



**Karina Mosqueira Valente**

**Avaliação Econômica de Usinas Virtuais de  
Energia Solar e Armazenamento de Energia em  
Baterias no contexto da Lei 14.300/2022  
Desenhado a Partir de Um Modelo Estocástico  
de Programação Linear Inteira Mista**

**Dissertação de Mestrado**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica, do Departamento de Engenharia Elétrica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Delberis Araujo Lima

Rio de Janeiro  
março de 2024



**Karina Mosqueira Valente**

**Avaliação Econômica de Usinas Virtuais de  
Energia Solar e Armazenamento de Energia em  
Baterias no contexto da Lei 14.300/2022  
Desenhado a Partir de Um Modelo Estocástico  
de Programação Linear Inteira Mista**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo:

**Prof. Delberis Araujo Lima**

Orientador

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

**Prof. Bruno Henriques Dias**

UFJF

**Prof. Rodrigo Flora Calili**

Departamento de Metrologia – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 06 de março de 2024

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial do trabalho, é proibida sem a autorização da universidade, do autor e do orientador.

### **Karina Mosqueira Valente**

Graduou-se em Bacharel em Engenharia Elétrica com ênfase em Sistemas de Energia Elétrica na PUC-RIO (Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro) em 2021. Sua área de pesquisa envolve viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos e de armazenamento em baterias.

#### Ficha Catalográfica

Valente, Karina Mosqueira

Avaliação Econômica de Usinas Virtuais de Energia Solar e Armazenamento de Energia em Baterias no contexto da Lei 14.300/2022 Desenhado a Partir de Um Modelo Estocástico de Programação Linear Inteira Mista / Karina Mosqueira Valente; orientador: Delberis Araujo Lima. – 2024.

135 f: il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) - Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Elétrica, 2024.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Elétrica – Teses. 2. Engenharia de Sistemas de Energia Elétrica – Teses. 3. Programação Linear. 4. Geração Distribuída. 5. Sistema de Compensação de Energia Elétrica. 6. Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria. 7. Usina Virtual. I. Lima, Delberis Araujo. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Elétrica. III. Título.

CDD: 621.3

A minha família e a todos que amo.

## **Agradecimentos**

Gostaria de agradecer ao meu orientador pela paciência e resiliência em sempre me ensinar e me auxiliar.

Aos meus familiares e amigos por sempre me apoiarem. Em especial, aos meus pais, Arlindo Manoel P. Valente e Sonia Maria Mosqueira Valente, a minha irmã, Mariana Mosqueira Valente, ao meu esposo, Henrique Pinheiro Saraiva, e aos meus amigos de trabalho, Arthur Massari Filho e Rafael Saadi Dantas Teixeira.

Agradeço também as agências CNPq, FAPERJ pelo apoio ao desenvolvimento e pesquisa . Agradeço especialmente a CAPES e a Empresa Energisa que subsidiaram os meus estudos e, conseqüentemente, esse trabalho.

Gostaria de agradecer à todos os professores que tive durante a minha trajetória acadêmica. Sem eles não teria o conhecimento e a capacidade que possuo hoje.

Agradeço também aos funcionários do departamento de Engenharia Elétrica da PUC-RIO, especialmente aos técnicos dos laboratórios.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

## Resumo

Valente, Karina Mosqueira; Lima, Delberis Araujo. **Avaliação Econômica de Usinas Virtuais de Energia Solar e Armazenamento de Energia em Baterias no contexto da Lei 14.300/2022 Desenhado a Partir de Um Modelo Estocástico de Programação Linear Inteira Mista**. Rio de Janeiro, 2024. 135p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

A perspectiva de queda nos preços dos sistemas fotovoltaicos e sistemas de armazenamento de energia elétrica em baterias trouxe a possibilidade de maior viabilidade econômica de projetos envolvendo recursos energéticos distribuídos. No Brasil, a Resolução Normativa 482/2012 regulamentou a micro e mini geração distribuída, estimulando, portanto, a integração desses recursos nas redes de distribuição. Com a promulgação da Lei brasileira 14.300/2022, os projetos de micro e mini geração distribuída foram impactados, uma vez que o sistema de compensação de energia elétrica passou a ser parcial, o que demanda agregar valor aos modelos de negócios baseados em geração distribuída.

Este trabalho propõe um modelo de Programação Linear Inteira Mista estocástico com o objetivo de avaliar a viabilidade econômica de usinas virtuais compostas por diferentes configurações de recursos energéticos distribuídos, envolvendo baterias e painéis fotovoltaicos. Para atingir esse propósito, o modelo busca dimensionar o contrato de energia anual ótimo, fornecendo também a operação diária das baterias. Além de levar em consideração os aspectos da Lei 14.300/2022, o modelo incorpora a prática de arbitragem tarifária. Colaborando, assim, com estudos que analisam os impactos regulatórios sobre empreendimentos envolvendo baterias e painéis fotovoltaicos no contexto brasileiro.

Com o intuito de abordar o tema de maneira ampla, o modelo proposto foi implementado para recursos energéticos distribuídos organizados como usina virtual, contendo: (i) um sistema fotovoltaico; (ii) um sistema de armazenamento de energia em baterias; (iii) um sistema híbrido (composto por um sistema fotovoltaico e um sistema de armazenamento de energia em baterias); e (iv) o estudo de caso da distribuidora de energia elétrica brasileira Energisa Tocantins. Em todas as aplicações, analisou-se a viabilidade econômica da usina virtual para as tarifas da Energisa Tocantins e outras 34 distribuidoras brasileiras, representando pelo menos uma distribuidora por estado brasileiro. Além disso, foram feitas comparações em relação à data de início de operação da usina virtual, evidenciando o impacto da Lei 14.300/2022 na viabilidade econômica das usinas virtuais analisadas, mostrando, assim, o impacto

da referida lei nos projetos de geração distribuída no Brasil. No estudo de caso da distribuidora de energia elétrica brasileira Energisa Tocantins, foi realizada uma análise adicional contemplando aspectos da rede de distribuição da própria Energisa Tocantins, onde os recursos energéticos distribuídos estão alocados. Nessa análise adicional, foram avaliadas as perdas elétricas e seus custos, bem como o perfil de tensão para dois casos de operação das baterias e para o caso base, que seria o caso sem recursos energéticos distribuídos na rede de distribuição Energisa Tocantins.

Os resultados evidenciaram que a implementação da Lei 14.300/2022 reduziu a atratividade de projetos envolvendo geração distribuída. No entanto, em sua maioria, considerando os parâmetros adotados deste estudo, esses projetos ainda se mostram viáveis economicamente. Levando em consideração as perdas elétricas e o perfil de tensão, a integração de recursos energéticos distribuídos na rede de distribuição pode trazer benefícios elétricos e redução de custos, dependendo da operação dos recursos energéticos distribuídos, demonstrando sua capacidade de fornecer serviços ancilares ao sistema elétrico. Além disso, os sistemas fotovoltaicos ainda apresentam maior competitividade se comparados com os sistemas híbridos ou os sistemas de armazenamento de energia em baterias, proporcionando retornos financeiros mais atrativos. Por fim, as diferentes amplitudes tarifárias influenciam diretamente na viabilidade de projetos de geração distribuída envolvendo sistemas de armazenamento de energia, já que quanto maior a amplitude tarifária, maior será a arbitragem tarifária que tais sistemas podem proporcionar.

## **Palavras-chave**

Programação Linear; Geração Distribuída; Sistema de Compensação de Energia Elétrica; Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria; Usina Virtual.

## Abstract

Valente, Karina Mosqueira; Lima, Delberis Araujo (Advisor). **Economic Evaluation of Virtual Power Plants Combining Photovoltaic Systems and Battery Energy Storage Systems under Law 14.300/2022 scenario using a Stochastic Mixed-Integer Linear Programming Model.** Rio de Janeiro, 2024. 135p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

The prospect of declining prices in photovoltaic systems and battery energy storage systems has brought about the possibility of greater economic viability for projects involving distributed energy resources. In Brazil, Regulatory Resolution 482/2012 regulated micro and mini distributed generation, thereby encouraging the integration of these resources into distribution networks. With the enactment of Brazilian Law 14.300/2022, projects involving micro and mini distributed generation were impacted, as the net metering system for electricity became partial, demanding the addition of value to distributed generation-based business models.

