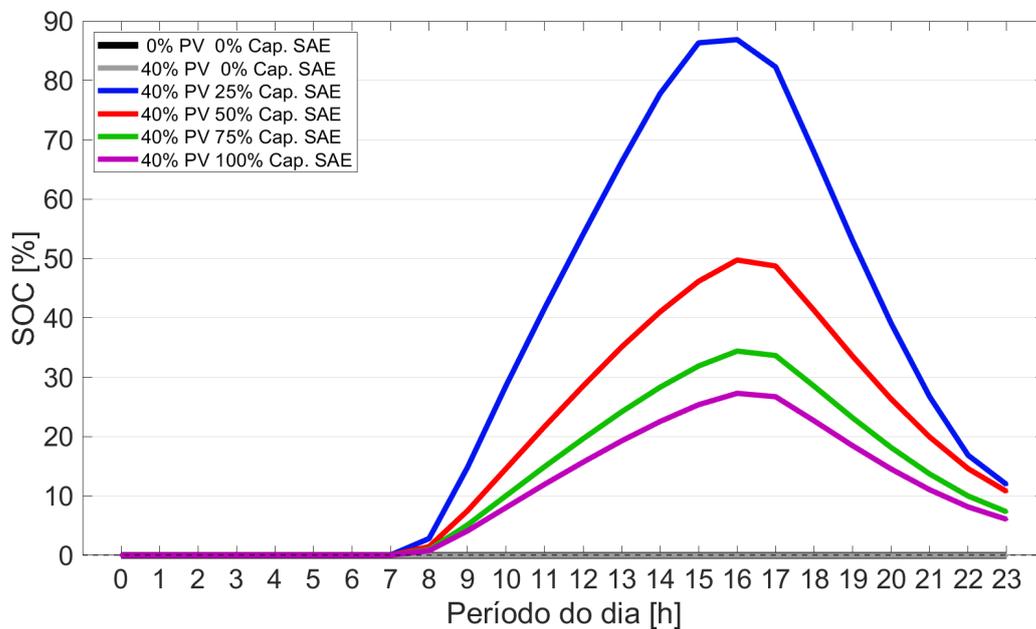


Figura III.16: SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

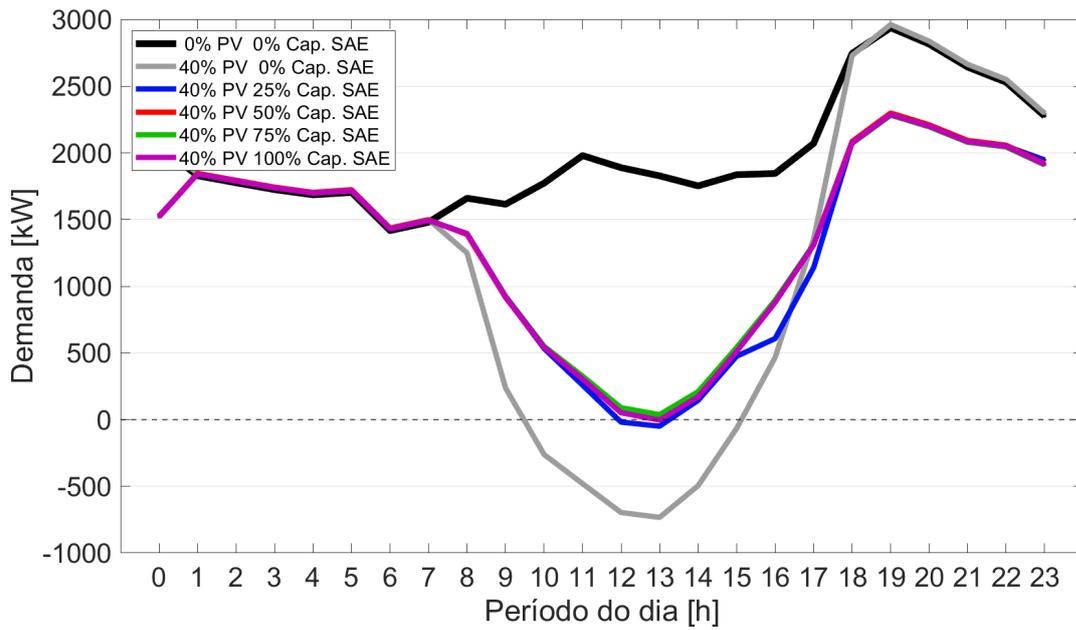


Figura III.17: Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

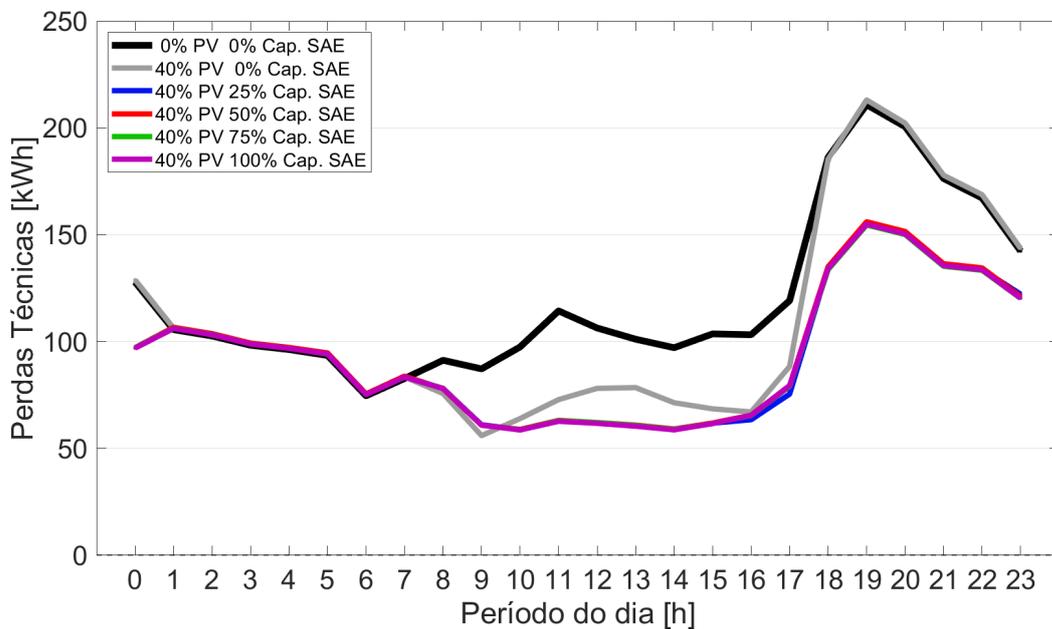


Figura III.18: Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

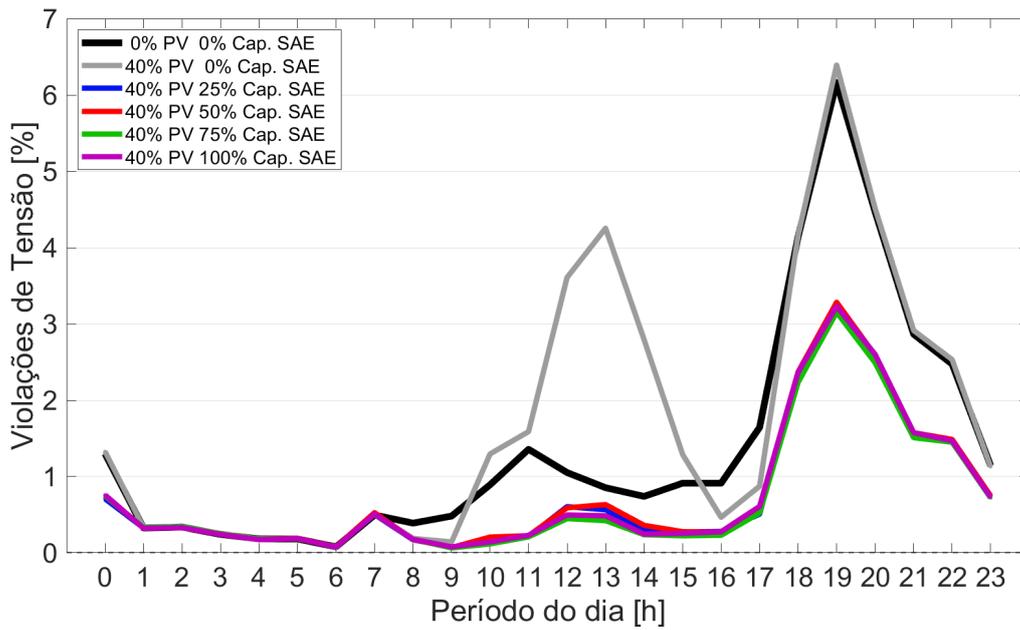


Figura III.19: Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

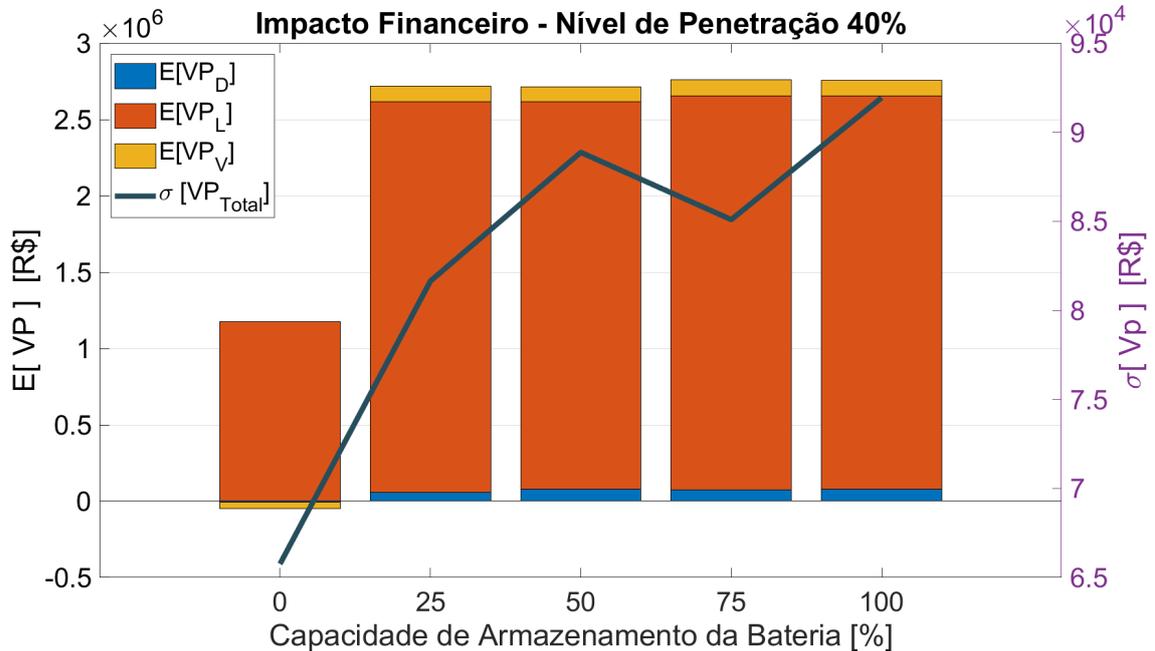


Figura III.20: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.

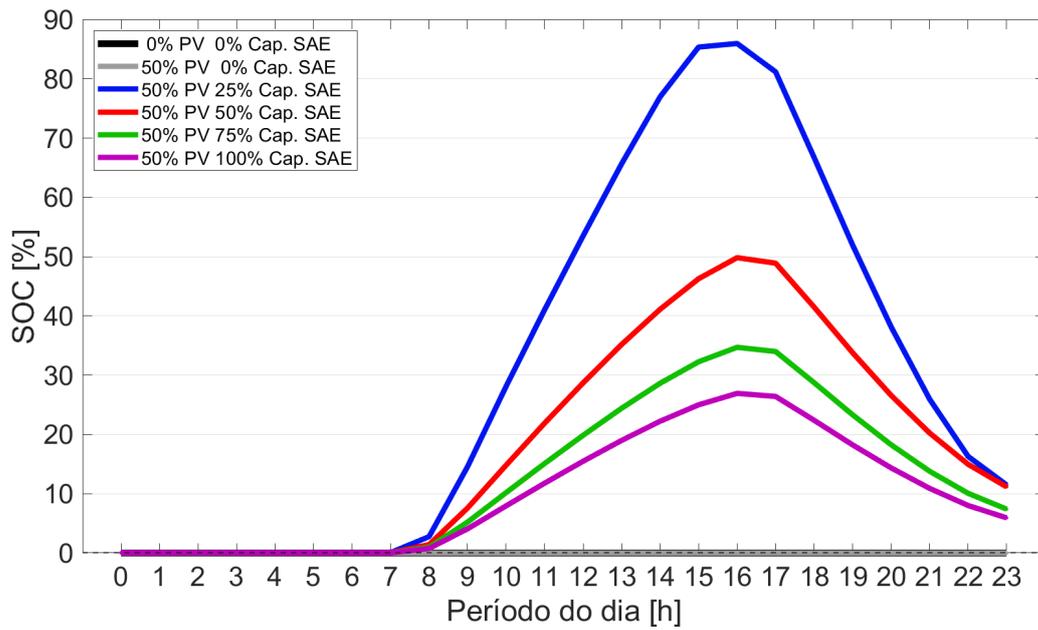


Figura III.21: SoC do SAE para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

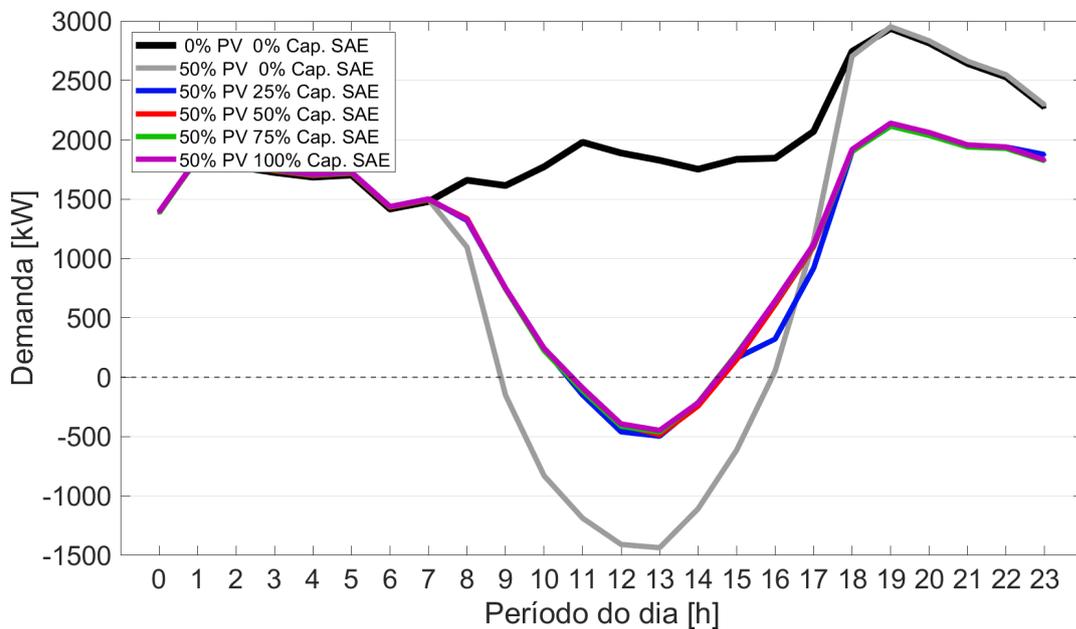


Figura III.22: Demanda do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

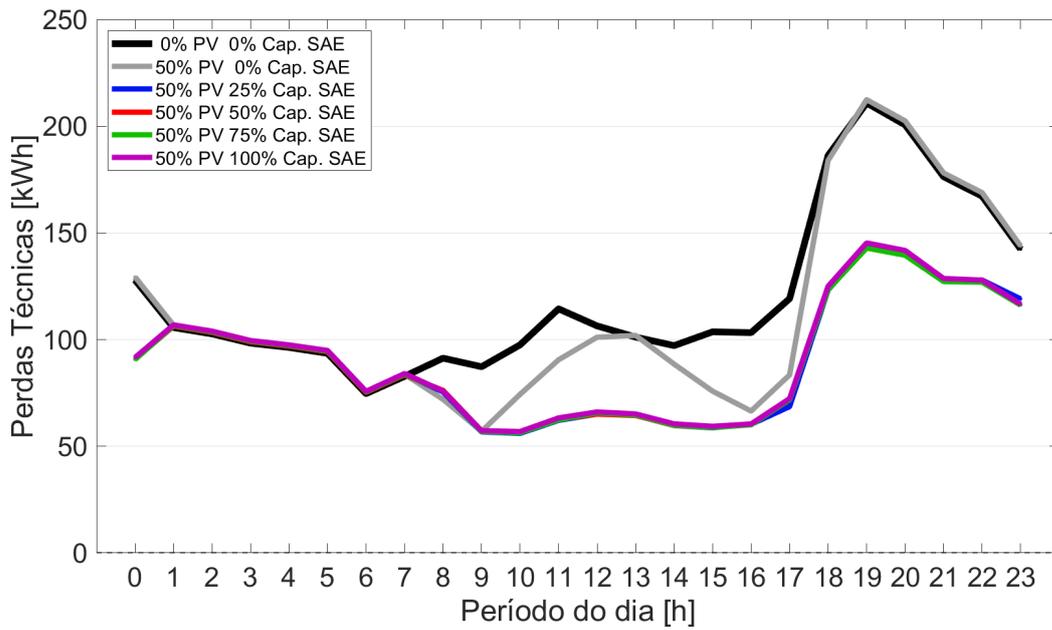


Figura III.23: Perdas técnicas do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

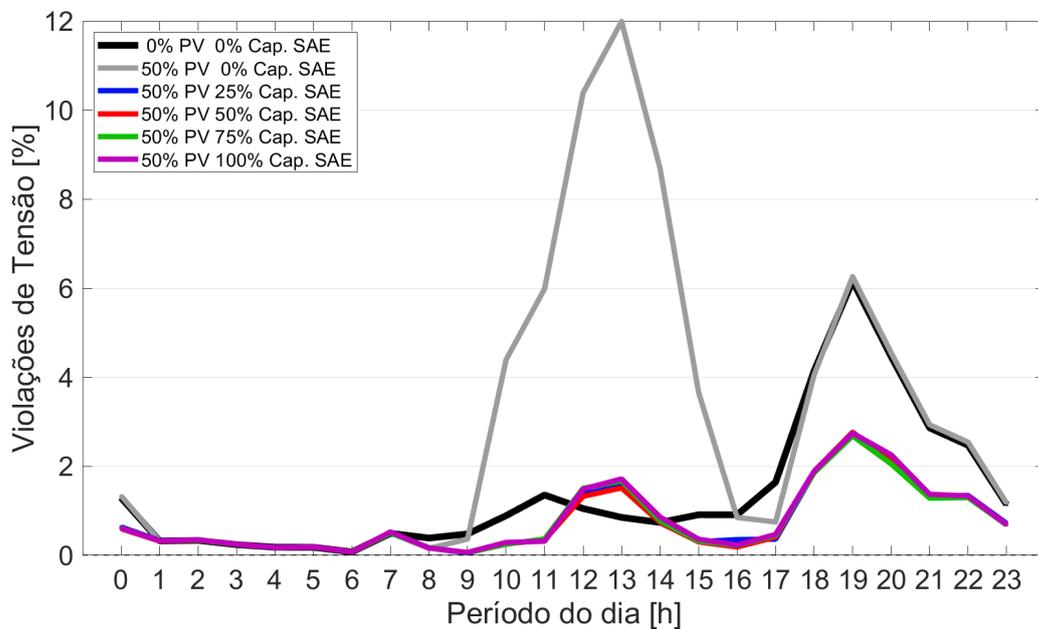


Figura III.24: Violações de tensão do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

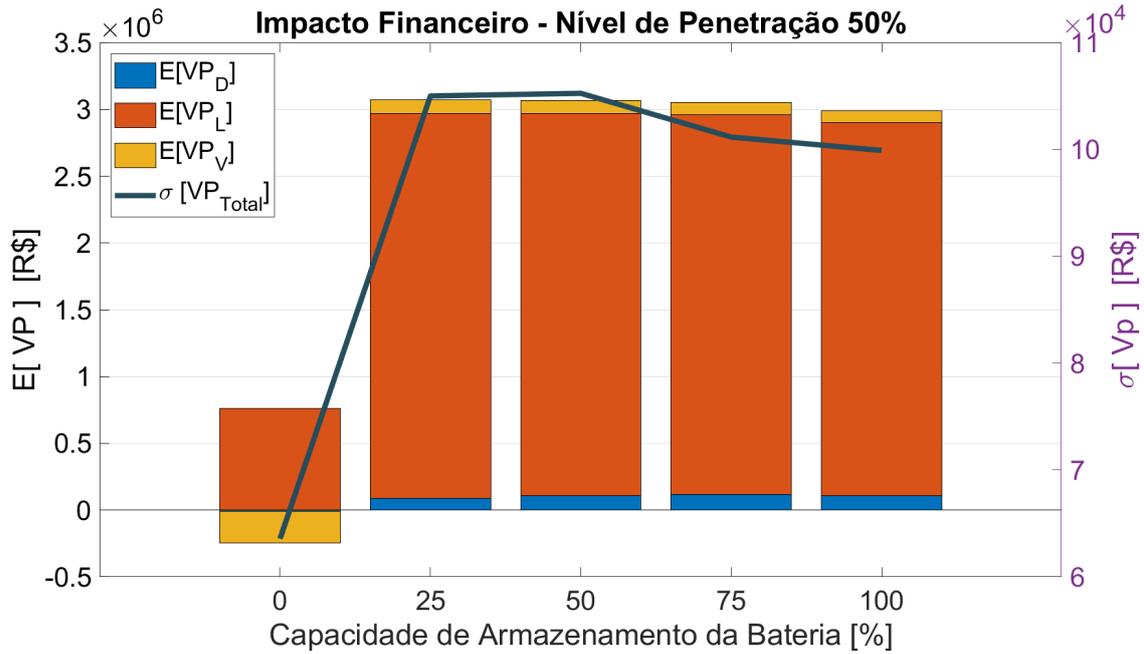


Figura III.25: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 50% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.

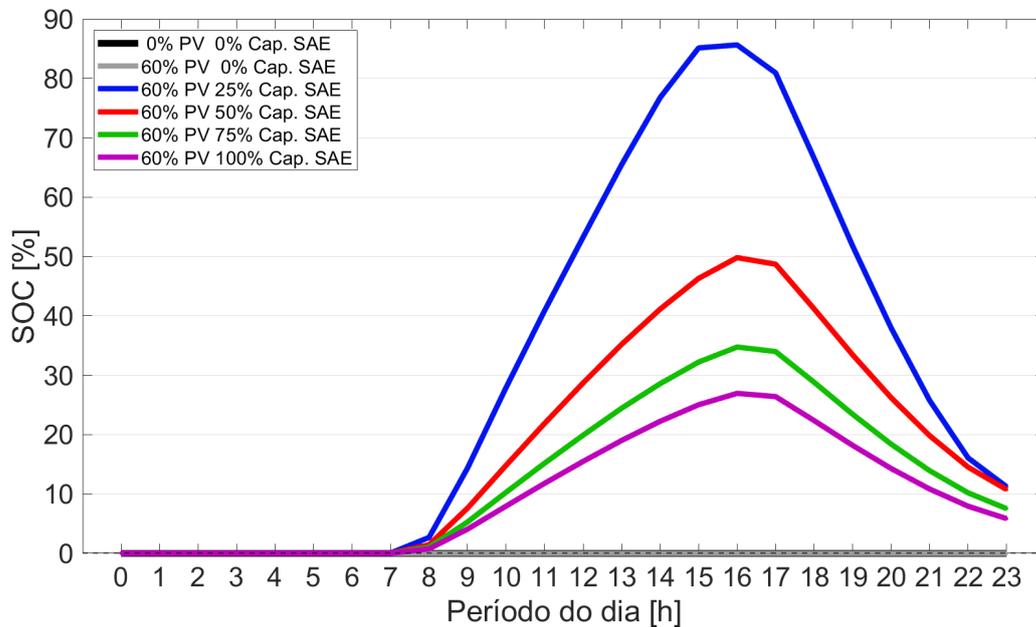


Figura III.26: SoC do SAE para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

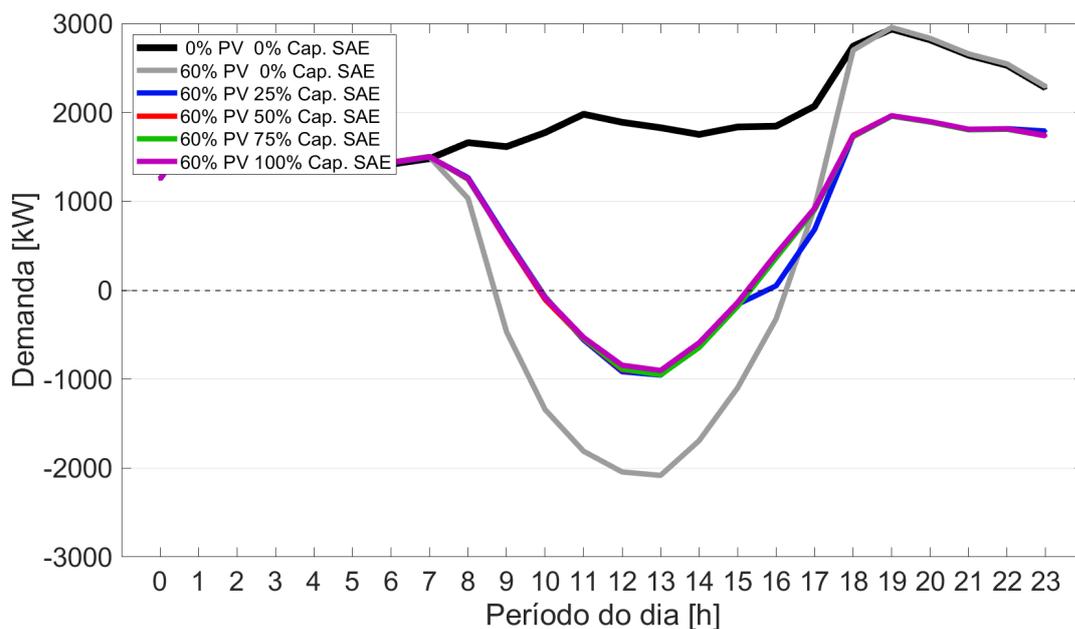


Figura III.27: Demanda do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

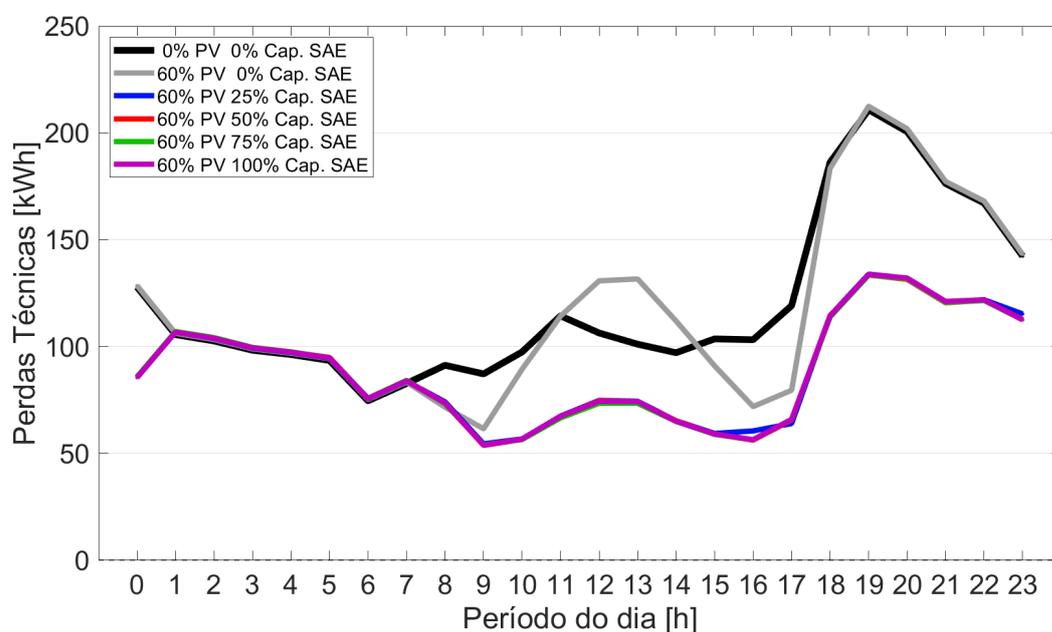


Figura III.28: Perdas técnicas do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

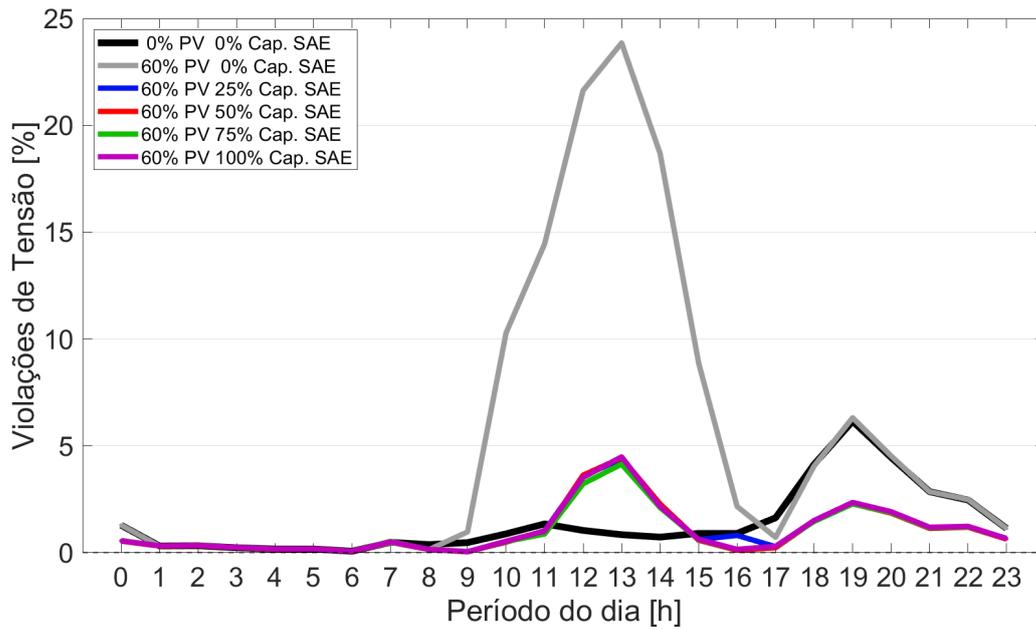


Figura III.29: Violações de tensão do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

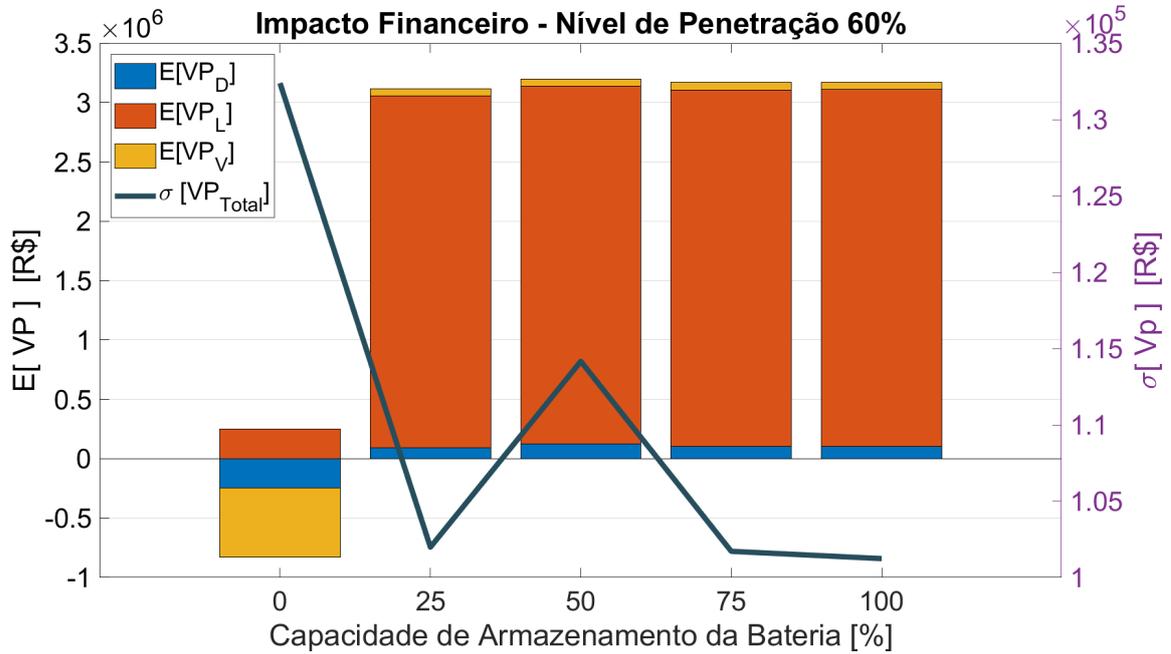


Figura III.30: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 60% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.

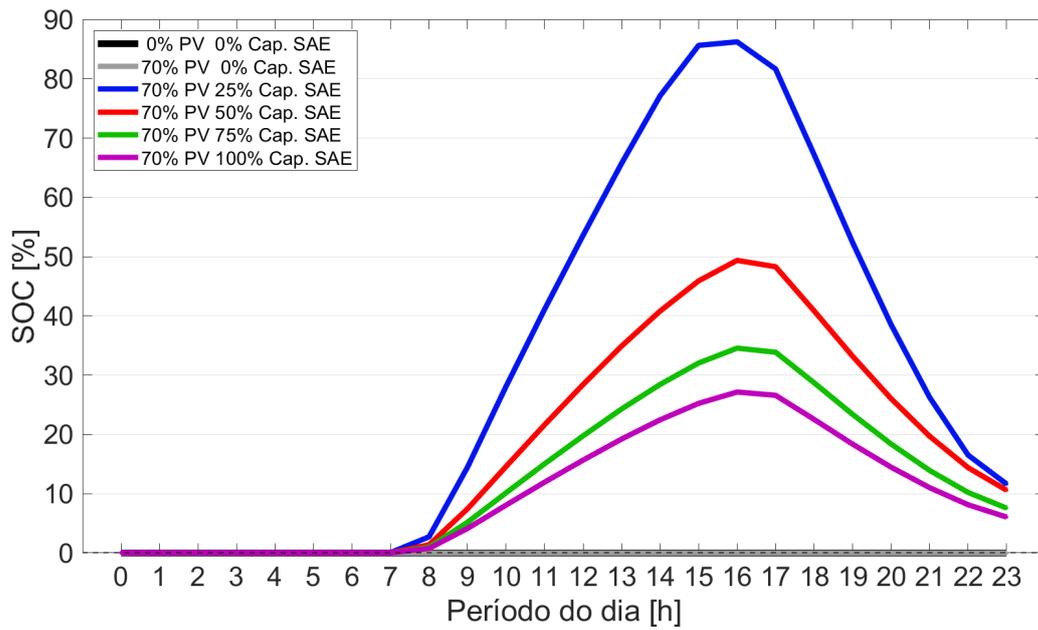


Figura III.31: SoC do SAE para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