This work proposes a stochastic Mixed Integer Linear Programming model aimed at evaluating the economic feasibility of virtual power plants composed of different configurations of distributed energy resources, involving batteries and photovoltaic panels. To achieve this purpose, the model seeks to size the optimal annual energy contract, also providing the daily operation of the batteries. In addition to considering the aspects of Law 14.300/2022, the model incorporates tariff arbitrage practice, thus contributing to studies analyzing regulatory impacts on ventures involving batteries and photovoltaic panels in the Brazilian context.

In order to comprehensively address the topic, the proposed model was implemented for distributed energy resources organized as virtual power plant, containing: (i) a photovoltaic system; (ii) a battery energy storage system; (iii) a hybrid system (composed of a photovoltaic system and a battery energy storage system); and (iv) the case study of the Brazilian electric utility Energisa Tocantins. In all applications, the economic viability of the virtual power plant was analyzed for the tariffs of Energisa Tocantins and 34 other Brazilian distributors, representing at least one distributor per Brazilian state. Additionally, comparisons were made regarding the start date of operation of the virtual power plant, highlighting the impact of Law 14.300/2022 on the economic viability of the analyzed virtual power plants, thus demonstrating the impact of said law on distributed generation projects in Brazil. In the case study of the Brazilian electric utility Energisa Tocantins, an additional analysis



was conducted considering aspects of Energisa Tocantins' distribution network, where distributed energy resources are allocated. In this additional analysis, electrical losses and their costs, as well as voltage profiles for two battery operation scenarios and the base case (i.e., the case without distributed energy resources in the Energisa Tocantins distribution network) were evaluated.

The results showed that the implementation of Law 14.300/2022 reduced the attractiveness of projects involving distributed generation. However, for the most part, considering the parameters adopted in this study, these projects still demonstrate economic viability. Taking into account electrical losses and voltage profiles, the integration of distributed energy resources into the distribution network can bring electrical benefits and cost reductions, depending on the operation of the distributed energy resources, demonstrating their ability to provide ancillary services to the electrical system. Furthermore, photovoltaic systems still exhibit greater competitiveness when compared to hybrid systems or battery energy storage systems, providing more attractive financial returns. Finally, different tariff amplitudes directly influence the viability of distributed generation projects involving energy storage systems, as the greater the tariff amplitude, the greater the tariff arbitrage that such systems can provide.

## **Keywords**

Linear Programming; Distributed Generation; Net metering; Battery Energy Storage System; Virtual Power Plant.

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>23</b>
1.1	Contexto e motivação	23
1.2	Objetivo	24
1.3	Publicações	24
1.4	Estrutura da dissertação	25
<b>2</b>	<b>Revisão da literatura</b>	<b>26</b>
2.1	Características dos Recursos Energéticos Distribuídos e da Geração Distribuída	26
2.2	Ambientes de Contratação no Brasil	29
2.2.1	Composição tarifária	30
2.2.2	Modalidades tarifárias	32
2.3	Regulamentação Brasileira para Geração Distribuída	35
2.4	Diferentes modelos de negócios	42
2.5	Revisão bibliográfica	47
<b>3</b>	<b>Modelo proposto</b>	<b>54</b>
3.1	Metodologia	54
3.2	Modelo de negócios	55
3.2.1	Ponto de vista dos consumidores	57
3.2.2	Ponto de vista do agregador	59
3.2.3	Ponto de vista da distribuidora	61
3.3	Modelo de otimização	61
3.4	Critérios de avaliação	65
3.4.1	VPL	65
3.4.2	Payback	66
3.4.3	TMA	66
3.4.4	TIR	66
3.4.5	CAUE	67
<b>4</b>	<b>Dados e parâmetros utilizados no modelo</b>	<b>68</b>
<b>5</b>	<b>Aplicação do modelo para uma UFV</b>	<b>73</b>
5.1	Resultados do modelo para uma UFV considerando tarifas e localização da distribuidora ETO	74
5.2	Resultados do modelo para uma UFV considerando tarifas e localização de diferentes distribuidoras brasileiras	79
<b>6</b>	<b>Aplicação do modelo para um ESS</b>	<b>83</b>
6.1	Resultados do modelo para um ESS considerando tarifas e localização da distribuidora ETO	84
6.2	Resultados do modelo para um ESS considerando tarifas e localização de diferentes distribuidoras brasileiras	89
<b>7</b>	<b>Aplicação do modelo para um sistema híbrido</b>	<b>93</b>

7.1	Resultados do modelo para um sistema híbrido considerando tarifas e localização da distribuidora ETO	94
7.2	Resultados do modelo para um sistema híbrido considerando tarifas e localização de diferentes distribuidoras brasileiras	100
<b>8</b>	<b>Aplicação do modelo para a VPP do Estudo de Caso ETO</b>	<b>104</b>
8.1	Resultados do modelo para a VPP do Estudo de Caso ETO considerando tarifas e localização da distribuidora ETO	105
8.2	Resultados do modelo para a VPP do Estudo de Caso ETO considerando tarifas e localização de diferentes distribuidoras brasileiras	111
8.3	Incorporando elementos de rede elétrica ao Estudo de Caso ETO	114
<b>9</b>	<b>Conclusão e Perspectivas</b>	<b>122</b>
<b>A</b>	<b>Anexo</b>	<b>134</b>
A.1	Tabela das tarifas das 35 distribuidoras do Brasil	134

## Lista de figuras

Figura 2.1	Tecnologias e fontes energéticas de GD [1].	27
Figura 2.2	Peso médio das componentes tarifárias no Brasil [2].	31
Figura 2.3	Varibilidade do peso da TUSD Fio B na tarifa de energia sem impostos em algumas distribuidoras brasileiras, segundo estudo realizado pela Greener [2].	32
Figura 2.4	Postos tarifários da tarifa Branca, de acordo com ANEEL [3].	33
Figura 3.1	Modelo de negócios proposto.	56
Figura 4.1	Curvas de geração típicas para todos os dias do ano com uma discretização horária de um painel FV de 545 Wp em Palmas-TO (Brasil).	68
Figura 4.2	Esquema do Modelo de Otimização, evidenciando interdependência do desconto do Fio B com a otimização do contrato de energia anual.	71
Figura 5.1	Diagrama Unifilar de uma UFV.	73
Figura 5.2	Custo de Investimento para uma UFV.	74
Figura 5.3	Balanco energético anual médio no posto tarifário de fora ponta para uma UFV.	75
Figura 5.4	Balanco energético anual médio no posto tarifário intermediário para uma UFV.	76
Figura 5.5	Fluxo de caixa para uma UFV.	77
Figura 5.6	VPL, TIR e Payback para uma UFV.	78
Figura 5.7	VPL e Payback das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para uma UFV.	80
Figura 5.8	TIR das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para uma UFV.	81
Figura 5.9	Mapa de Calor da TIR para uma UFV.	82
Figura 6.1	Diagrama Unifilar de um ESS.	83
Figura 6.2	Custo de Investimento para um ESS.	84
Figura 6.3	Balanco energético anual médio no posto tarifário de ponta para um ESS.	85
Figura 6.4	Fluxo de caixa para um ESS.	87
Figura 6.5	VPL, TIR e Payback para um ESS.	88
Figura 6.6	VPL e Payback das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para um ESS.	90
Figura 6.7	TIR das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para um ESS.	91
Figura 6.8	Mapa de Calor da TIR para um ESS.	92
Figura 7.1	Diagrama Unifilar de um HIB.	93
Figura 7.2	Custo de Investimento para um HIB.	94

Figura 7.3	Balanco energético anual médio no posto tarifário de fora ponta para um HIB.	95
Figura 7.4	Balanco energético anual médio no posto tarifário de fora ponta para um HIB.	96
Figura 7.5	Balanco energético anual médio no posto tarifário inter- mediário para um HIB.	97
Figura 7.6	Fluxo de caixa para um HIB.	98
Figura 7.7	VPL, TIR e Payback para um HIB.	99
Figura 7.8	VPL e Payback das 35 distribuidoras brasileiras analisa- das para um HIB.	101
Figura 7.9	TIR das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para um HIB.	102
Figura 7.10	Mapa de Calor da TIR para um HIB.	103
Figura 8.1	Custo de Investimento para a VPP do estudo de caso ETO.	105
Figura 8.2	Balanco energético anual médio no posto tarifário de fora ponta para a VPP do estudo de caso ETO.	106
Figura 8.3	Balanco energético anual médio no posto tarifário de fora ponta para a VPP do estudo de caso ETO.	107
Figura 8.4	Balanco energético anual médio no posto tarifário inter- mediário para a VPP do estudo de caso ETO.	108
Figura 8.5	Fluxo de caixa para a VPP do estudo de caso ETO.	109
Figura 8.6	VPL, TIR e Payback para a VPP do estudo de caso ETO.	110
Figura 8.7	VPL e Payback das 35 distribuidoras brasileiras analisa- das para a VPP do estudo de caso ETO.	112
Figura 8.8	TIR das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para a VPP do estudo de caso ETO.	113
Figura 8.9	Mapa de Calor da TIR para a VPP do estudo de caso ETO.	114
Figura 8.10	Mapa de calor dos fatores de sensibilidade do sistema de distribuição com sete REDs na rede e três REDs fora da rede da distribuidora de energia elétrica Energisa Tocantins.	115
Figura 8.11	Diagrama unifilar para o sistema ETO-2023 com a localização dos REDs e da subestação.	116
Figura 8.12	Planejamento ótimo da carga/descarga das baterias para os sistemas híbridos nos casos 1 e 2.	117
Figura 8.13	Planejamento ótimo da carga/descarga das baterias para os sistemas ESS no caso 1.	118
Figura 8.14	Planejamento ótimo da carga/descarga das baterias para os sistemas ESS no caso 2.	118
Figura 8.15	Perfil de tensão do caso 1 (esquerda) e caso 2 (direita).	120
Figura 8.16	Perfil de tensão do caso base.	121

## Lista de tabelas

Tabela 2.1	Resumo dos tópicos abordados na revisão bibliográfica - parte 1.	47
Tabela 2.2	Resumo dos tópicos abordados na revisão bibliográfica - parte 2.	47
Tabela 4.1	Especificações dos painéis FVs.	69
Tabela 4.2	Especificações das baterias.	69
Tabela 4.3	Especificações dos Inversores.	69
Tabela 4.4	Vida Útil e Custo Unitário das baterias, painéis FVs e inversores.	70
Tabela 4.5	Tarifas de Energia Elétrica da Energisa-TO, maio de 2023.	72
Tabela 5.1	Média dos contratos energéticos anuais ótimos por posto tarifário para uma UFV.	75
Tabela 5.2	Receita anual com a máxima TUSD Fio B e Custo de investimento anualizado previsto para uma UFV.	76
Tabela 5.3	Comparação antes e depois Lei 14.300/2022 para uma UFV.	78
Tabela 6.1	Média dos contratos energéticos anuais ótimos por posto tarifário para um ESS.	85
Tabela 6.2	Receita anual com a máxima TUSD Fio B e Custo de investimento anualizado previsto para um ESS.	86
Tabela 6.3	Comparação antes e depois Lei 14.300/2022 para um ESS.	88
Tabela 7.1	Média dos contratos energéticos anuais ótimos por posto tarifário para um HIB.	95
Tabela 7.2	Receita anual com a máxima TUSD Fio B e Custo de investimento anualizado previsto para um HIB.	98
Tabela 7.3	Comparação antes e depois Lei 14.300/2022 para um HIB.	99
Tabela 8.1	Média dos contratos energéticos anuais ótimos por posto tarifário para os REDs do estudo de caso ETO.	106
Tabela 8.2	Receita anual com a máxima TUSD Fio B e Custo de investimento anualizado previsto para o estudo de caso ETO.	109
Tabela 8.3	Comparação antes e depois Lei 14.300/2022 para os REDs do estudo de caso ETO.	110
Tabela 8.4	Informações sobre os REDs.	116
Tabela 8.5	Receita anual com a máxima TUSD Fio B e Custo anual das perdas de energia elétrica associados ao modelo de negócios proposto para a VPP do estudo de caso ETO considerando os Casos 1 e 2.	119
Tabela A.1	Tarifas de energia das 35 distribuidoras brasileiras.	134

## Lista de Abreviaturas

### Caracteres Romanos Maiúsculos

$A$	Matriz de constantes
$B$	Conjunto de barras do sistema
$C^{Anual}$	Custo anual (R\$)
$C^{bat}$	Custo por unidade de bateria (R\$)
$C^{inv}$	Custo por unidade de inversor (R\$)
$C^{pv}$	Custo por unidade de painel fotovoltaico (R\$)
$C_t^{perdas}$	Custo mensal das perdas no sistema de distribuição (R\$)
$C_t^{perdas,UC}$	Custo mensal das perdas no sistema de distribuição associado ao consumidor UC (R\$)
$C_t^{UC}$	Custo mensal do consumidor UC participando do modelo de geração compartilhada (R\$)
$CE^p$	Custo de energia consumida na ponta (R\$)
$CE^{fp}$	Custo de energia consumida na fora ponta (R\$)
$CE^{int}$	Custo de energia consumida no intermediário (R\$)
$CI_t$	Custo mensal do investimento (R\$)
$CI_t^{UC}$	Custo mensal do investimento associado ao consumidor UC (R\$)
$CI^{projeto}$	Custo de investimento do projeto em $n = 0$ (R\$)
$CI^{ESS}$	Custo de investimento de um ESS (R\$)
$CI^{ETO}$	Custo de investimento do estudo de caso ETO (R\$)
$CI^{HIB}$	Custo de investimento de um sistema híbrido (R\$)
$CI^{UFV}$	Custo de investimento de uma usina fotovoltaica (R\$)
$D$	Conjunto de dias definido para um ano ( $D = [1:365]$ )
$D^C$	Demanda contratada (kW)
$D_t^*$	Demanda máxima registrada no mês (kW)
$DOD$	Profundidade de descarga das baterias (%)

$E_t^{(V),p}$	Consumo de energia mensal na modalidade tarifária verde A4 na ponta (kWh)
$E_t^{(V),fp}$	Consumo de energia mensal na modalidade tarifária verde A4 na fora ponta (kWh)
$E_t^{(B),p}$	Consumo de energia mensal na modalidade tarifária branca B3 na ponta (kWh)
$E_t^{(B),fp}$	Consumo de energia mensal na modalidade tarifária branca B3 na fora ponta (kWh)
$E_t^{(B),int}$	Consumo de energia mensal na modalidade tarifária branca B3 no intermediário (kWh)
$E_t^{(C)}$	Consumo de energia mensal na modalidade tarifária convencional (kWh)
$E_{b,d,h}^{G,p}$	Crédito Energético na ponta na barra b, para o dia/cenário d e hora h (kWh)
$E_{b,d,h}^{G,fp}$	Crédito Energético na fora ponta na barra b, para o dia/cenário d e hora h (kWh)
$E_{b,d,h}^{G,int}$	Crédito Energético no intermediário na barra b, para o dia/cenário d e hora h (kWh)
$E_{b,d,h}^{D,fp}$	Débito Energético na fora ponta na barra b, para o dia/cenário d e hora h (kWh)
$E_{b,d,h}^{D,int}$	Débito Energético no intermediário na barra b, para o dia/cenário d e hora h (kWh)
$E_{d,h}^{C(V),p}$	Contrato de Energia na tarifa verde A4 na ponta (kWh)
$E_{d,h}^{C(B),p}$	Contrato de Energia na tarifa branca na ponta (kWh)
$E_{d,h}^{C(B),fp}$	Contrato de Energia na tarifa branca na fora ponta (kWh)
$E_{d,h}^{C(B),int}$	Contrato de Energia na tarifa branca no intermediário (kWh)
$E_{d,h}^{C(C),fp}$	Contrato de Energia na tarifa convencional na fora ponta (kWh)
$FC_n$	Fluxo de Caixa no tempo n (R\$)
$F_t^{(V)}$	Fatura mensal do consumidor na modalidade tarifária verde (R\$)
$F_t^{(B)}$	Fatura mensal do consumidor na modalidade tarifária branca (R\$)
$F_t^{(C)}$	Fatura mensal do consumidor na modalidade tarifária convencional (R\$)
$F_t^{UC}$	Fatura mensal do consumidor UC sem participar do modelo de geração compartilhada(R\$)
$F_t'^{UC}$	Fatura mensal do consumidor UC participando do modelo de geração compartilhada(R\$)
$G$	Matriz de constantes
$G_{b,d,h}^p$	Geração de Energia Fotovoltaica na barra b, para dia/cenário d e hora h (kWh)
$G_t^{UC}$	Total de créditos energéticos mensal referente ao consumidor UC (kWh)
$H$	Conjunto de horas definidas para um dia ( $H = [1:24]$ )
$H^p$	Conjunto de horas na ponta ( $H^p=[19,20,21]$ )
$H^{fp}$	Conjunto de horas na fora ponta ( $H^{fp}=[1,2 \dots, 17,23,24]$ )
$H^{int}$	Conjunto de horas no intermediário ( $H^{int}=[18,22]$ )