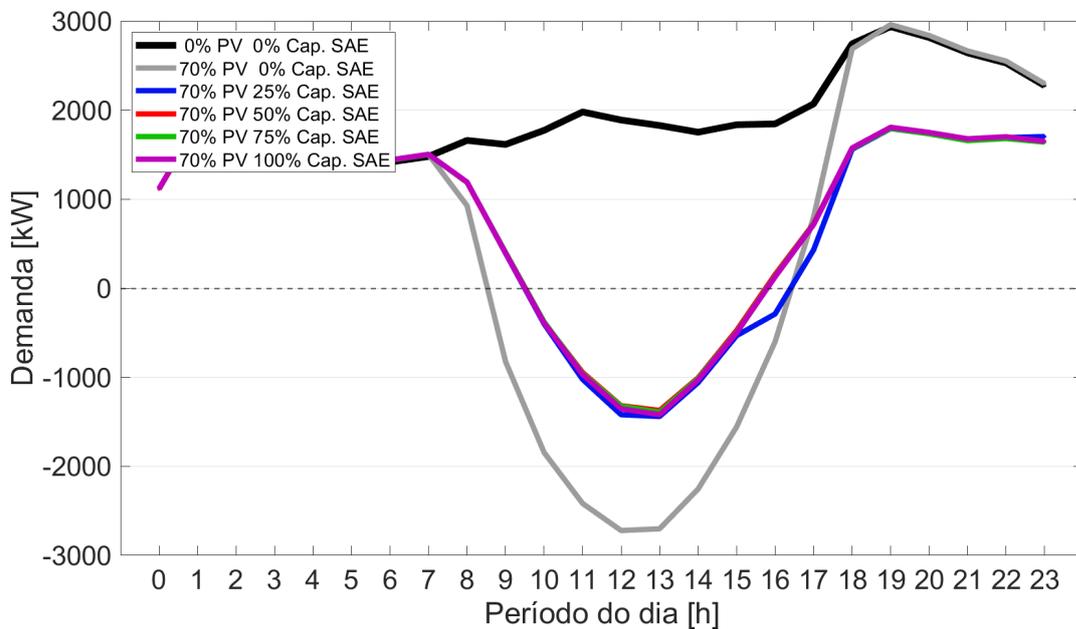


Figura III.32: Demanda do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

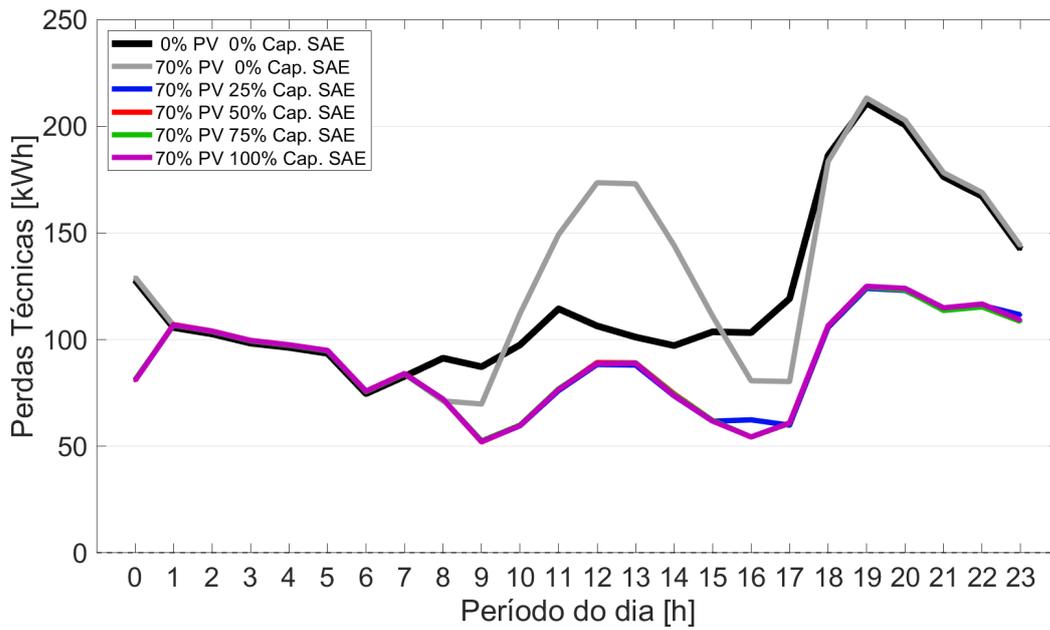


Figura III.33: Perdas técnicas do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

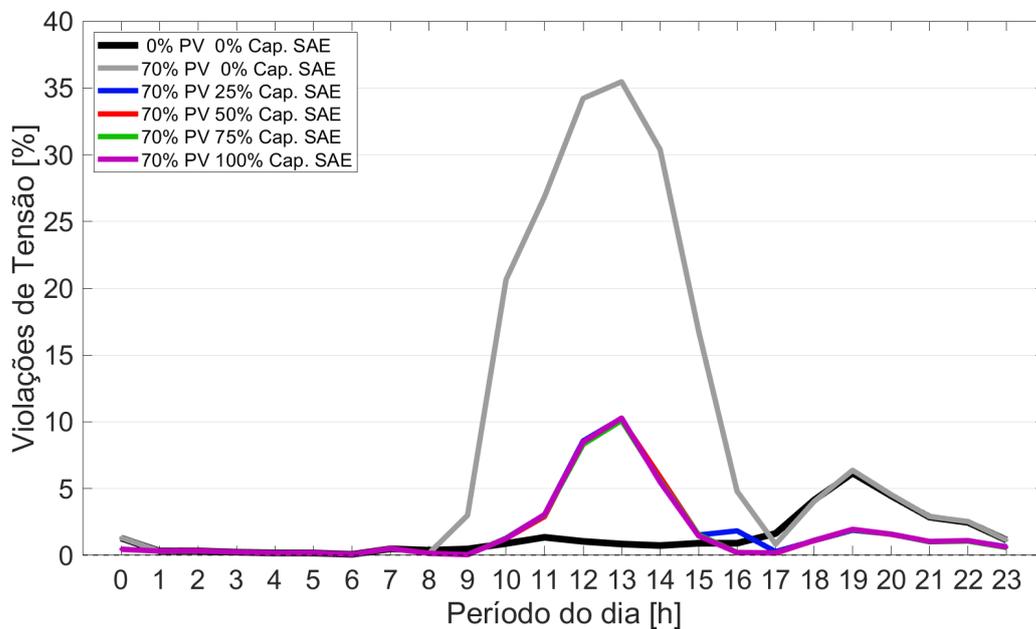


Figura III.34: Violações de tensão do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

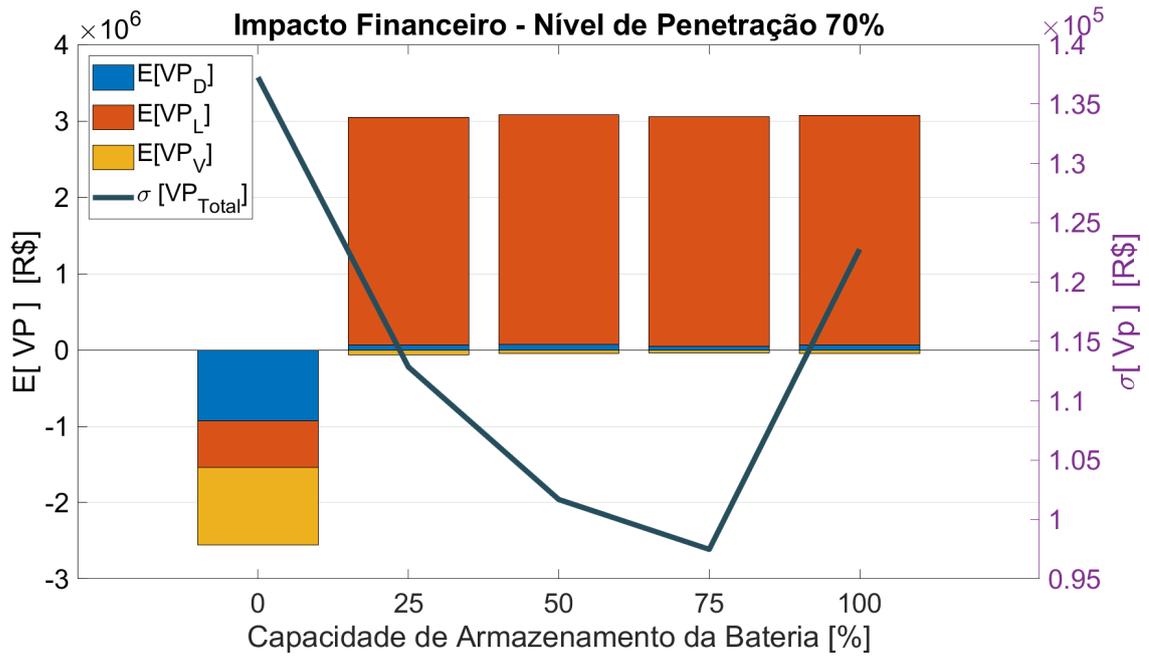


Figura III.35: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 70% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.

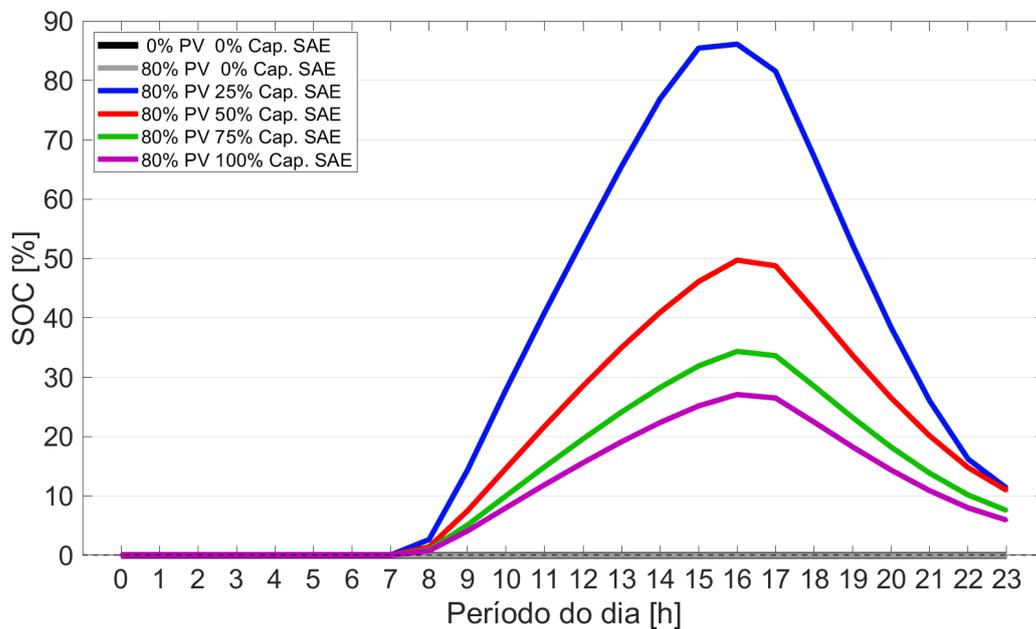


Figura III.36: SoC do SAE para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

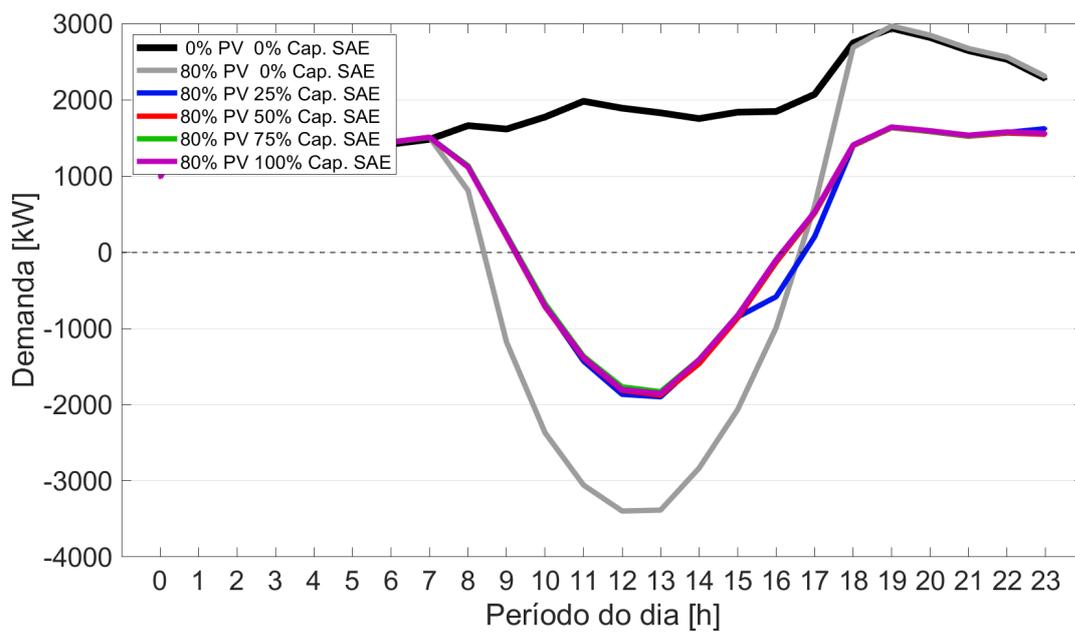


Figura III.37: Demanda do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

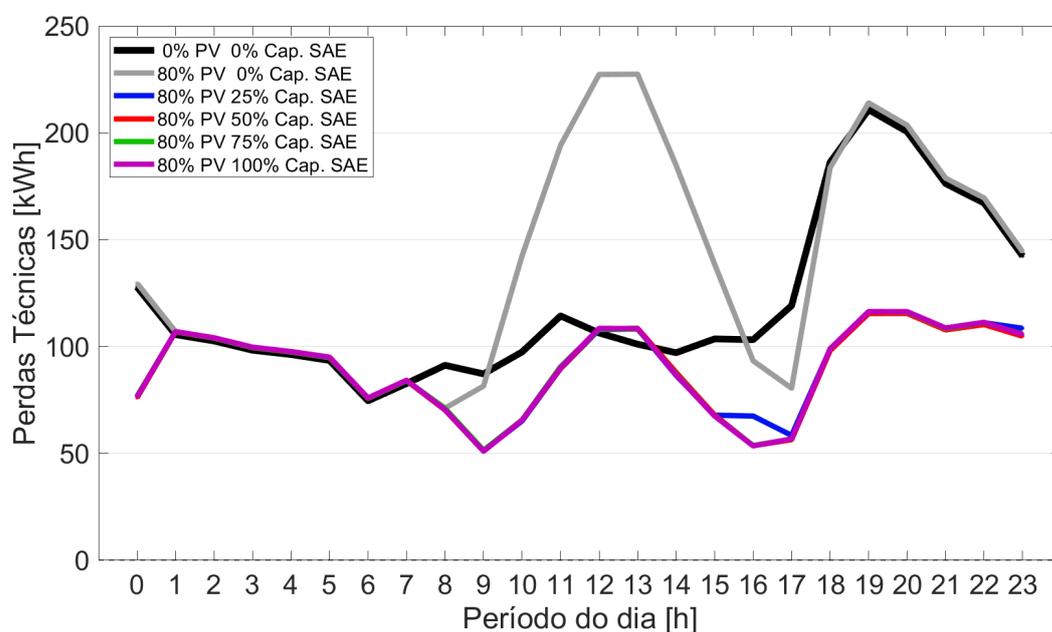


Figura III.38: Perdas técnicas do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

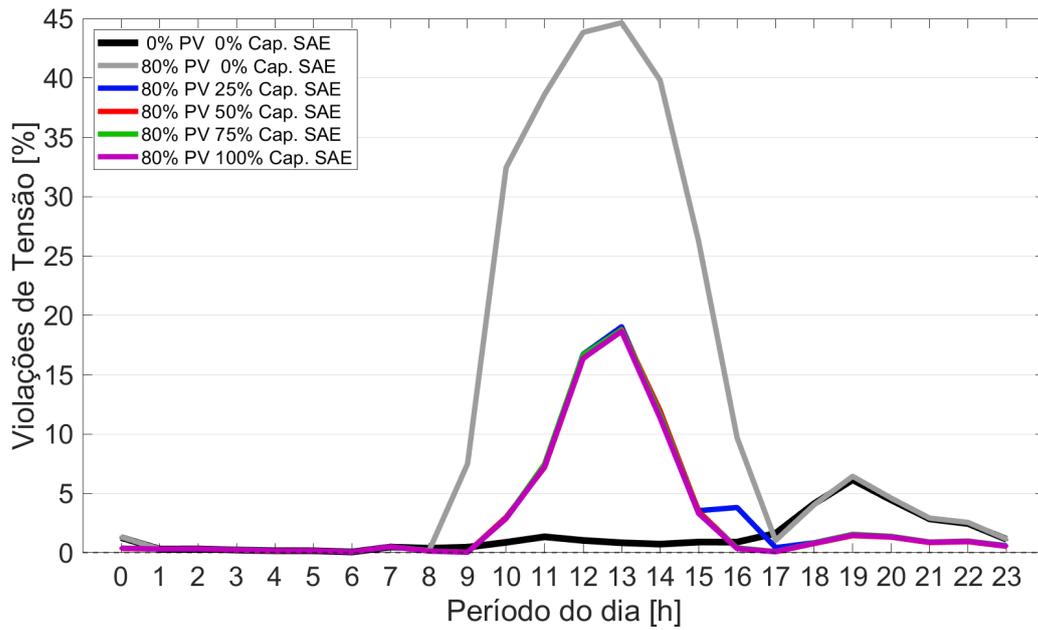


Figura III.39: Violações de tensão do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo.

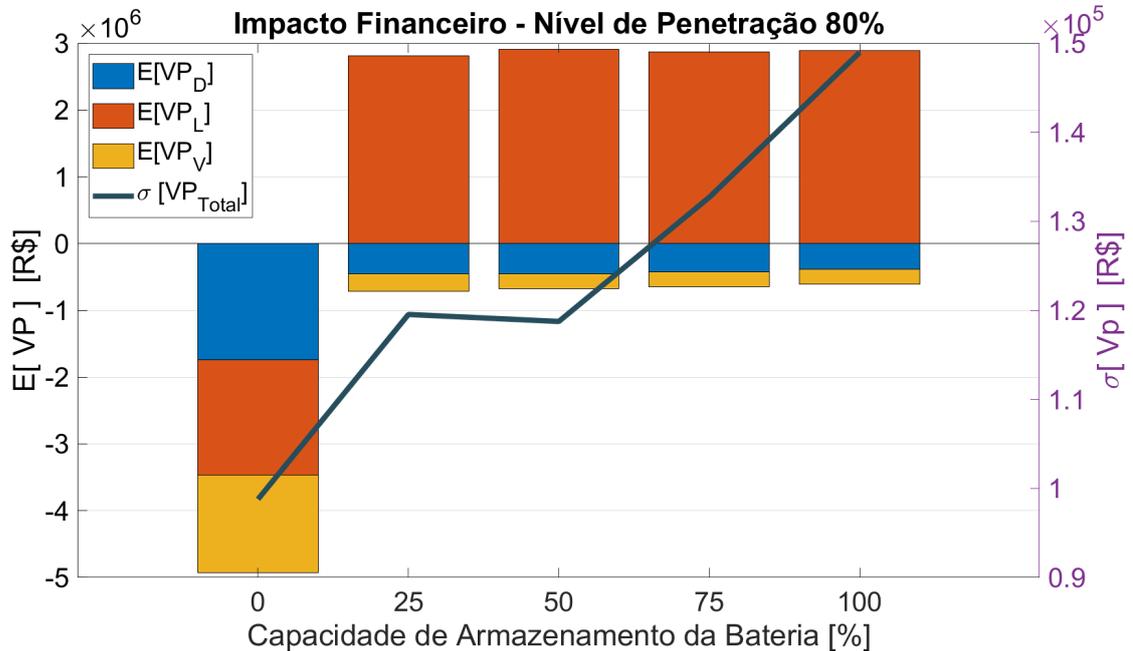


Figura III.40: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 80% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.

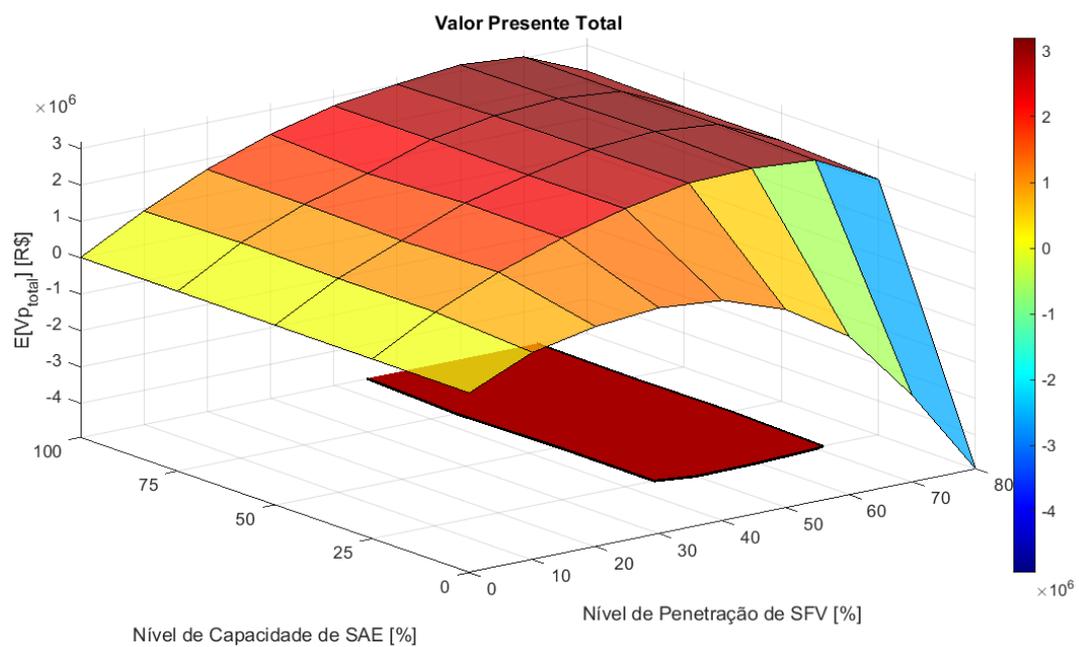


Figura III.41: Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo.

IV. RESULTADOS SIMULAÇÕES 4

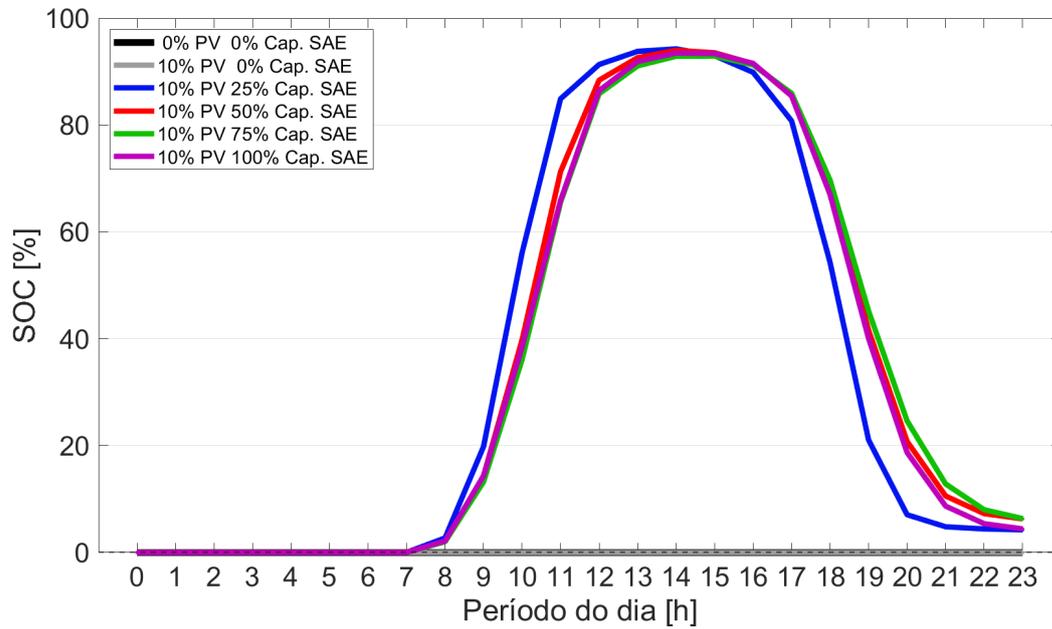


Figura IV.1: SoC do SAE para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo $\text{SoC} \approx 100\%$.

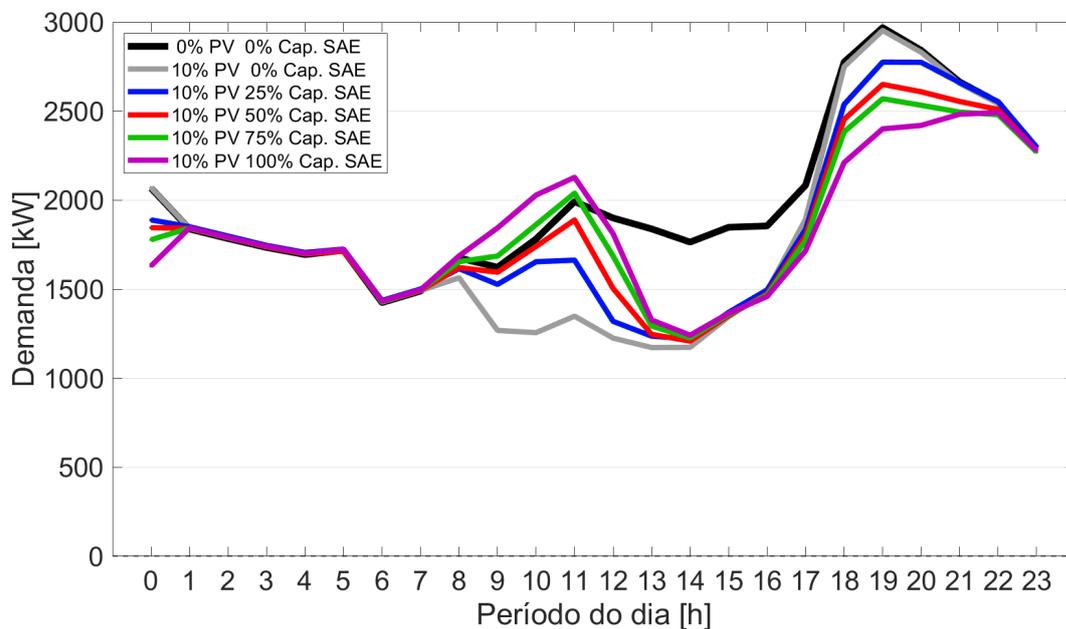


Figura IV.2: Demanda do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo $\text{SoC} \approx 100\%$.

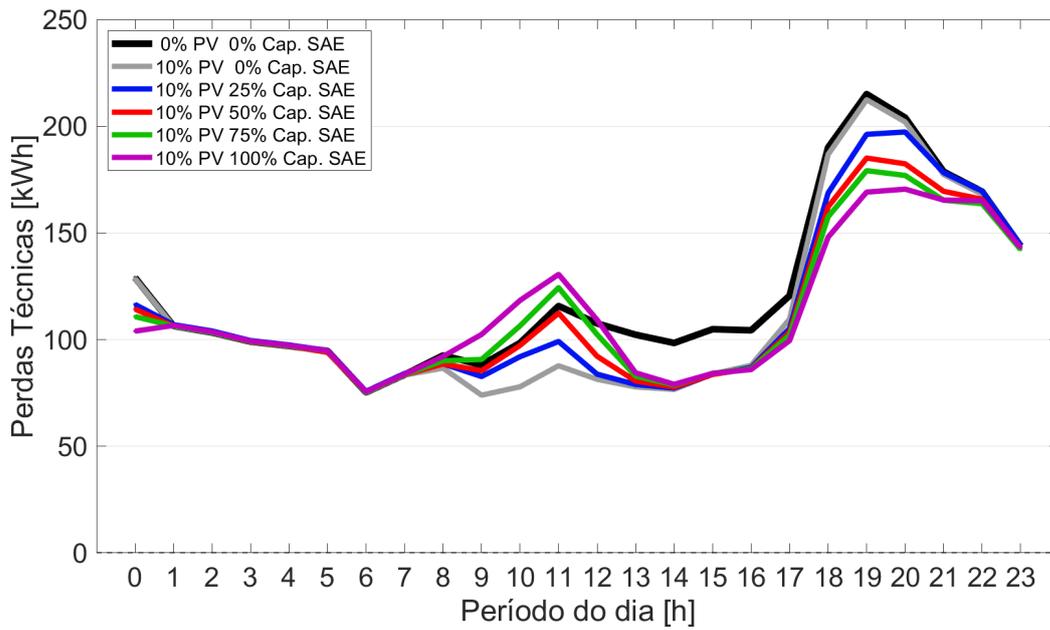


Figura IV.3: Perdas técnicas do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo $SoC \approx 100\%$.

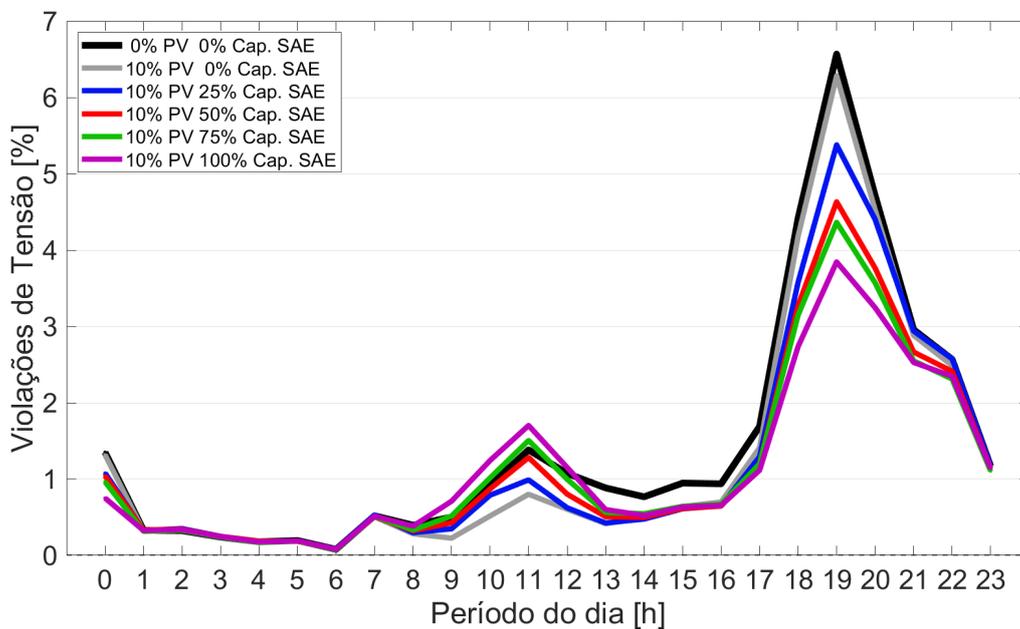


Figura IV.4: Violações de tensão do alimentador para 10% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo $SoC \approx 100\%$.

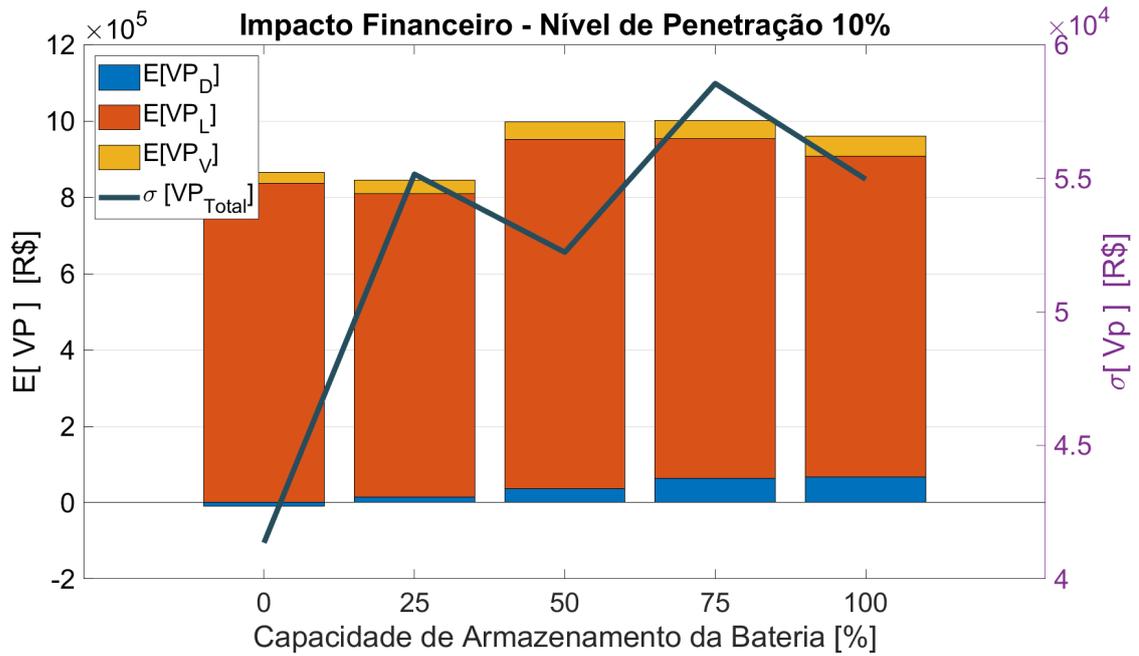


Figura IV.5: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 10% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

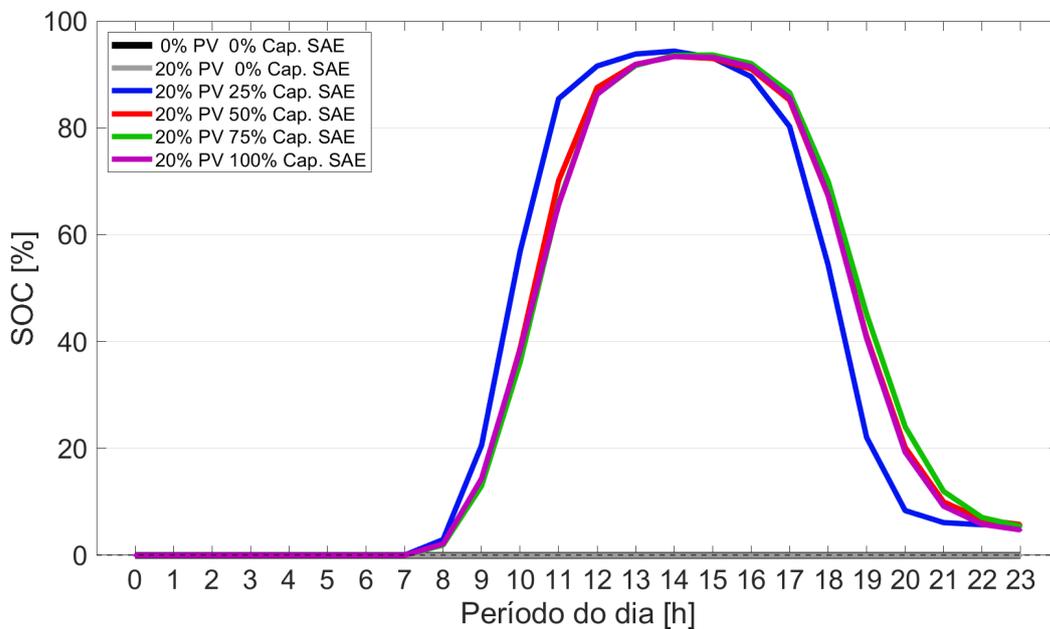


Figura IV.6: SoC do SAE para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

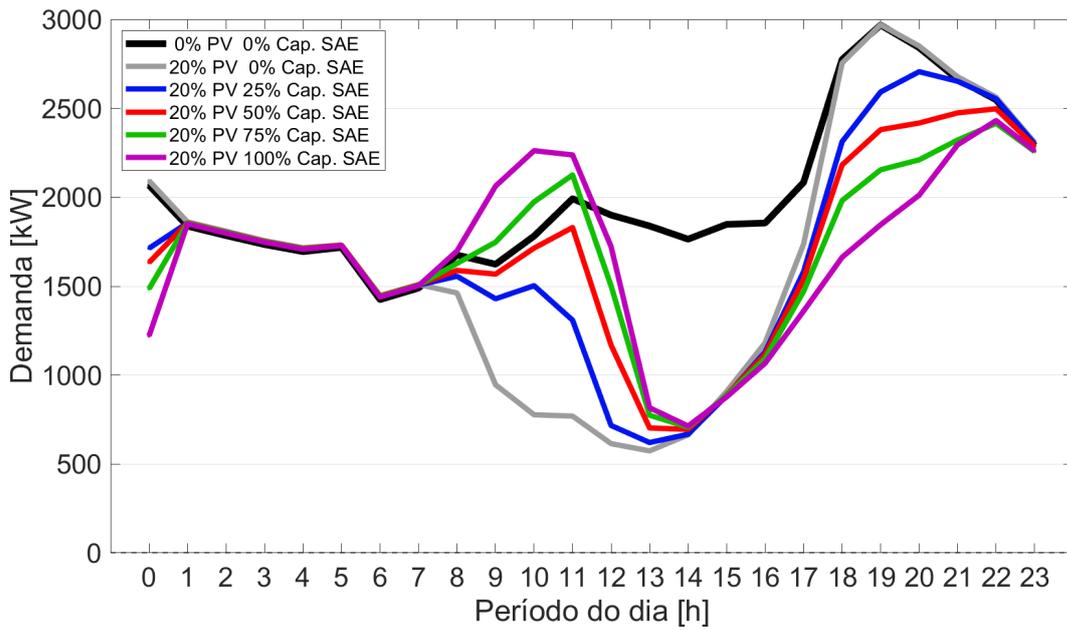


Figura IV.7: Demanda do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo $SoC \approx 100\%$.

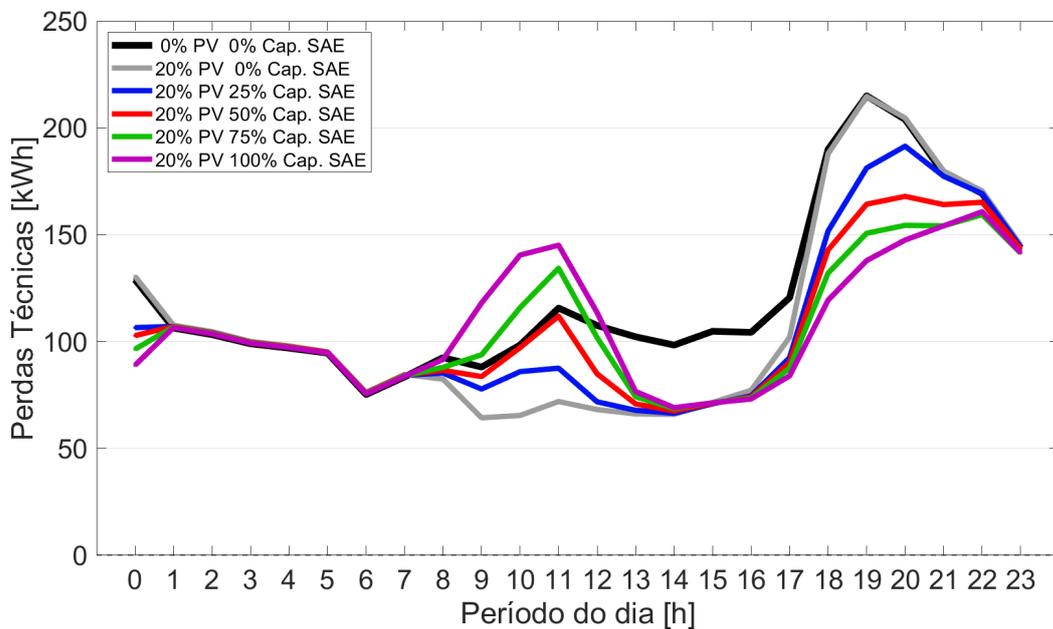


Figura IV.8: Perdas técnicas do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo $SoC \approx 100\%$.