$I$	Investimento em $n = 0$ , ou seja, valor presente do investimento (R\$)
$L_t^{agreg}$	Lucro mensal do agregador (R\$)
$L_t^{cons}$	Lucro mensal dos consumidores (R\$)
$L_t^{UC}$	Lucro mensal do consumidor UC (R\$)
$L_t^{agreg,UC}$	Lucro mensal do agregador associado ao consumidor UC (R\$)
$M$	Parâmetro auxiliar de alto valor
$N$	Horizonte de tempo
$P^{bat}$	Potência da bateria (kW)
$\mathbb{R}_+^p$	Conjunto dos números reais positivos de dimensão $p$
$R_n$	Receita da VPP no tempo $n$ (R\$)
$R_t$	Receita da VPP (R\$)
$R_t^{UC}$	Receita da VPP associada ao consumidor UC (R\$)
$TD$	Tarifa de demanda (R\$/kW)
$TE^{(V),p}$	Tarifa de energia verde A4 na ponta (R\$/kWh)
$TE^{(B),p}$	Tarifa de energia branca B3 na ponta (R\$/kWh)
$TE^{(B),fp}$	Tarifa de energia branca B3 na fora ponta (R\$/kWh)
$TE^{(B),int}$	Tarifa de energia branca B3 no intermediário (R\$/kWh)
$TE^{(C)}$	Tarifa de energia convencional B3 (R\$/kWh)
$TE^{UC}$	Tarifa de energia aplicada ao consumidor UC (R\$/kWh)
$TIR$	Taxa interna de retorno (%)
$TU$	Tarifa de ultrapassagem de demanda (R\$/kWh)
$VPL$	Valor Presente Líquido (R\$)
$VPL^{projeto}$	Valor Presente Líquido do projeto (R\$)
$\mathbb{Z}_+^q$	Conjunto dos números inteiros positivos de dimensão $q$

### Caracteres Romanos Minúsculos

$b$	Vetor de constantes
$c^T$	Vetor transposto de constantes
$d^{FIO}$	Taxa de desconto TUSD Fio B (%)

$ef$	Eficiência da bateria (%)
$h^T$	Vetor transposto de constantes
$i_c\%$	Margem do cliente (%)
$k$	Taxa de desconto (%)
$n$	Discretização do tempo dentro do horizonte de tempo
$n_b^{pv}$	Número de painéis fotovoltaicos na barra b
$n_b^{inv}$	Número de inversores na barra b
$n_b^{bat}$	Número de baterias na barra b
$p\%$	Percentual definido pela Lei 14.300/2022 (%)
$u$	Porcentagem máxima de ultrapassagem de manda permitida (%)
$x$	Vetor de variáveis de decisão
$x\%$	Percentual da receita mensal da VPP que representa o lucro mensal do projeto (%)
$x_{h,b}$	Vetor que indica o percentual de carga da bateria na barra b e hora h (%)
$y$	Vetor de variáveis de decisão
$y_{h,b}$	Vetor que indica o percentual de descarga da bateria na barra b e hora h (%)

### Sobrescritos

$agreg$	Agregador
$Anual$	Anual
$bat$	Bateria
$C$	Contrato
$cons$	Consumidores
$D$	Débito
$ESS$	<i>Energy Storage System</i>
$ETO$	Energisa Tocantins
$FIO$	Fio B da TUSD
$fp$	Fora ponta
$G$	Crédito
$HIB$	Sistema híbrido

<i>int</i>	Intermediário
<i>inv</i>	Inversor
<i>p</i>	Ponta
<i>perdas</i>	Perdas
<i>projeto</i>	Projeto
<i>pv</i>	Painel fotovoltaico
<i>T</i>	Transposto
<i>UC</i>	Unidade consumidora
<i>UFV</i>	Usina Fotovoltaica
( <i>B</i> )	Tarifa branca B3
( <i>C</i> )	Tarifa convencional B3
( <i>V</i> )	Tarifa verde A4
*	Valor máximo
'	Participando do modelo de geração compartilhada
%	Percentual
+	positivo

### Subscritos

<i>b</i>	Barra b
<i>c</i>	Cliente
<i>d</i>	Dia d
<i>h</i>	Hora h
<i>n</i>	Tempo n
<i>p</i>	dimensão tamanho p
<i>q</i>	dimensão tamanho q
<i>t</i>	Mês t

### Caracteres Gregos Maiúsculos

$\Delta D_{b,d,h}$	Variável auxiliar para o débito energético na barra b, para o dia/cenário d e hora h (kWh)
--------------------	--

$\Delta G_{b,d,h}$  Variável auxiliar para o crédito energético na barra b, para o dia/cenário d e hora h (kWh)

## Caracteres Gregos Minúsculos

$\alpha$  Percentual do Contrato de energia para diferentes tarifas na ponta (%)

$\beta$  Percentual do Contrato de energia para diferentes tarifas na fora ponta (%)

## Abreviaturas, Siglas e Símbolos

*AutoDR* *Automated Demand Response*

*ANEEL* Agência Nacional de Energia Elétrica

*BDGD* Base de Dados Geográfica da Distribuidora

*CAUE* Custo Anual Uniforme Equivalente

*CCC* Conta de Consumo de Combustíveis

*CCEE* Câmara de Comercialização de Energia Elétrica

*C/I/M* Comerciais/Institucionais/Municipais

*COFINS* Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

*CTEMS* *Central Transactive Energy Management System*

*DERCAM* *Distributed Energy Resources Customer Adoption Model*

*DIT* Demais Instalações de Transmissão

*DOD* *Depth Of Discharge*

*EE* Eficiência Energética

*EMUC* Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras

*EMS* *Energy Management Systems*

*EPC* *Engineering, Procurement, and Construction*

*EPE* Empresa de Pesquisa Energética

*ESS* *Energy Storage System*

*ETO* Energisa Tocantins

*FC* Fluxo de Caixa

*FIT* *Feed-In Tariff*

*FV* Fotovoltaico

<i>GD</i>	Geração Distribuída
<i>GLD</i>	Gerenciamento pelo Lado da Demanda
<i>HEMS</i>	<i>Home Energy Management System</i>
<i>HEMS-OE</i>	<i>Home Energy Management System with Operating Envelopes</i>
<i>HIB</i>	Híbrido
<i>ICMS</i>	Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços
<i>MISLP</i>	<i>Mixed-Integer Stochastic Linear Programming</i>
<i>MMGD</i>	Micro e Mini Geração Distribuída
<i>MUSD</i>	Montante de Uso do Sistema de Distribuição
<i>ONS</i>	Operador Nacional do Sistema Elétrico
<i>OPF</i>	<i>Optimal Power Flow</i>
<i>OPX</i>	<i>Operational Expenditure</i>
<i>PDE</i>	Plano Decenal de Expansão de Energia
<i>P&amp;D</i>	Pesquisa e Desenvolvimento
<i>PIS</i>	Programa de Integração Social
<i>PLIM</i>	Programação Linear Inteira Mista
<i>PNE</i>	Plano Nacional de Energia
<i>PPA</i>	<i>Power Purchase Agreements</i>
<i>PSO</i>	<i>Particle Swarm Optimization</i>
<i>PSPCL</i>	<i>Punjab State Power Corporation Limited</i>
<i>PV</i>	<i>Photovoltaic</i>
<i>P2P</i>	<i>Peer-to-Peer</i>
<i>QEE</i>	Qualidade da Energia Elétrica
<i>RED</i>	Recurso Energético Distribuído
<i>REH</i>	Resolução Homologatória
<i>REN</i>	Resolução Normativa
<i>SAE</i>	Sistema de Armazenamento de Energia
<i>SCEE</i>	Sistema de Compensação de Energia Elétrica
<i>SIN</i>	Sistema Interligado Nacional

<i>TE</i>	Tarifa de Energia
<i>TFSEE</i>	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
<i>THS</i>	Tarifas Horo-Sazonais
<i>TIC</i>	<i>Investment Tax Credit</i>
<i>TIR</i>	Taxa Interna de Retorno
<i>TMA</i>	Taxa Mínima de Atratividade
<i>TUSD</i>	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
<i>TUSDd</i>	TUSD demanda contratada
<i>TUSDg</i>	TUSD geração
<i>UC</i>	Unidade Consumidora
<i>UFV</i>	Usina Fotovoltaica
<i>VPL</i>	Valor Presente Líquido
<i>VPP</i>	<i>Virtual Power Plant</i>

# 1

## Introdução

### 1.1

#### Contexto e motivação

No panorama atual do setor energético mundial, emergem quatro demandas prementes, frequentemente referidas como os 4 Ds: descarbonização, descentralização, digitalização e desregulamentação [4]. Estas demandas evidenciam a urgência da transição para fontes energéticas mais limpas, da Geração Distribuída (GD), da incorporação de tecnologias digitais e da flexibilização do ambiente regulatório. A integração de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) à rede elétrica está intrinsecamente ligada a estas demandas. Os REDs, como sistemas fotovoltaicos (FVs) e sistemas de armazenamento de energia (SAE) (do inglês, Energy Storage System (ESS)), contribuem para a descarbonização ao reduzir a dependência de combustíveis fósseis. Facilitam, também, a descentralização ao permitir a geração de energia próxima aos locais de consumo, minimizando as perdas durante a transmissão e reforçando a resiliência da rede. Adicionalmente, a digitalização dos REDs viabiliza um monitoramento, gerenciamento e otimização mais eficazes dos REDs. Por fim, ao facultar a produção de energia pelos indivíduos e comunidades, os REDs fomentam a democratização do setor energético, propiciando um cenário mais inclusivo e sustentável.

O mercado global de REDs, especialmente a GD, registrou um notável crescimento nos últimos anos. Em 2020, o valor atingiu US\$ 246,4 bilhões, com previsão de alcançar US\$ 919,6 bilhões até 2030, apresentando uma taxa de crescimento anual de 14,2% durante este período, segundo [5]. No Brasil, a inserção de REDs na rede elétrica tem superado as projeções estabelecidas pelo Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) de 2029 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [6]. O PDE 2029 previa uma capacidade instalada de GD de 11,4 GW até 2029, contudo, a capacidade instalada atual de sistemas FVs distribuídos já ultrapassa os 21 GW, conforme mencionado em [7].

O mercado de ESS também está em ascensão, com um investimento global de US\$ 210,92 bilhões em 2021 e expectativa de crescimento para US\$ 435,32 bilhões até 2030, segundo [8]. No Brasil, espera-se um crescimento de

84% até 2030 nesse setor, com um investimento previsto de R\$ 20 bilhões via ESS em baterias, de acordo com [9].

Alinhada às demandas energéticas e ao crescimento do mercado de REDs, a usina virtual emergiu como um mecanismo para integrar múltiplos REDs, aproveitando a vantagem da não necessidade de interconexão física entre eles, facilitando a descentralização [10]. Técnicas como programação linear e o tratamento de elementos estocásticos simplificam o gerenciamento dessa usina virtual (do inglês, Virtual Power Plant (VPP)), permitindo soluções inteligentes e retornos financeiros mais atrativos, impulsionando ainda mais o mercado de REDs [11].

Neste contexto, a promulgação de leis e resoluções normativas desempenha um papel crucial na direção dessa nova forma de geração e consumo de energia. No Brasil, a Resolução Normativa (REN) nº 482 de 17 de abril de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [12] estabeleceu diretrizes para a Micro e Mini Geração Distribuída (MMGD), enquanto a recente implementação da Lei nº 14.300 de 6 de janeiro de 2022 [13] trouxe mudanças significativas, especialmente nas regras de compensação de energia elétrica. Essa legislação terá um impacto substancial na viabilidade econômica de projetos envolvendo REDs, estimulando discussões importantes sobre o tema em evolução.

## 1.2 Objetivo

Esta dissertação propõe a elaboração de um modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) estocástico com o propósito de avaliar a viabilidade econômica de VPPs compostas por diferentes configurações de REDs, incluindo ESS em baterias e sistemas FVs. Para isso, o modelo busca determinar o contrato de energia anual ótimo e fornece uma estratégia da operação diária dos ESS em baterias. Além de considerar os aspectos da Lei 14.300/2022, o modelo incorpora a prática de arbitragem tarifária. Essa abordagem colabora com estudos que analisam os efeitos regulatórios sobre empreendimentos que envolvem ESS em baterias e sistemas FVs no cenário brasileiro.

## 1.3 Publicações

[14] **Avaliação abrangente de novos modelos de negócios com Recursos Energéticos Distribuídos no Brasil após a Lei 14.300/2022.** Seminário Nacional de Distribuição de Energia Elétrica (SENDI) 2023.



[11] **Toward a New Transactive Energy System with Distributed Energy Resources in Brazil: A Real Case Application.** IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) 2023.

## 1.4

### Estrutura da dissertação

Esta dissertação é composta por 9 capítulos. O Capítulo 1 contém o contexto e motivação deste trabalho, assim como objetivo e publicações. O Capítulo 2 descreve as características dos REDs, os ambientes de contratação no Brasil, com ênfase na composição e nas modalidades tarifárias, as normas atuais que regem a incorporação de GD à rede de distribuição de energia elétrica no Brasil, os diversos modelos de negócios envolvendo REDs, e a revisão bibliográfica. Estes tópicos desempenham um papel crucial na compreensão do modelo proposto e dos resultados futuros, além de situar o presente trabalho na literatura atual.

No Capítulo 3, é apresentado a metodologia, o modelo de negócios, o modelo de otimização e os critérios de avaliação utilizados neste trabalho. Dentro de modelo de negócios, também é descrito o ponto de vista do consumidor, do agregador e da distribuidora de energia elétrica, que são os participantes do modelo de negócios proposto. Os dados e parâmetros utilizados no modelo de otimização estão descritos no Capítulo 4.

Os Capítulos 5, 6, 7 e 8 apresentam os resultados da aplicação do modelo proposto para um sistema FV, um ESS, um sistema híbrido e para a VPP do estudo de caso da Energisa Tocantins (ETO), respectivamente. Nesses Capítulos essas VPPs são testadas tanto para as tarifas e localização da distribuidora de energia elétrica ETO, quanto para outras diferentes distribuidoras brasileiras. Além disso, dentro do Capítulo 8, ocorre a incorporação de aspectos da rede energia elétrica ETO ao problema, apresentando perdas elétricas e perfil de tensão da rede ETO para dois casos de operação dos ESS em baterias e para o caso base, sem a integração dos REDs à rede de distribuição.

Finalmente, o Capítulo 9 abrange as considerações gerais, a conclusão deste estudo e sugestões de possíveis projetos futuros que podem expandir esta pesquisa.

## 2

### Revisão da literatura

Neste Capítulo, são delineadas as características dos REDs e, consequentemente, da GD, os ambientes de contratação no Brasil, com ênfase na composição e nas modalidades tarifárias, as normas atuais que regem a incorporação de GD à rede de distribuição de energia elétrica no Brasil, além de explorar diversos modelos de negócios emergentes neste setor em crescimento. Por fim, a revisão bibliográfica explorará a literatura e apresentará as principais contribuições deste trabalho. Estes tópicos desempenham um papel crucial na compreensão do modelo proposto e dos resultados futuros.

#### 2.1

##### **Características dos Recursos Energéticos Distribuídos e da Geração Distribuída**

Os REDs são tecnologias que envolvem a geração e/ou armazenamento de energia elétrica localizados dentro da área de concessão de uma determinada distribuidora de energia elétrica, normalmente próximos às unidades de consumo e situados atrás do medidor. Os REDs contemplam: (i) GD, caracterizada pela produção de energia elétrica localmente ou remota em relação ao ponto de consumo; (ii) ESS; (iii) veículos elétricos (VE) e estrutura de recarga; (iv) eficiência energética; e (v) gerenciamento pelo lado da demanda (GLD), segundo o documento de apoio ao Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 da EPE [15]. Nesses termos, os REDs permitem a maior participação do consumidor tanto na geração, quanto na gestão do consumo da sua própria energia. Vale ressaltar que tanto os ESS quanto os VE, quando estão injetando energia elétrica na rede de distribuição, podem ser agregados ao conceito de GD, portanto, ao se falar de GD essas duas tecnologias de REDs normalmente estão inclusas.