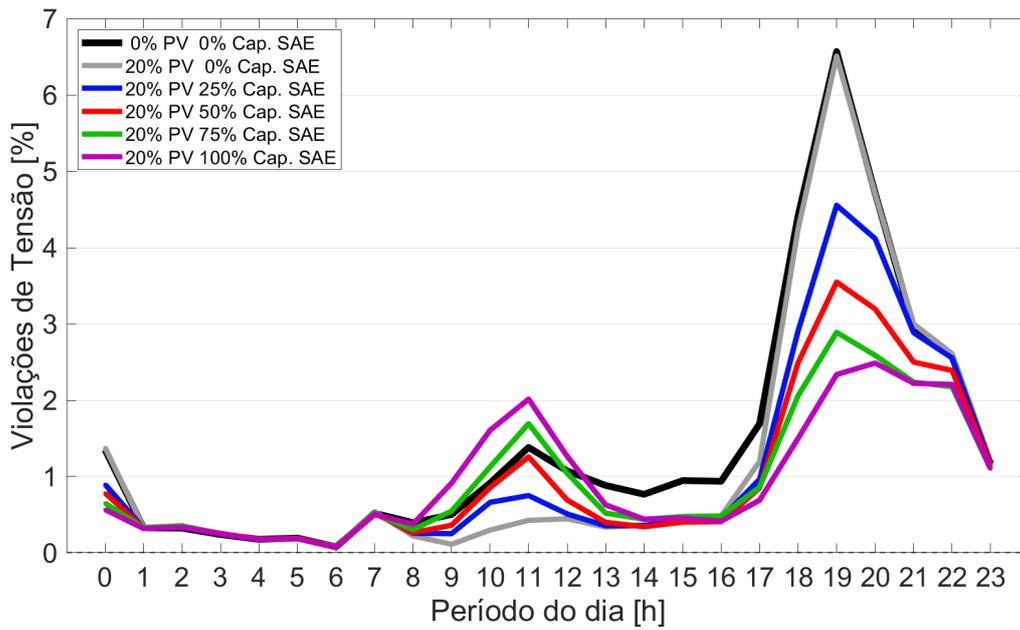


Figura IV.9: Violações de tensão do alimentador para 20% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

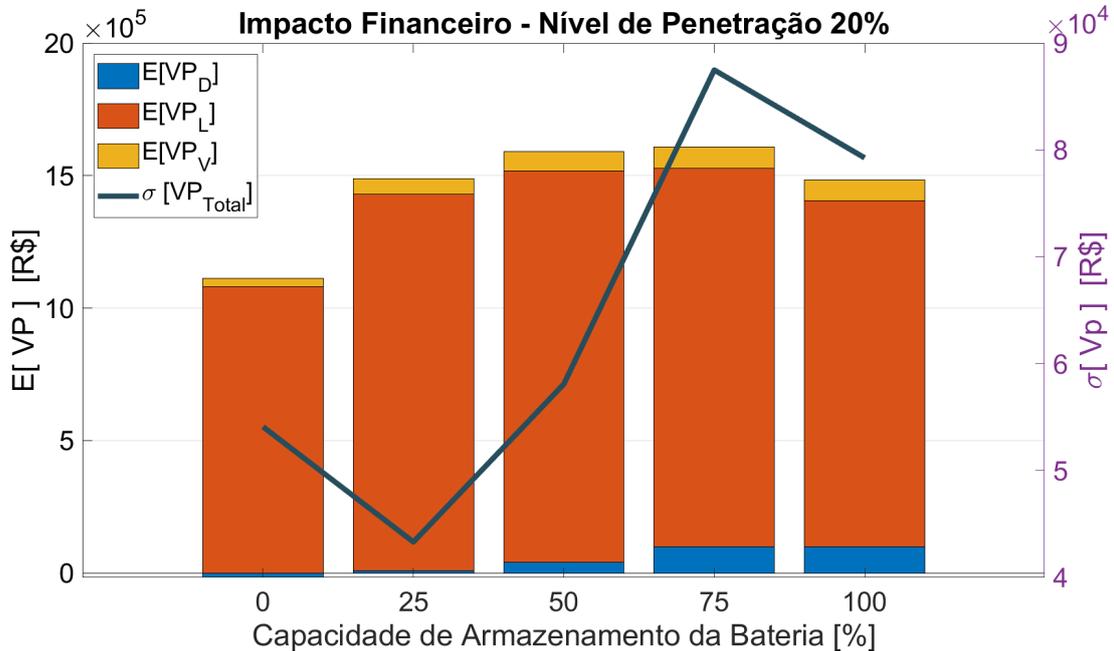


Figura IV.10: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 20% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

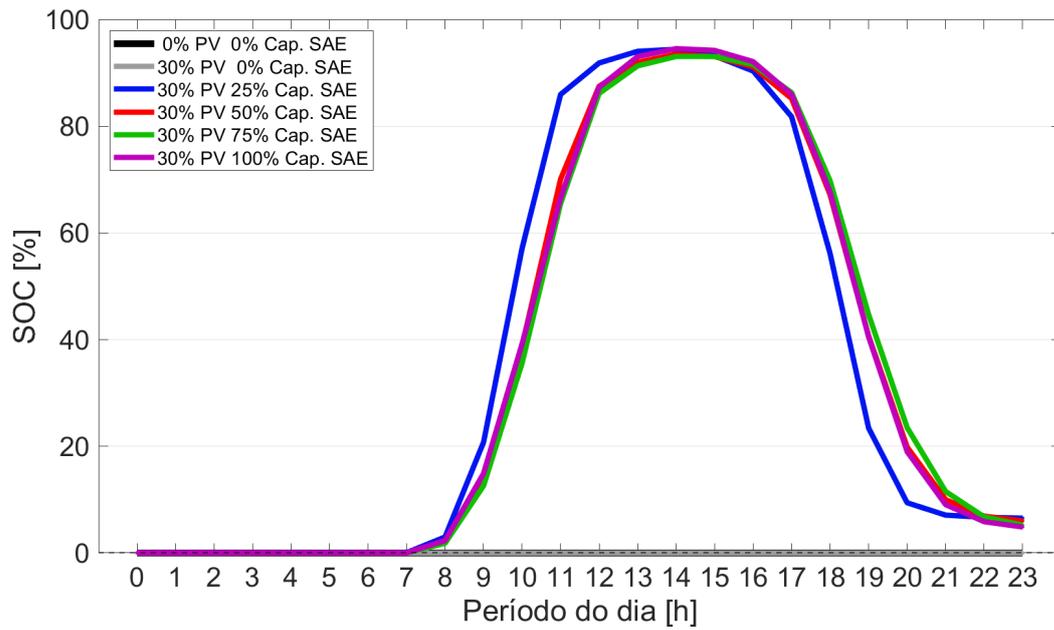


Figura IV.11: SoC do SAE para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

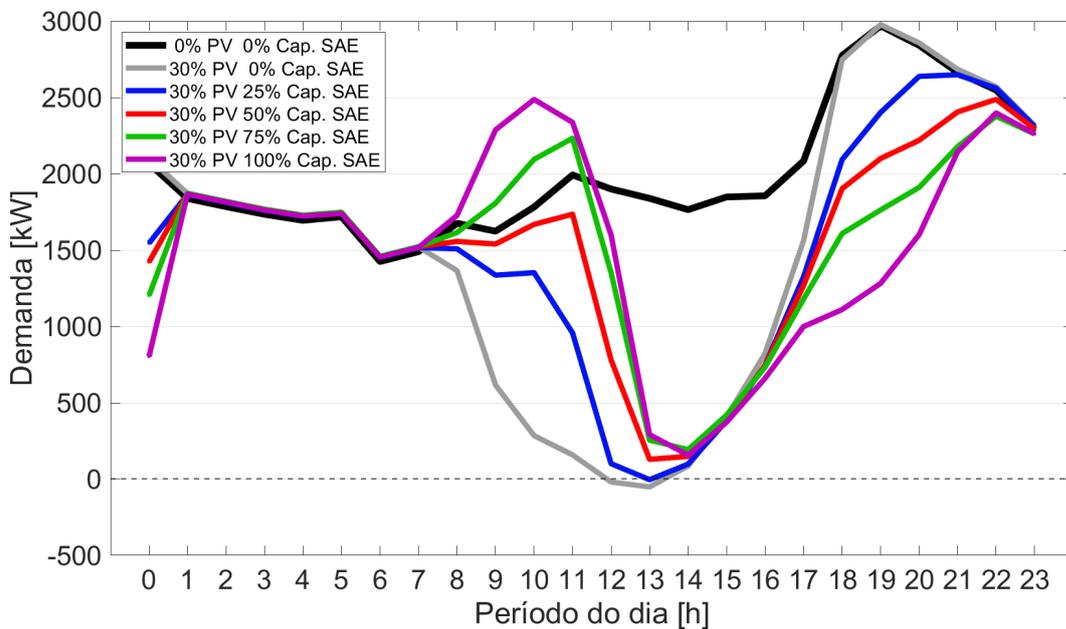


Figura IV.12: Demanda do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

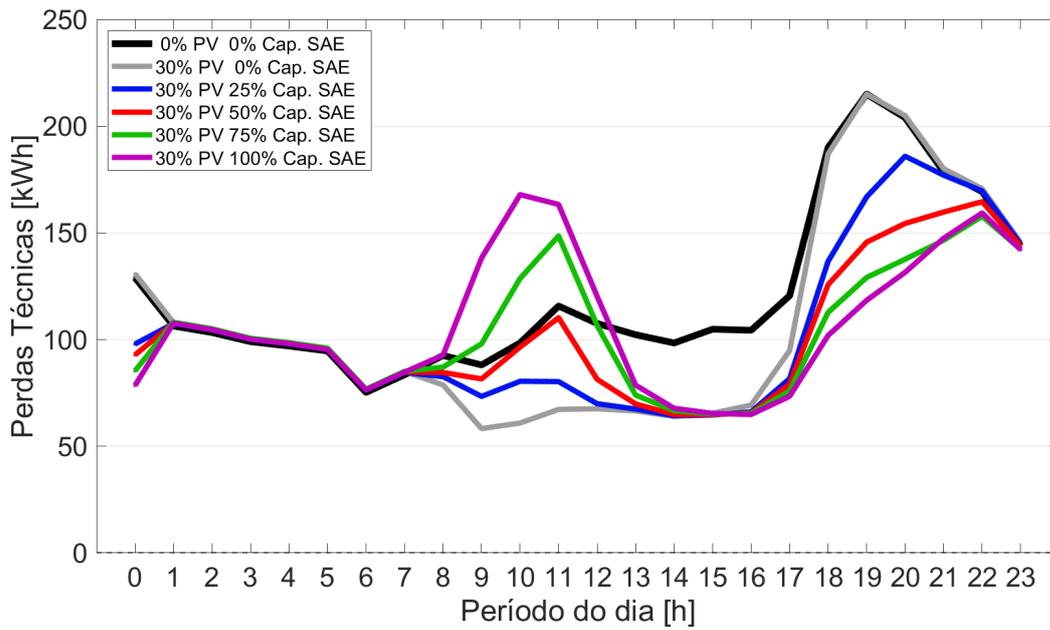


Figura IV.13: Perdas técnicas do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

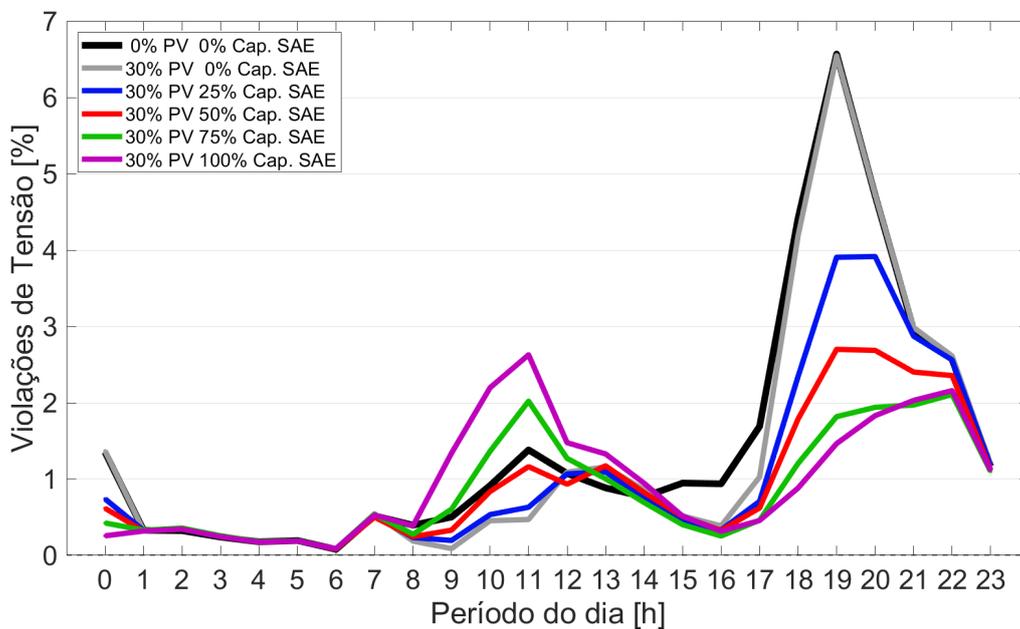


Figura IV.14: Violações de tensão do alimentador para 30% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

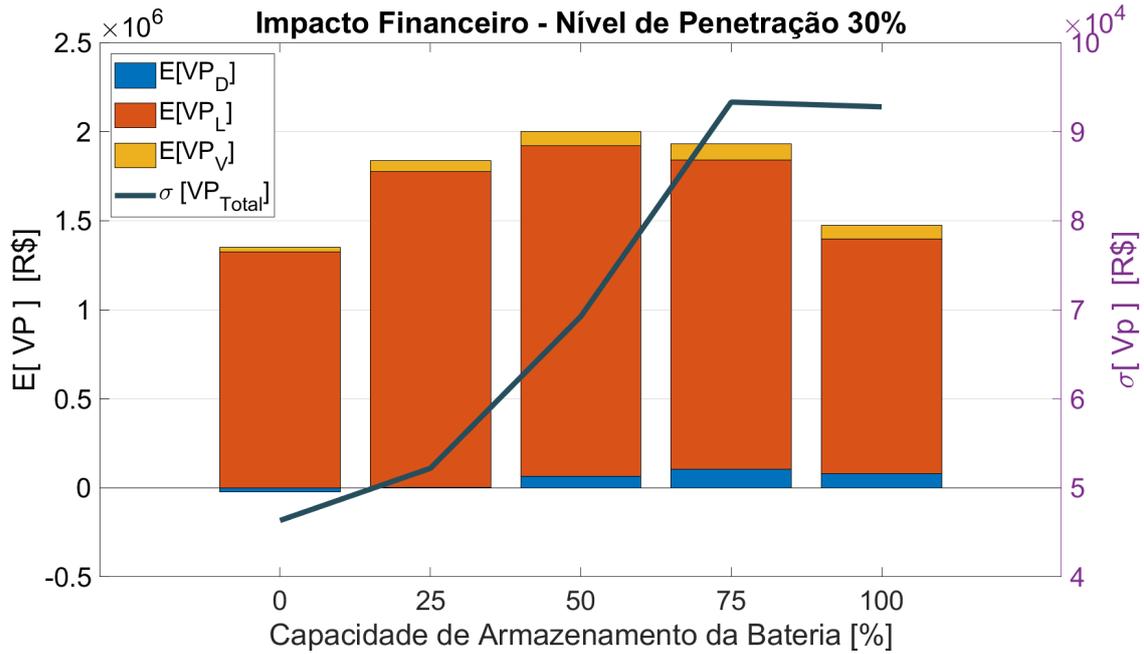


Figura IV.15: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 30% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

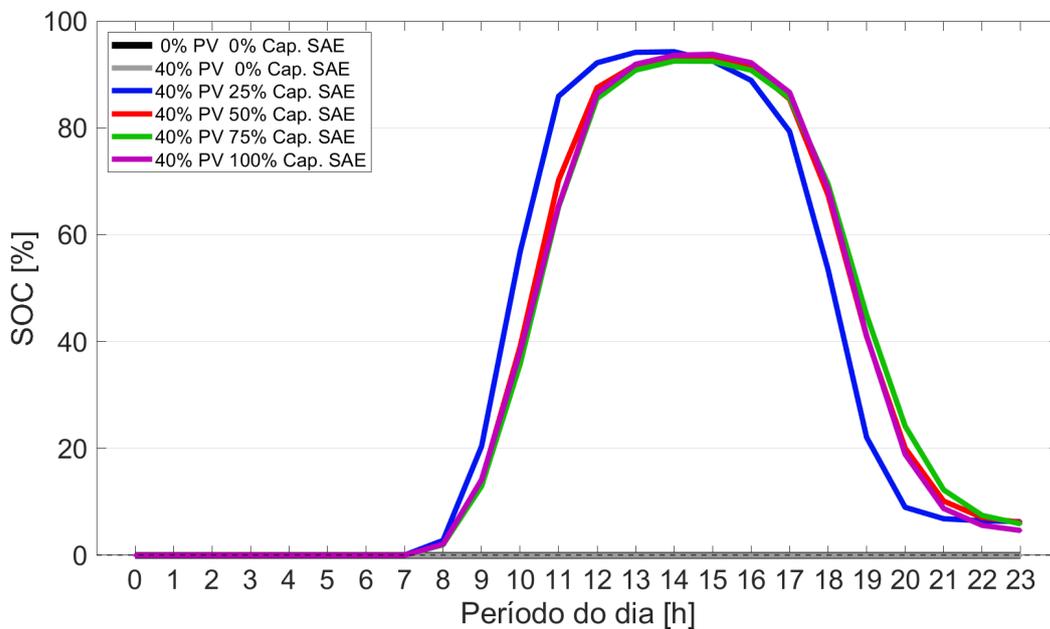


Figura IV.16: SoC do SAE para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

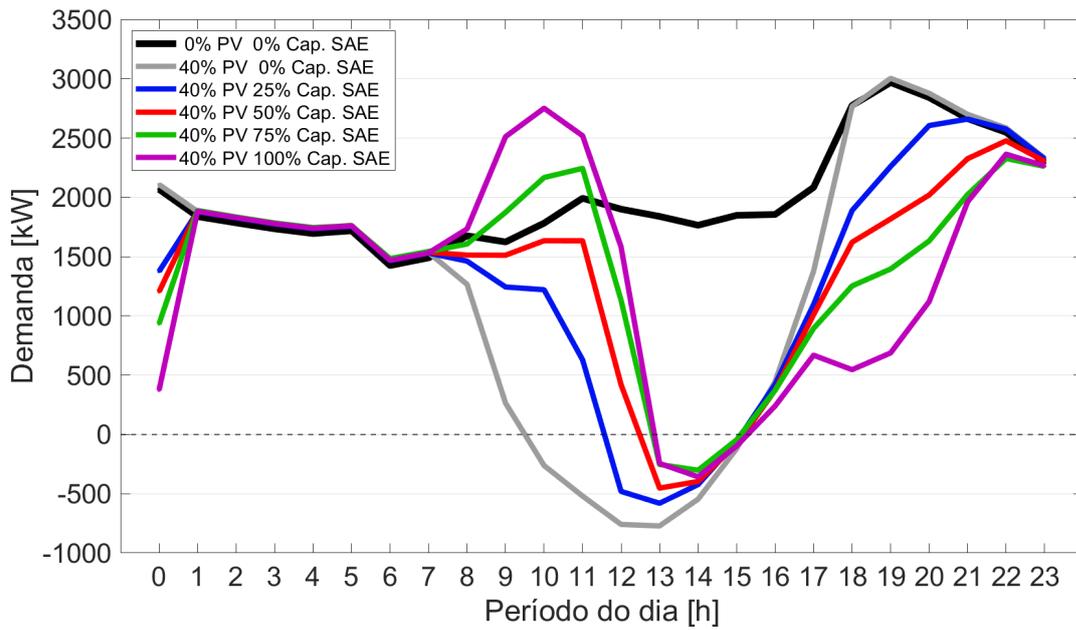


Figura IV.17: Demanda do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo $SoC \approx 100\%$.