Dentro do espectro dos REDs, a GD desempenha um papel fundamental na transformação do setor de energia elétrica. Enquanto que a GD possui sua geração próxima a carga ou na carga, a geração centralizada, que se baseia em usinas de grande porte conectadas ao Sistema Interligado Nacional (SIN), necessita de uma extensa rede de transmissão e distribuição para atender a carga. A GD representa uma mudança fundamental na forma como a energia

é gerada e consumida, promovendo uma maior independência elétrica e a integração de fontes renováveis em larga escala.

As tecnologias de GD podem ser categorizadas em três tipos principais: geração renovável (também conhecidas como verde ou sustentável), geração não renovável e tecnologia de ESS. Em relação à tecnologia de geração renovável, compreendem-se as fontes oriundas dos ventos, da radiação solar (fotovoltaica e térmica), da biomassa, da geotermia, das marés e das águas (micro e pequenas hidroelétricas). Sobre as fontes de geração não renováveis, destacam-se o uso de microturbinas, motores alternativos e turbinas de gás/combustão para GD. Quanto à tecnologia de ESS, engloba baterias, supercapacitores, volantes de inércia, armazenamento de ar comprimido e usinas hidrelétricas reversíveis [1]. Em síntese, a Figura 2.1, apresenta uma compilação das tecnologias e tipos de fontes energéticas mais utilizadas em GD. Em destaque, observa-se que tecnologias de ESS estão sendo consideradas como parte das tecnologias de GD no artigo [1].

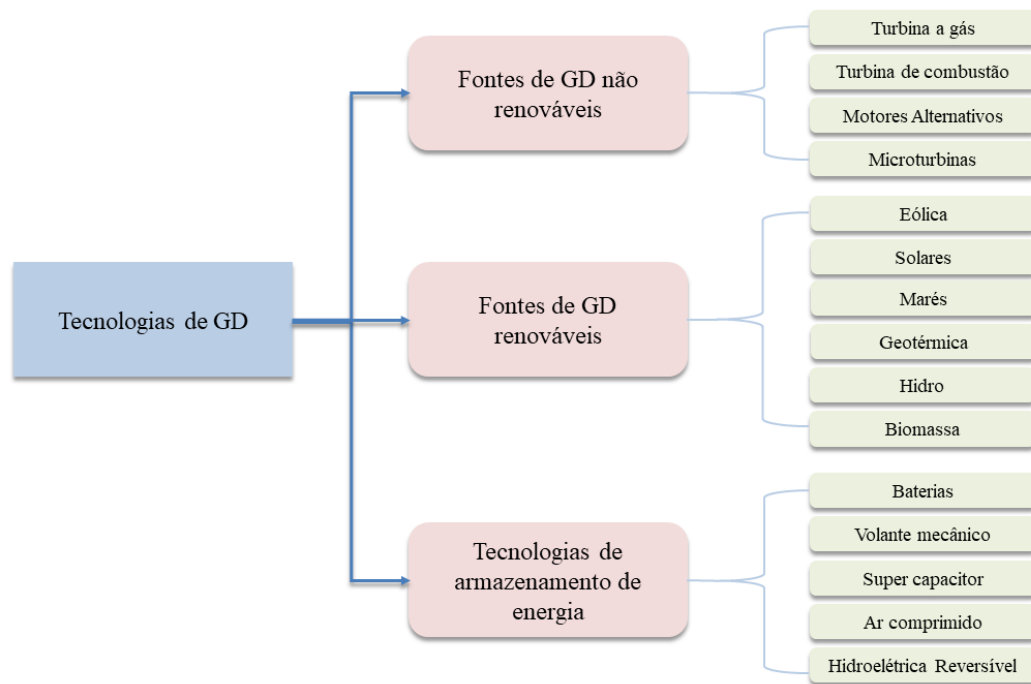


Figura 2.1: Tecnologias e fontes energéticas de GD [1].

Em pesquisas sobre GD, um dos conceitos amplamente adotados define a GD como “uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou no local de medição do cliente” [16]. Essa definição engloba duas abordagens na implementação de REDs: atrás do medidor (*behind the*

*meter*) e na frente do medidor (*front of the meter*). Um sistema atrás do medidor fornece energia para consumo local, com o excesso sendo injetado na rede elétrica. Por outro lado, um sistema na frente do medidor tem sua energia diretamente incorporada à rede elétrica, conforme indicado por [17] e [18]. Ambas abordagens desempenham papéis distintos, as instalações atrás do medidor podem ajudar a reduzir a demanda da rede durante os horários de pico e aumentar a autossuficiência do consumidor, enquanto que as instalações na frente do medidor contribuem para a oferta de energia disponível na rede elétrica, auxiliando no atendimento à demanda regional de forma geral.

A penetração da GD no sistema de distribuição proporcionou tanto aspectos positivos quanto negativos a rede elétrica e seus participantes. Entre os aspectos positivos, destacam-se: (i) menores impactos ambientais, devido a utilização de fontes de energia renováveis e a redução da necessidade de construção de reservatórios para hidroelétricas e de longas linhas de transmissão; (ii) elevação do perfil de tensão. Redes com problemas de subtensão apresentam melhoras em seu perfil de tensão com a inserção de GD, dado que a GD normalmente eleva o perfil de tensão [1]. (iii) aumento da resiliência e da confiabilidade do sistema. “A resiliência do sistema elétrico, pode ser definida como a capacidade de limitar a extensão, a magnitude e a duração da degradação do mesmo após a ocorrência de um evento extremo” [19]. “Confiabilidade é a capacidade de um dispositivo desempenhar seu propósito durante o período de tempo desejado, sob as condições operativas encontradas” [20]. A redução da vulnerabilidade a falhas em larga escala aumenta tanto a resiliência do sistema quanto a confiabilidade do mesmo. Se uma parte da rede falhar, outras partes podem continuar operando normalmente [21]; (iv) Adiamento da necessidade de expansão do sistema de energia, em especial o sistema de transmissão e as grandes unidades geradoras, já que a GD proporciona menor utilização das mesmas; (v) redução da tarifa de energia elétrica; (vi) redução de gases do efeito estufa, isso para apenas fontes de energia renováveis; (vii) redução dos custos com a energia nas unidades consumidoras; (viii) flexibilidade na alocação da GD, isso para fontes não renováveis de GD; (ix) redução de perdas, em especial no sistema de transmissão, dado que na GD, a geração está no sistema de distribuição; e (x) Redução do pico da demanda ([22], [23], [24] e [25]).

Por outro lado, os aspectos negativos incluem: (i) inversão do fluxo de potência, que ocorre quando a quantidade de energia elétrica injetada na rede, proveniente da GD, é maior do que a demanda dos consumidores conectados nessa mesma rede. Essa inversão pode levar a sobrecarga de transformadores, elevação das perdas elétricas no alimentador, problemas de sobretensão, funcionamento inadequado dos dispositivos de proteção e reguladores de tensão,

resultando em prejuízos tanto para as empresas distribuidoras quanto para os consumidores; (ii) problemas de estabilidade de tensão e sobretensão. Além da inversão de fluxo de potência, fontes intermitentes podem causar elevação do perfil de tensão da rede [1]. Algumas ações podem ser aplicadas para redução de possíveis flutuações da tensão, como, por exemplo, a adição de um ESS à GD [26]; e (iii) ilhamento, podendo causar problemas de sobretensão na rede, consequente problemas com os sistemas de proteção ([22], [23], [24] e [25]).

Além disso, a localização e dimensionamento ótimos da GD necessitam de atenção para que ocorra redução das perdas, redução do carregamento das linhas e atendimento dos limites de potência reativa. Alguns conflitos operacionais relacionados a localização e ao dimensionamento ótimos da GD são a inversão do fluxo de potência, a deficiência de potência reativa, problemas de tensão, acionamento indevido e desgaste dos sistemas de proteção da rede, e injeção de harmônicos na rede, afetando a Qualidade da Energia Elétrica (QEE) [22].

Assim como as grandes centrais geradoras, a GD pode oferecer serviços ancilares ao sistema. Alguns deles incluem: gestão de congestionamento das linhas, suporte de potência reativa, suporte de tensão, gestão de perdas de energia, estabilidade da rede, aumento dos níveis de confiabilidade e segurança, entre outros. Dessa forma, além de prestar serviços a rede, melhorando a QEE, a remuneração por estes serviços torna os investimentos em GD mais atrativos economicamente [22].

## 2.2

### **Ambientes de Contratação no Brasil**

De acordo com o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004 [27], a comercialização de energia elétrica no Brasil pode acontecer em duas esferas: no Ambiente de Contratação Livre (ACL) ou no Ambiente de Contratação Regulada (ACR). O ACL é “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda da energia elétrica, objeto de contratos bilaterais livremente negociados, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos”(Decreto nº 5.163/2004 [27]). Já o ACR é “o segmento do mercado no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre agentes vendedores e agentes de distribuição, precedidas de licitação, ressalvados os casos previstos em lei, conforme regras e procedimentos de comercialização específicos”(Decreto nº 5.163/2004 [27]). Os consumidores dentro do ACR são os consumidores cativos, enquanto que os consumidores dentro do ACL são os consumidores livres.

Dentro do contexto do SIN, ambas as formas são operacionalizadas pela

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que está obrigada a seguir os regulamentos estabelecidos pela ANEEL. A responsabilidade pela coordenação e controle das operações das instalações de geração e transmissão de energia elétrica no SIN, bem como pelo planejamento da operação dos sistemas isolados do país, é atribuída ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), sob a fiscalização e regulação da ANEEL ([28]).

Dentro do ACR, os valores das tarifas e as modalidades tarifárias são estabelecidos pela ANEEL. A seguir, serão apresentadas a composição tarifária e as modalidades tarifárias no Brasil.

### 2.2.1

#### **Composição tarifária**

A tarifa homologada pela ANEEL é dividida em: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e a Tarifa de Energia (TE). Na TUSD incidem predominantemente custos de Transporte, que incluem a Transmissão (Fio A) e Distribuição (Fio B), encargos e perdas elétricas, enquanto a TE inclui os custos de energia, encargos, transporte e perdas elétricas [2].

Importante notar que a tarifa homologada pela ANEEL não engloba os impostos devidos, como a Contribuição de Iluminação Pública, os tributos federais do Programa de Integração Social (PIS) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), além do imposto estadual conhecido como Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Assim, a aplicação destes impostos à tarifa homologada pela ANEEL resulta na tarifa total cobrada do consumidor final ([29]).

Eventualmente, há também a inclusão das chamadas bandeiras tarifárias, que são encargos adicionais que os consumidores devem suportar durante períodos de escassez energética. Nesses momentos, é necessário acionar diversas usinas térmicas para suprir as exigências da matriz energética, elevando assim os custos da eletricidade. Esse cenário favorece ainda mais os investimentos em geração própria de energia ([29]).

Afim de se entender o peso de cada componente tarifária, a Figura 2.2 apresenta os percentuais médios de cada componente na tarifa de energia sem impostos. Esses valores foram encontrados a partir de um estudo realizado pela Greener em 2022, que envolveu as 58 distribuidoras brasileiras mais relevantes e suas respectivas tarifas Grupo B - Convencional ([2]).

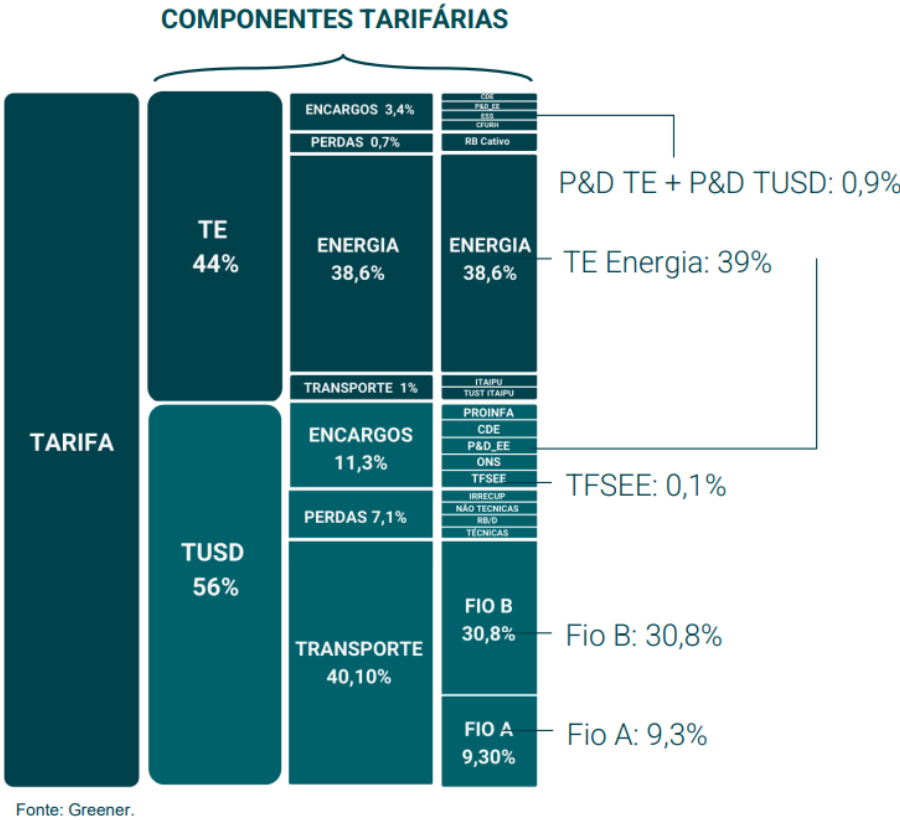


Figura 2.2: Peso médio das componentes tarifárias no Brasil [2].

Neste estudo da Greener, destacou-se a alta variabilidade da TUSD Fio B nas 58 distribuidoras brasileiras analisadas. A Figura 2.3 mostra o peso da TUSD Fio B nas tarifas apenas em algumas das distribuidoras analisadas.

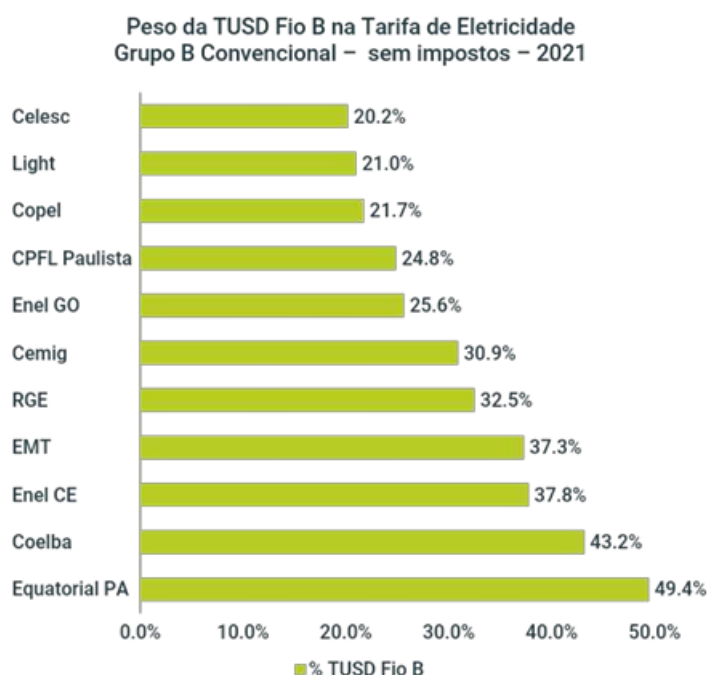


Figura 2.3: Variabilidade do peso da TUSD Fio B na tarifa de energia sem impostos em algumas distribuidoras brasileiras, segundo estudo realizado pela Greener [2].