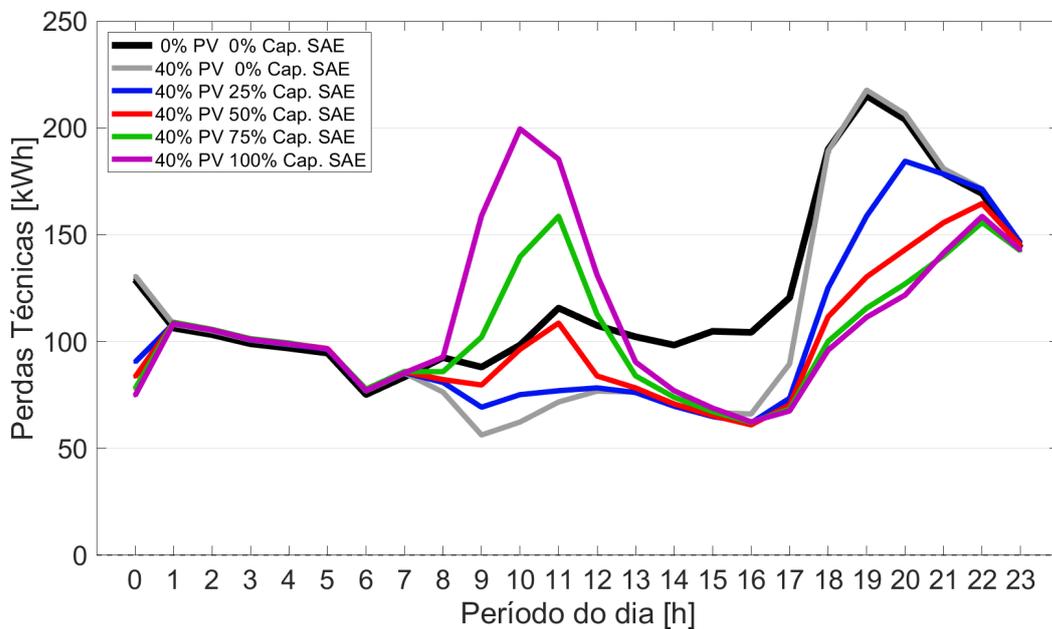


Figura IV.18: Perdas técnicas do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo $SoC \approx 100\%$.

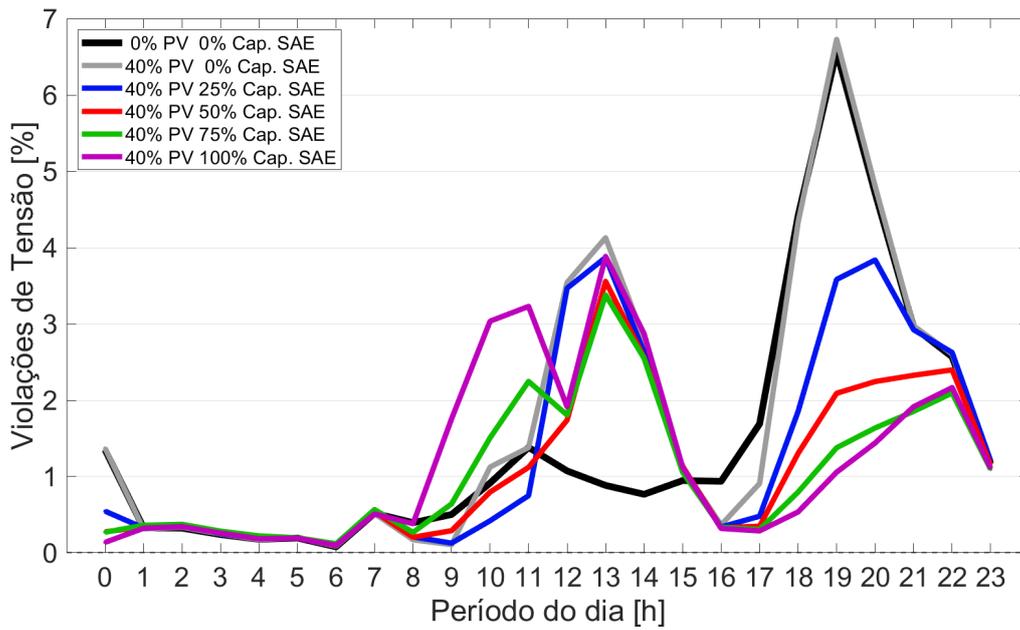


Figura IV.19: Violações de tensão do alimentador para 40% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

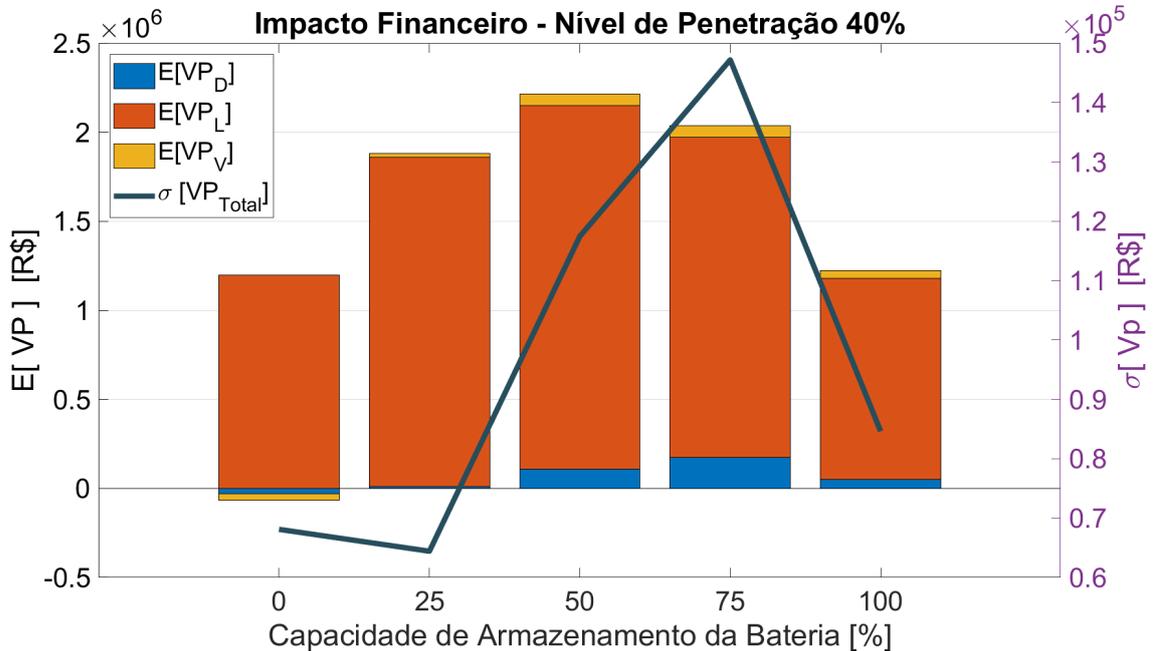


Figura IV.20: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 40% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

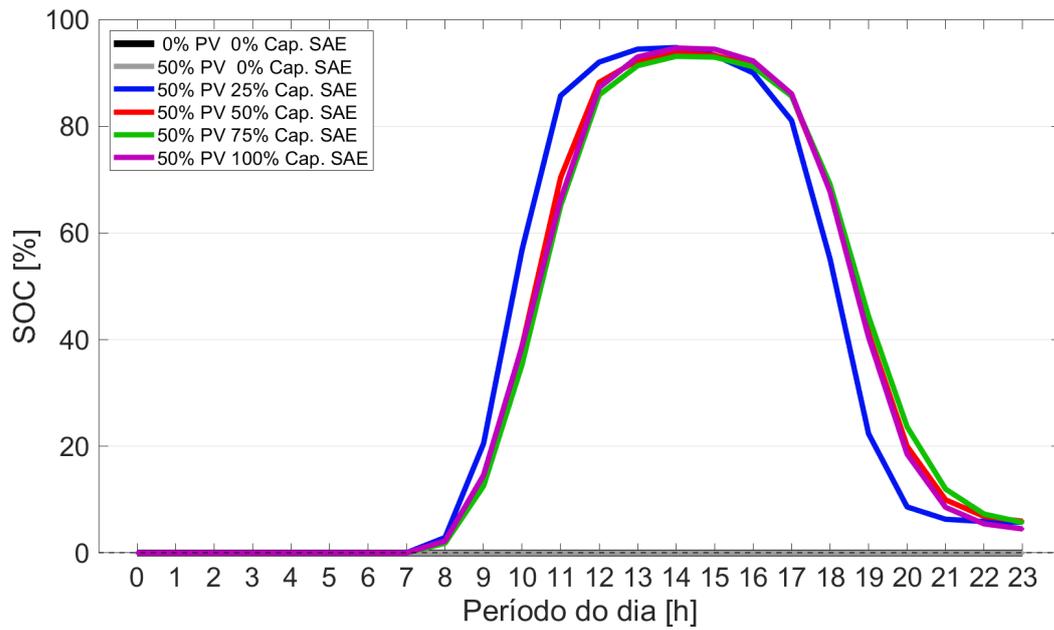


Figura IV.21: SoC do SAE para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

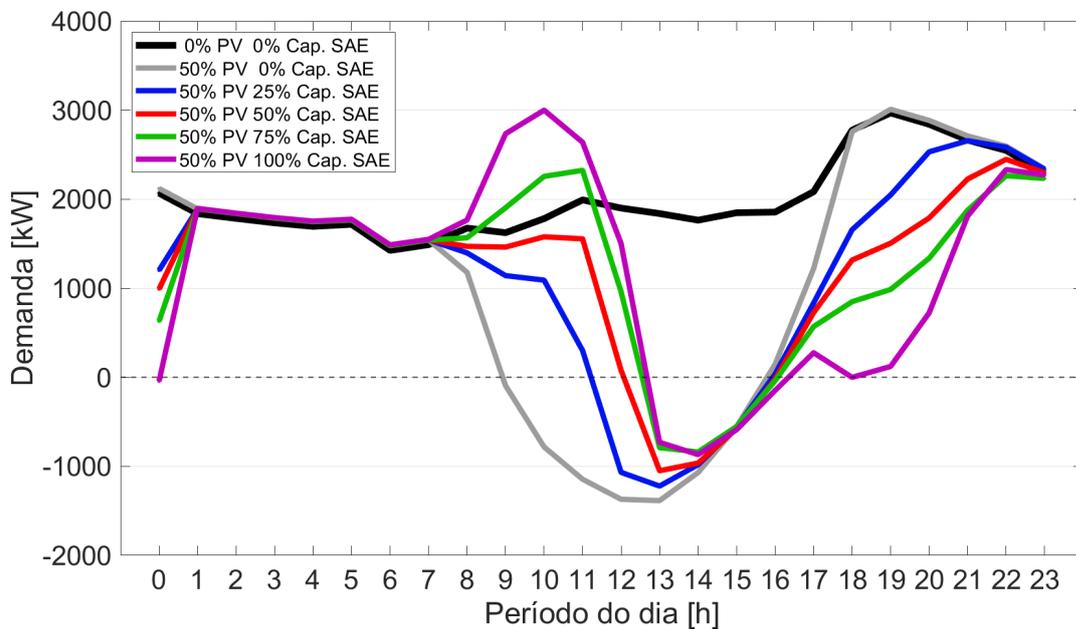


Figura IV.22: Demanda do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

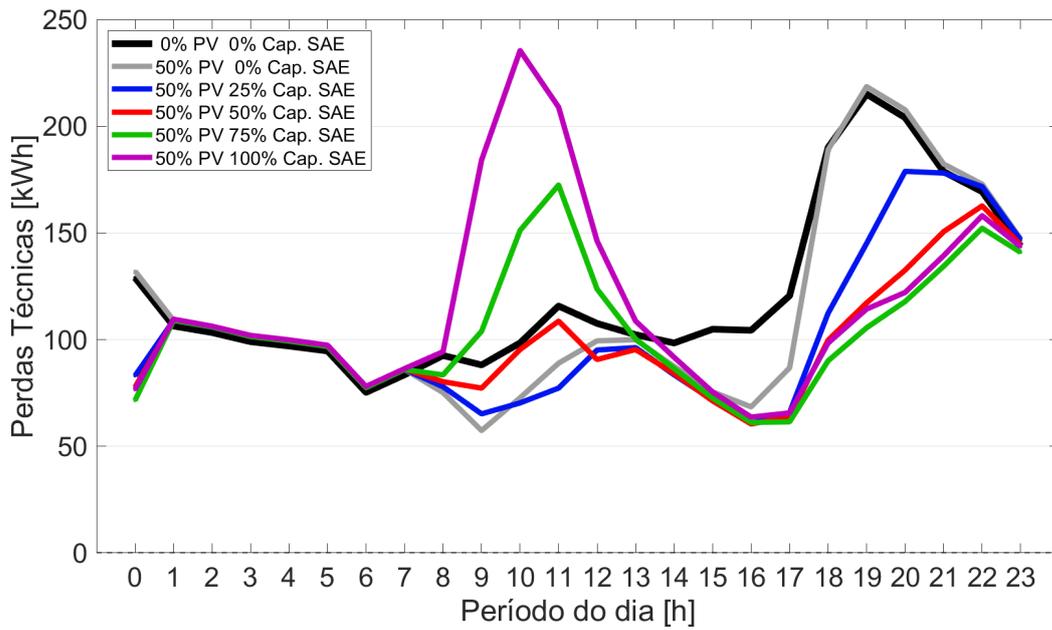


Figura IV.23: Perdas técnicas do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

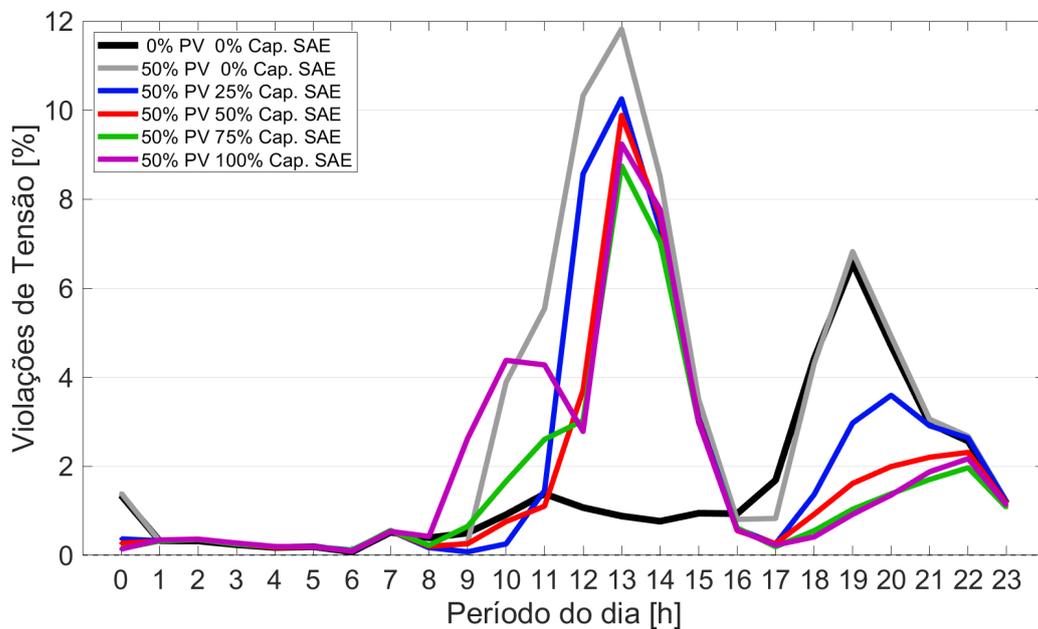


Figura IV.24: Violações de tensão do alimentador para 50% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

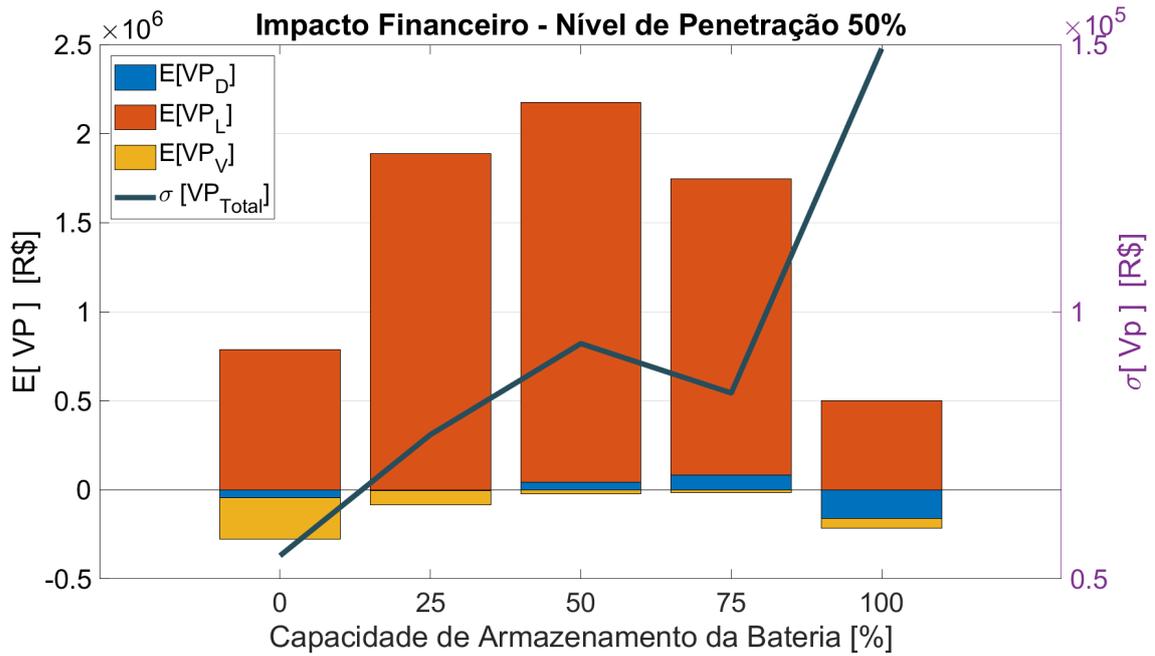


Figura IV.25: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 50% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$.

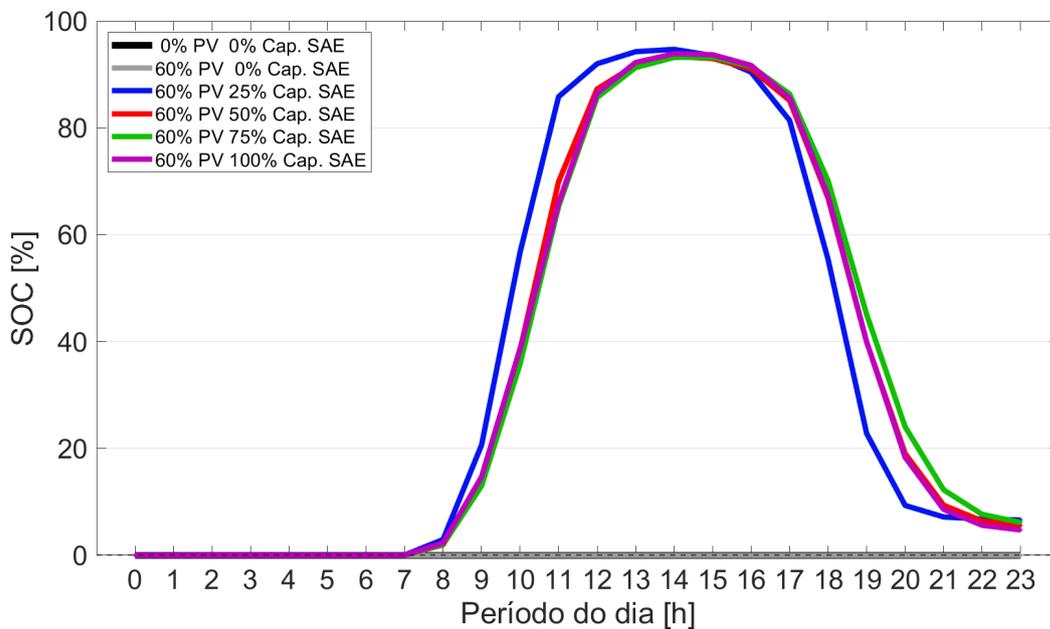


Figura IV.26: SoC do SAE para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$.

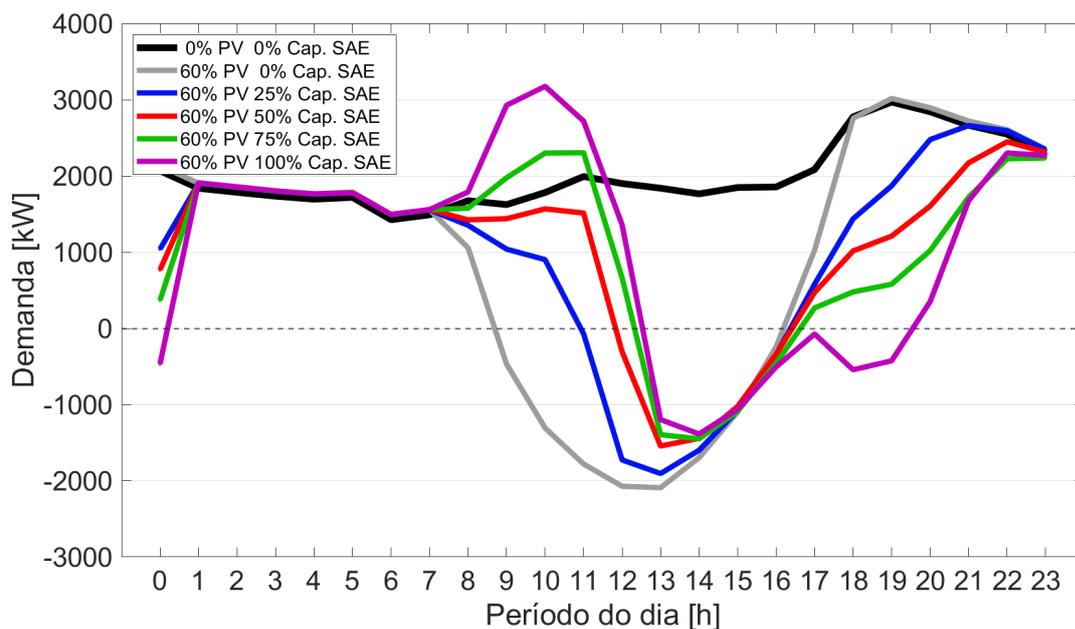


Figura IV.27: Demanda do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo $SoC \approx 100\%$.

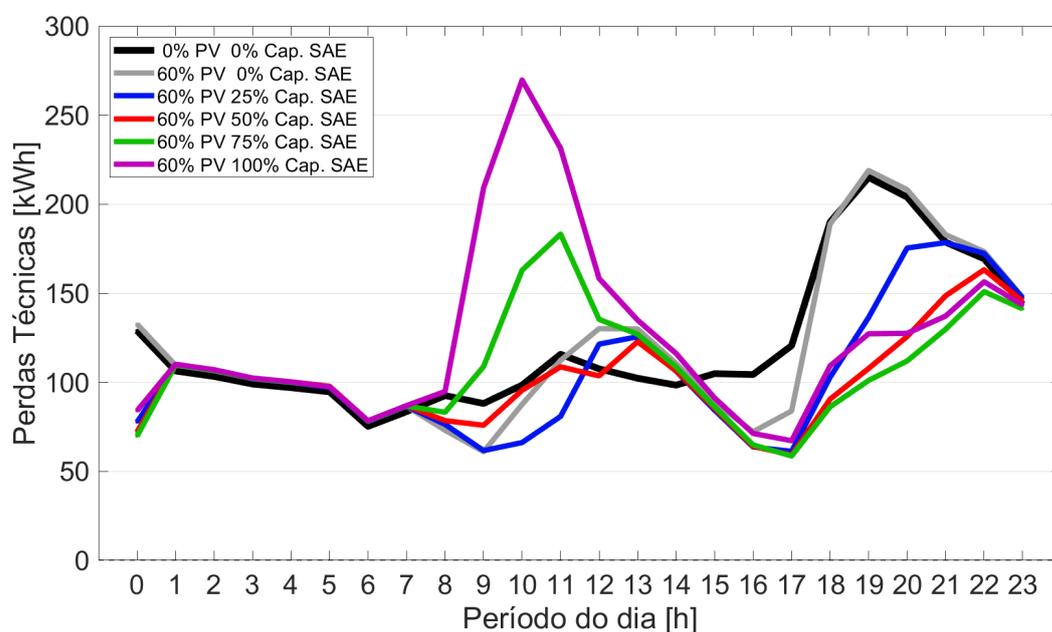


Figura IV.28: Perdas técnicas do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo $SoC \approx 100\%$.

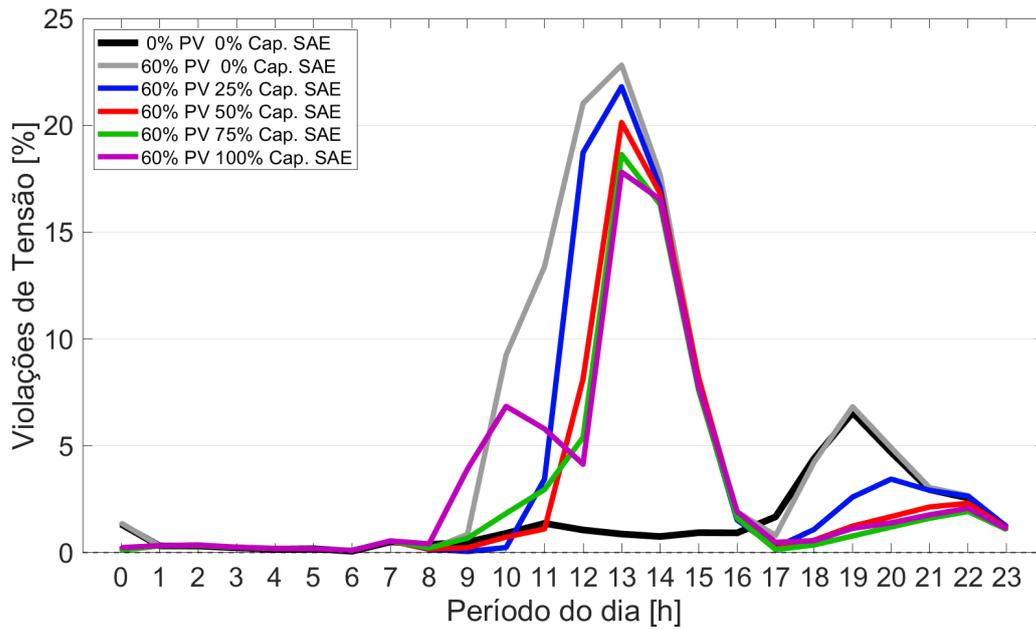


Figura IV.29: Violações de tensão do alimentador para 60% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

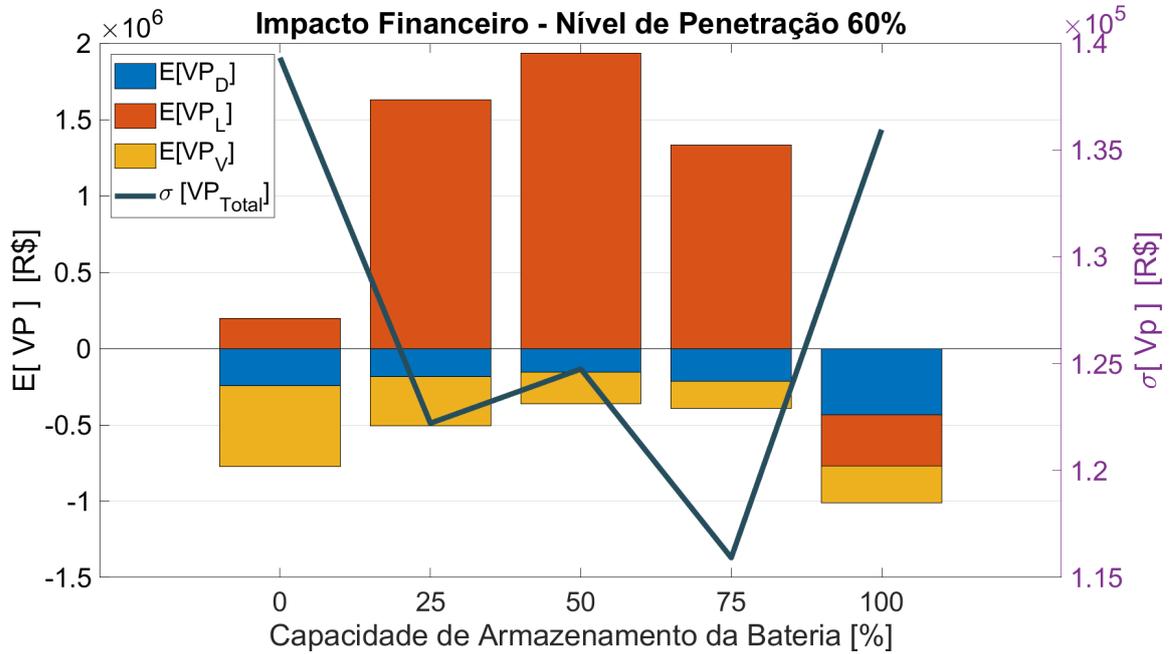


Figura IV.30: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 60% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

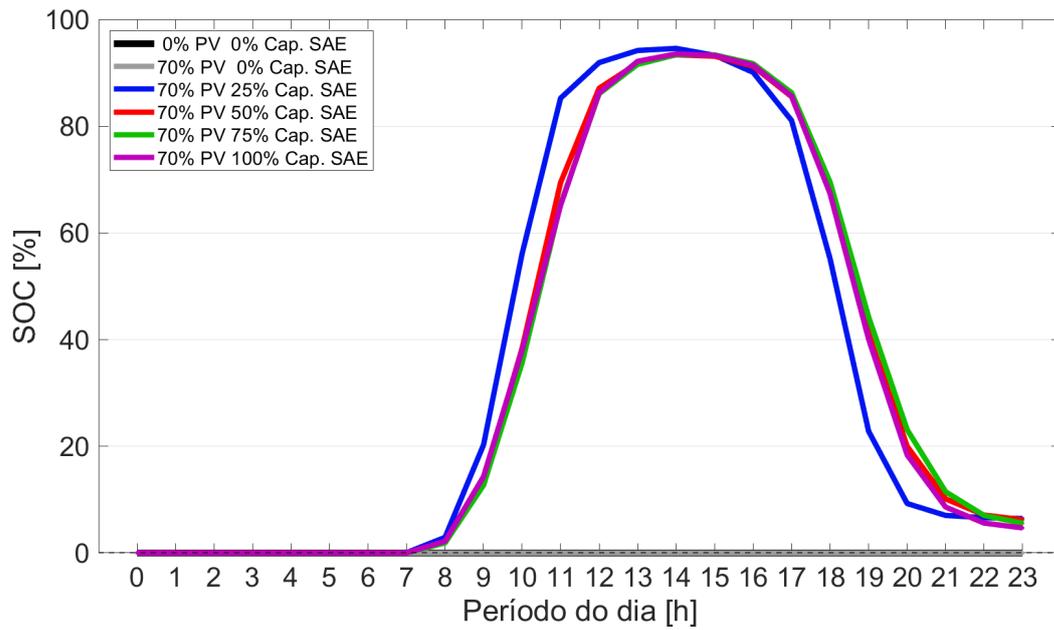


Figura IV.31: SoC do SAE para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

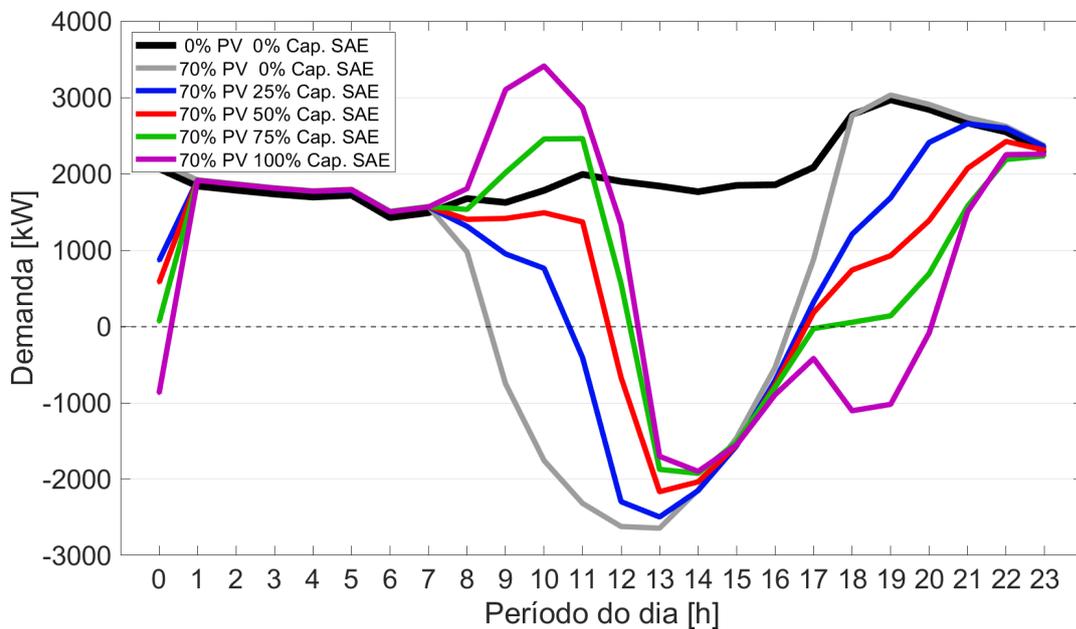


Figura IV.32: Demanda do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

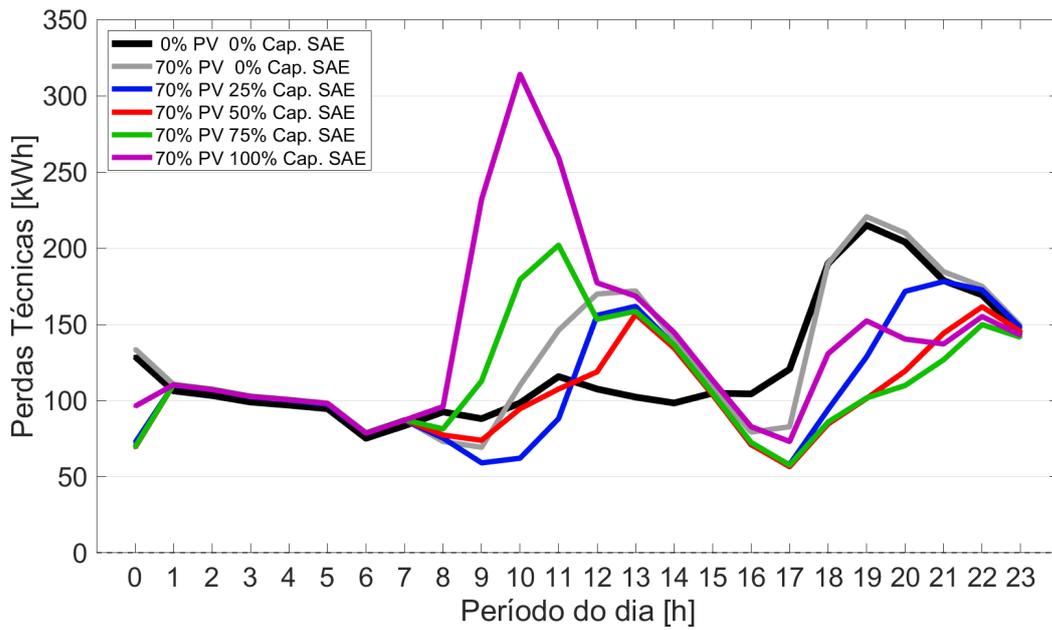


Figura IV.33: Perdas técnicas do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

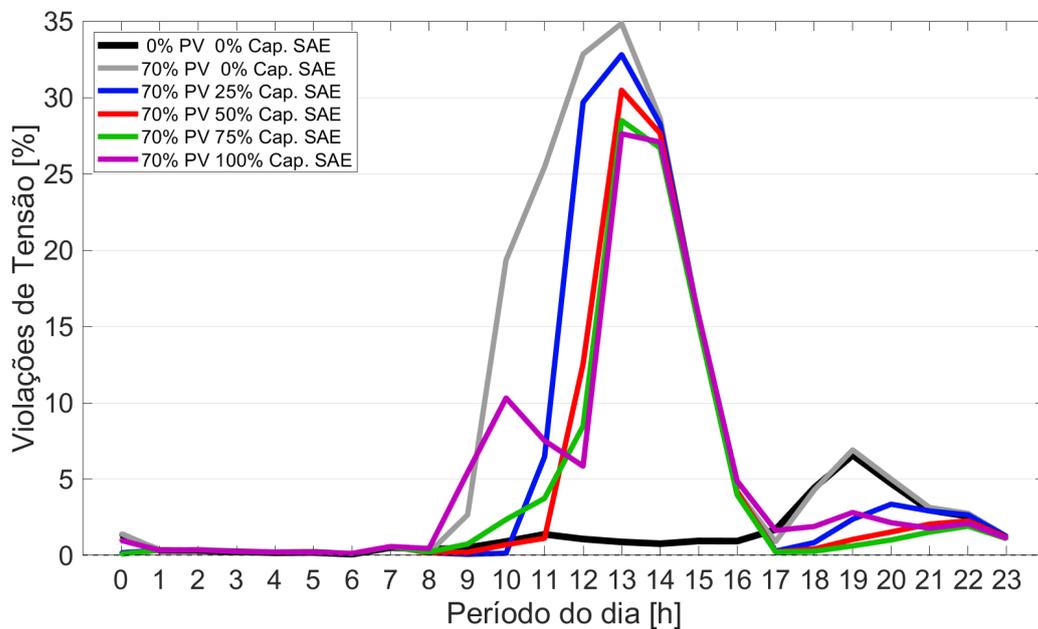


Figura IV.34: Violações de tensão do alimentador para 70% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

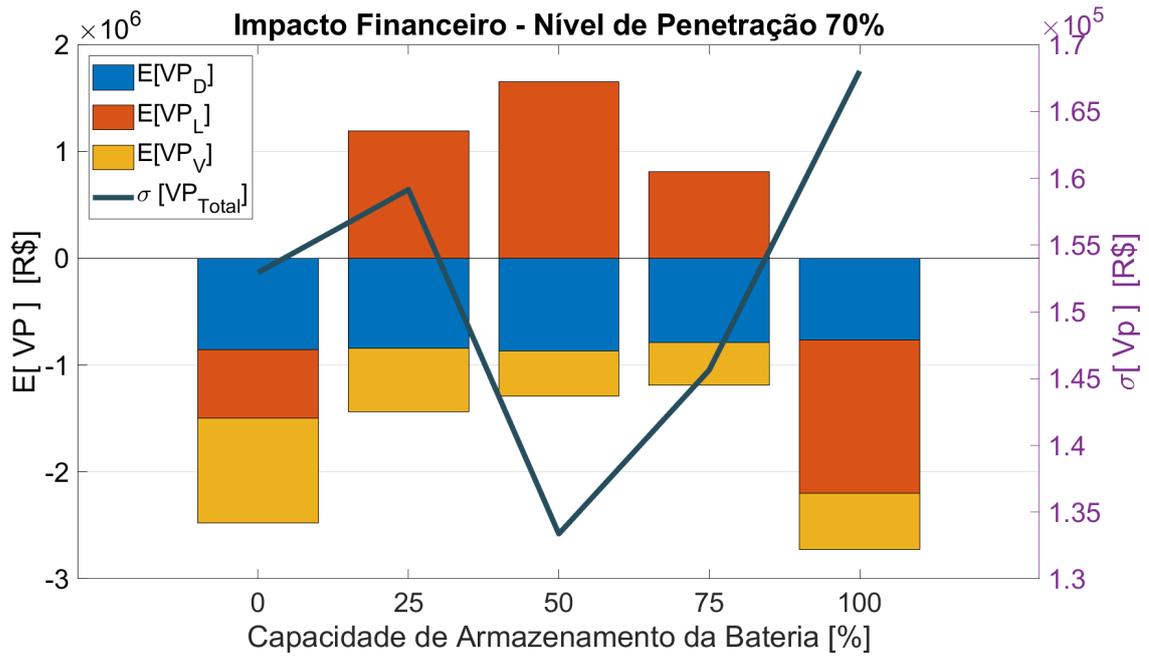


Figura IV.35: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 70% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$.

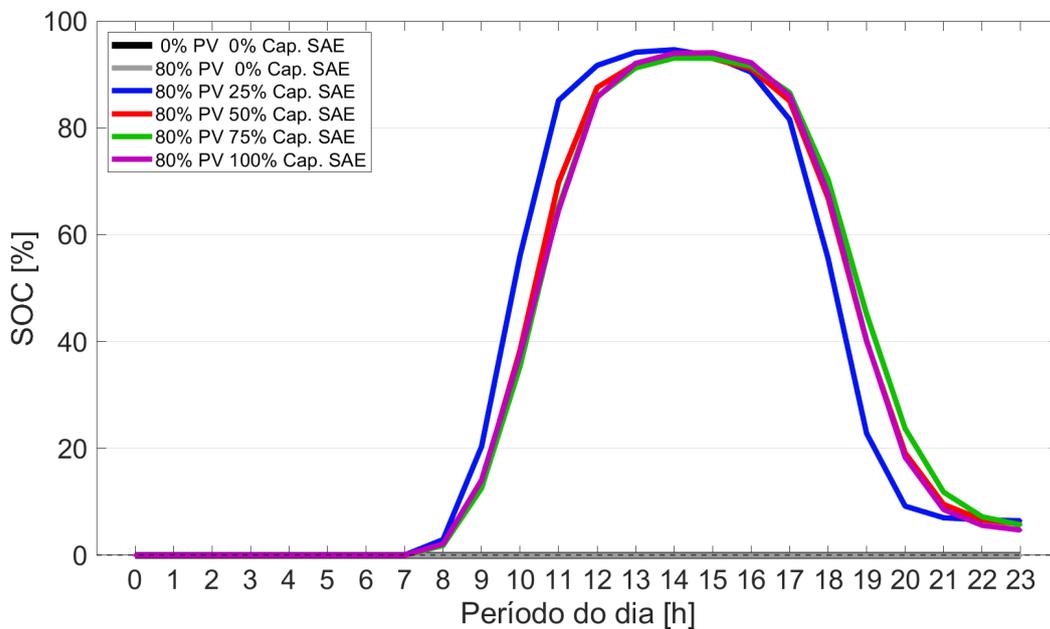


Figura IV.36: SoC do SAE para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$.

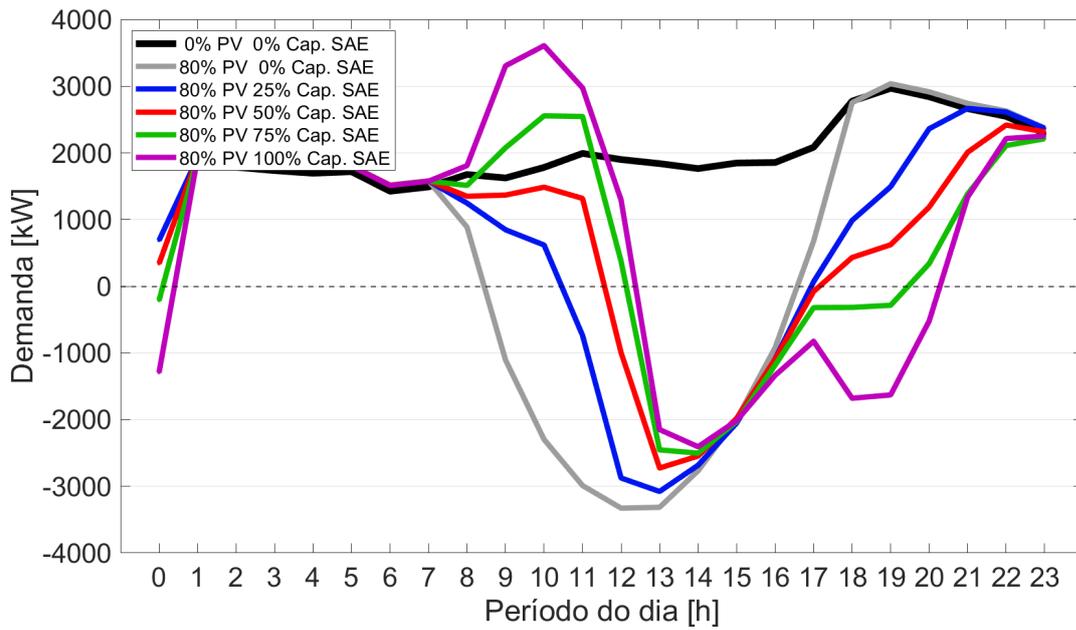


Figura IV.37: Demanda do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo $SoC \approx 100\%$.

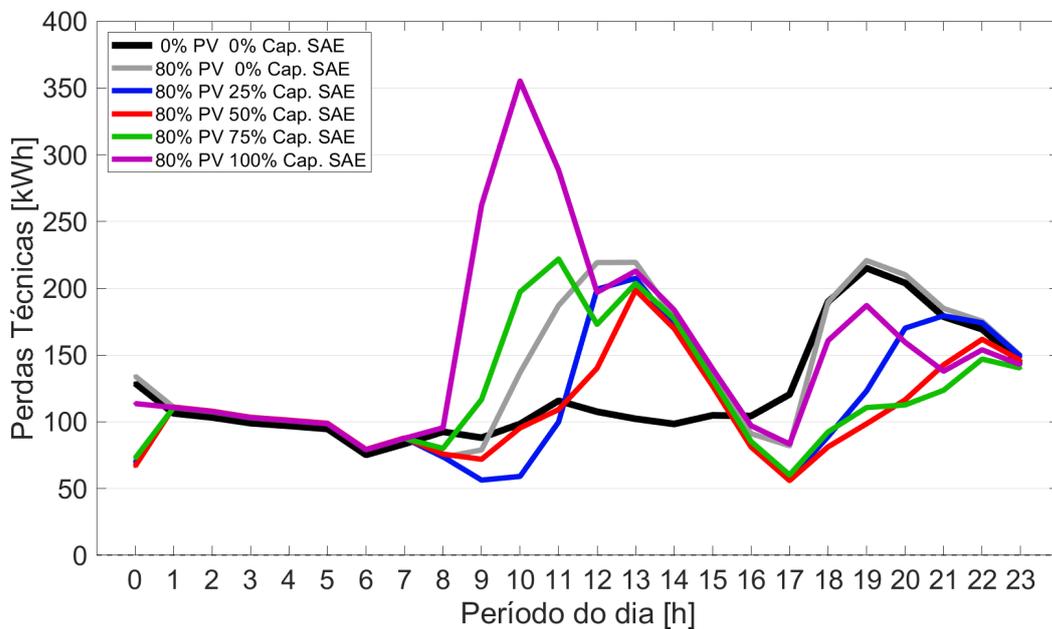


Figura IV.38: Perdas técnicas do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo $SoC \approx 100\%$.

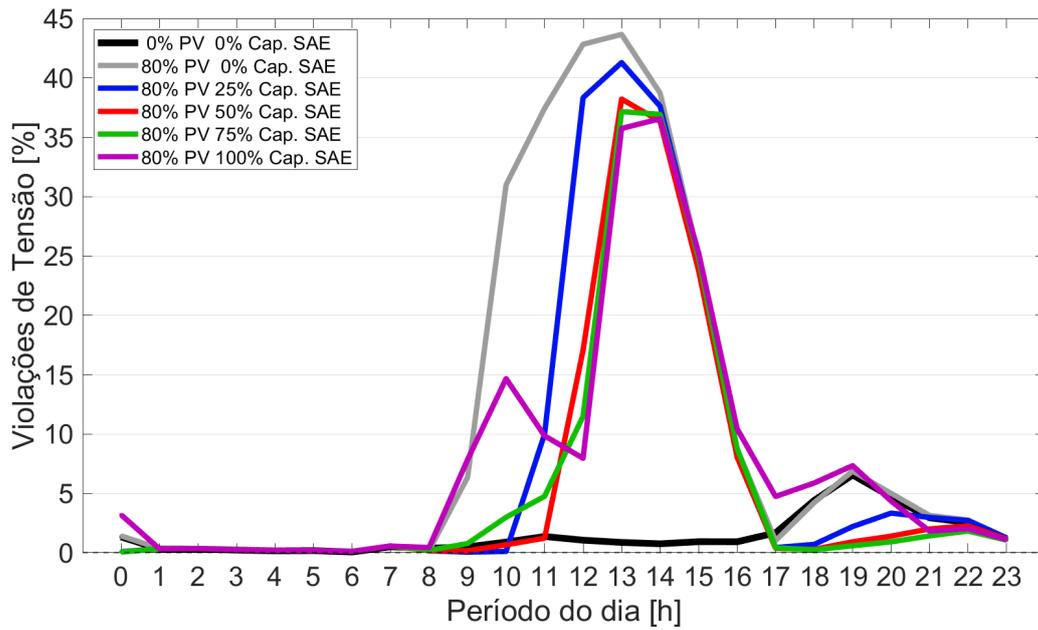


Figura IV.39: Violações de tensão do alimentador para 80% de nível de penetração e diferentes fatores de capacidade, considerando a estratégia diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

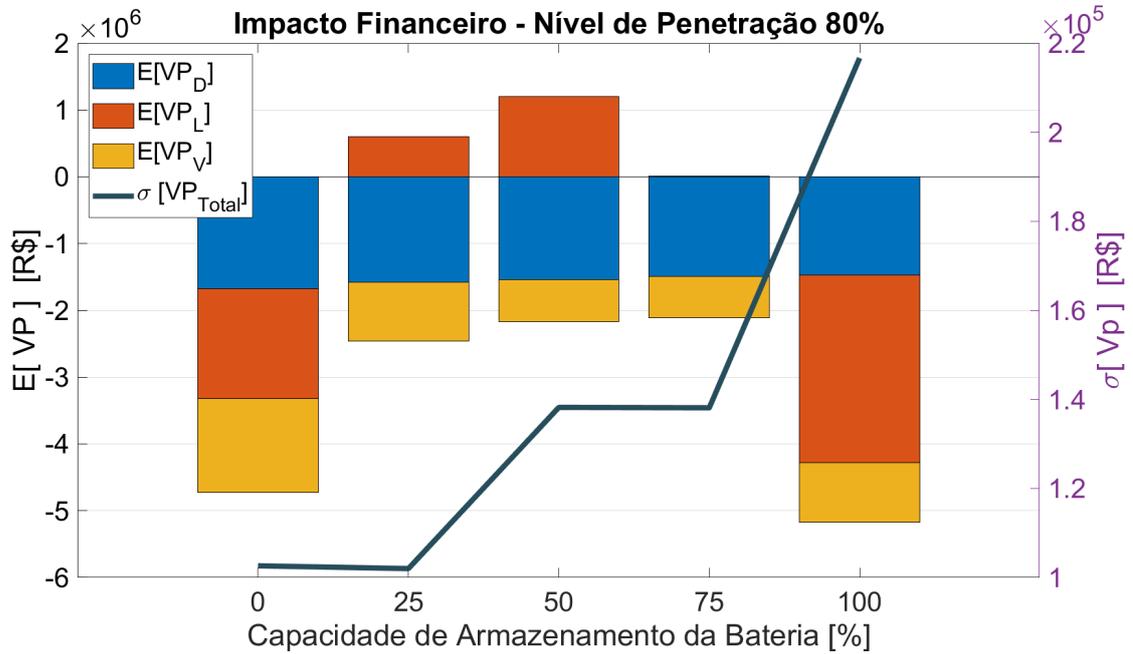


Figura IV.40: Esperança do valor presente e desvio padrão referente aos impactos decorrentes da demanda de pico, perdas técnicas e violações de tensão para 80% de nível de penetração de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC \approx 100%.

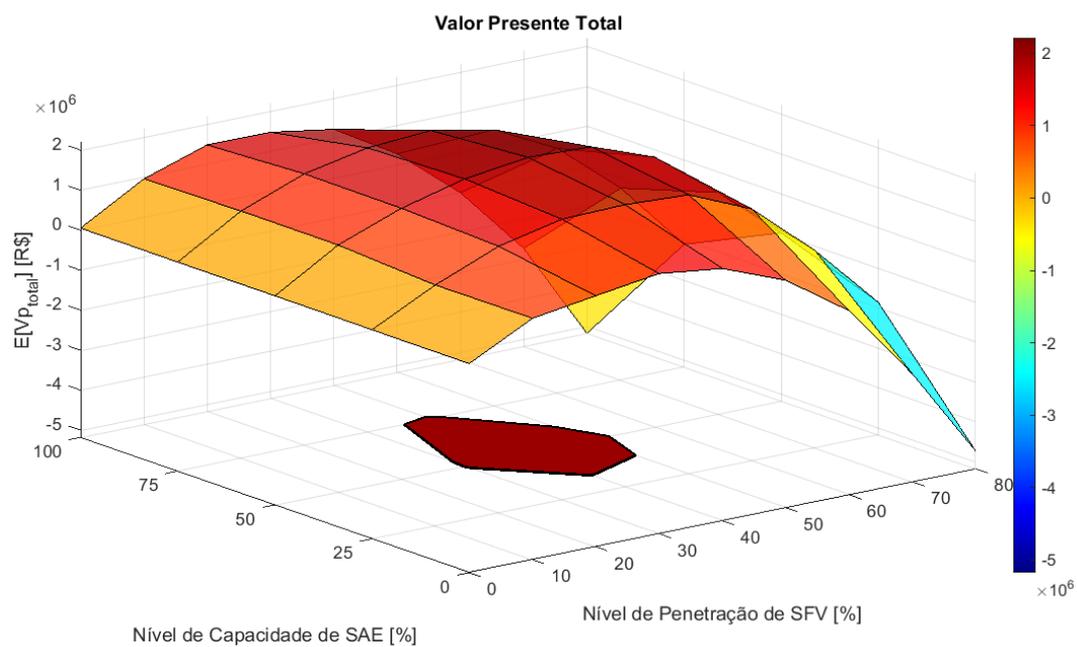


Figura IV.41: Esperança do valor presente total referente aos impactos técnicos decorrentes da introdução de RED, considerando a estratégia de controle diferença entre geração e consumo SoC $\approx 100\%$.