## 2.2.2

### Modalidades tarifárias

De acordo com a REN nº 1.000 de 7 de dezembro de 2021 [30], as unidades consumidoras podem ser divididas em grupo A (alta e média tensão) e grupo B (baixa tensão). O grupo A é composto por unidades consumidoras com conexão em tensão maior ou igual a 2,3 kV, ou atendidas a partir de sistema subterrâneo de distribuição em tensão menor que 2,3 kV, e pode ser subdividido em seis subgrupos: (i) subgrupo A1: tensão de conexão maior ou igual a 230 kV; (ii) subgrupo A2: tensão de conexão maior ou igual a 88 kV e menor ou igual a 138 kV; (iii) subgrupo A3: tensão de conexão igual a 69 kV; (iv) subgrupo A3a: tensão de conexão maior ou igual a 30 kV e menor ou igual a 44 kV; (v) subgrupo A4: tensão de conexão maior ou igual a 2,3 kV e menor ou igual a 25 kV; e (vi) subgrupo AS: tensão de conexão menor que 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição. Já o grupo B é composto de unidades consumidoras com conexão em tensão menor que 2,3 kV e pode ser subdividido em quatro subgrupos: (i) subgrupo B1: residência; (ii) subgrupo B2: rural; (iii) subgrupo B3: demais classes; e (iv) subgrupo B4: Iluminação pública.

As unidades consumidoras do grupo B são enquadradas automaticamente na modalidade tarifária Convencional. Nesse sistema, a tarifa é monômnia, os



consumidores pagam um valor único de tarifa pelo consumo de energia, e sem distinção de horários. No entanto, essas unidades têm também a opção de adotar a modalidade tarifária Branca, bastando solicitar a mudança à distribuidora de energia. Na modalidade Branca, o consumo de energia é dividido em três períodos distintos: ponta, intermediário e fora de ponta. Cada um desses períodos tem horários específicos ao longo do dia, aos quais são atribuídos valores de tarifa diferenciados. A Figura 2.4 ilustra a relação entre os valores da tarifa Convencional e da tarifa Branca.

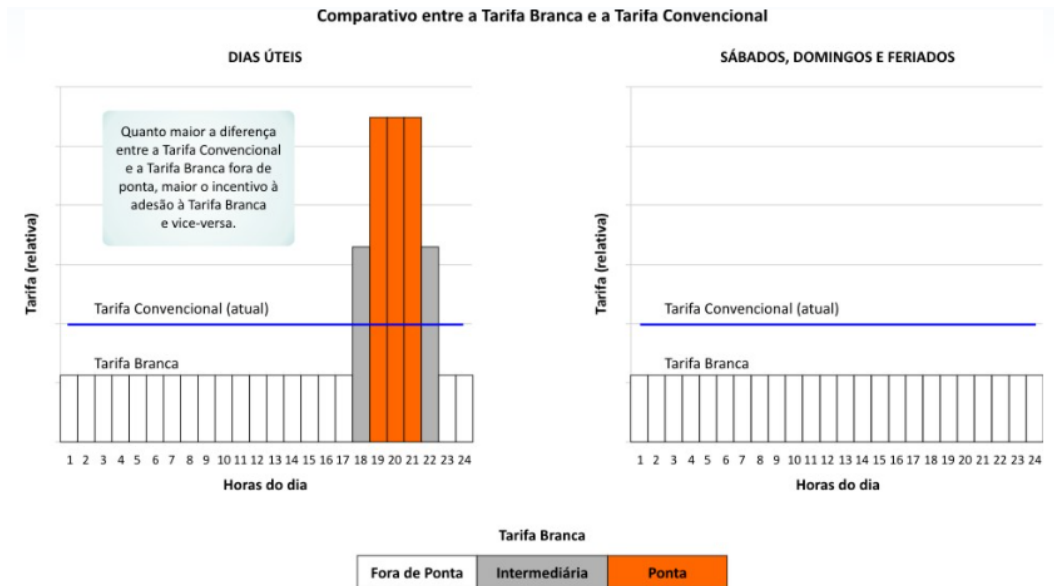


Figura 2.4: Postos tarifários da tarifa Branca, de acordo com ANEEL [3].

Os consumidores cativos do grupo A possuem a prerrogativa de escolher entre três modalidades tarifárias: Convencional Binômia, Verde ou Azul. Todas essas opções seguem o modelo de tarifa binômia, compreendendo uma parcela de custo relacionada ao consumo de energia elétrica e outra vinculada à demanda de potência. Na parcela referente ao consumo de energia elétrica (expresso em R\$/kWh), são aplicados custos de TUSD e TE, enquanto na componente de custo associada à demanda de potência (em R\$/kW), é aplicado apenas a TUSD. A modalidade tarifária Azul é obrigatória para os subgrupos A1, A2 e A3 e é opcional para os subgrupos A3a, A4 e AS, esta modalidade possui valores de consumo de energia elétrica e de demanda de potência diferentes para cada posto tarifário, nesse caso os postos tarifários são ponta e fora de ponta. Em contrapartida, a modalidade Verde está disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS, e possui um único valor de demanda de potência, independentemente do horário, e dois valores de consumo de energia elétrica, um

para ponta e outro para fora ponta. Por fim, a tarifa Convencional Binômia está disponível para os subgrupos A3a, A4 e AS, e é caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia. As regras que definem essas modalidades estão delineadas nos procedimentos gerais da ANEEL [31]. Vale ressaltar que a distribuidora de energia elétrica que deve definir o grupo e o nível de tensão de conexão ao sistema elétrico, observados critérios de demanda de potência estipulados no art. 23 da REN nº 1.000/2021 [30].

No cenário energético brasileiro, os consumidores cativos do Grupo A geralmente optam pelas modalidades tarifárias Verde ou Azul, uma vez que algumas distribuidoras vêm gradativamente abandonando a tarifa Convencional Binômia. Essas escolhas são influenciadas pelo fato de que as modalidades Verde e Azul adotam o modelo de Tarifas Horo-Sazonais (THS). Essas tarifas são categorizadas dessa forma porque apresentam valores diferenciados tanto para diferentes períodos do dia quanto para distintas estações do ano, refletindo as variações no valor da energia durante períodos de alta demanda ou escassez energética. Consequentemente, essas tarifas possuem valores específicos para os horários de ponta e fora ponta, bem como para os períodos secos e úmidos. Os períodos secos e úmidos referem-se às épocas do ano com menor e maior disponibilidade de geração de energia, respectivamente, já que as hidrelétricas representam 61,9% da matriz elétrica brasileira, segundo estudo realizado em 2022 pela EPE [32].

Por fim, como esta dissertação apenas abordará a modalidade tarifária Branca e Convencional do subgrupo B3 (comercial, serviços e outros), e a modalidade tarifária Verde do subgrupo A4 (demais classes), cabe uma descrição detalhada do custo de energia associado a essas modalidades, incluindo o cálculo dos custos totais de energia e demanda.

O consumidor no ambiente de contratação regulado na modalidade tarifária Verde possui uma conta de luz binomial, ou seja, a fatura é composta pelo consumo de energia (em R\$/kWh) e pelo custo de demanda (em R\$/kW). Cabe lembrar que quando o maior valor de demanda registrado no mês supera a demanda contratada acrescida de uma certa tolerância, é aplicada uma tarifa de ultrapassagem sobre essa diferença de demanda violada. Essa tarifa de ultrapassagem é o dobro da tarifa normal de demanda. Resumidamente, a fatura mensal de uma unidade consumidora da modalidade Verde é dada por:

$$F_t^{(V)} = E_t^{(V),p} \cdot TE^{(V),p} + E_t^{(V),fp} \cdot TE^{(V),fp} \\ + \max[D^C, D_t^*] \cdot TD + \max[0, D_t^* - (1 + u) \cdot D^C] \cdot TU \quad (2-1)$$

sendo  $D^C$  a demanda contratada (kW),  $D_t^*$  a demanda máxima registrada no mês (kW),  $E_t^{(V),p}$  e  $E_t^{(V),fp}$  o consumo de energia mensal na ponta e fora ponta (kWh),  $F_t^{(V)}$  a fatura mensal do consumidor na modalidade tarifária verde (R\$),  $TD$  a tarifa de demanda (R\$/kW),  $TE^{(V),p}$  e  $TE^{(V),fp}$  a tarifa Verde de consumo de energia na ponta e fora ponta (R\$/kWh),  $TU$  a tarifa de ultrapassagem de demanda (R\$/kW), e  $u$  a porcentagem máxima de ultrapassagem de manda permitida (%).

A fatura de energia mensal do consumidor da modalidade tarifária Branca é composta somente pelo consumo de energia (em R\$/kWh) e pode ser descrita por:

$$F_t^{(B)} = E_t^{(B),p} \cdot TE^{(B),p} + E_t^{(B),fp} \cdot TE^{(B),fp} + E_t^{(B),int} \cdot TE^{(B),int} \quad (2-2)$$

sendo  $E_t^{(B),p}$ ,  $E_t^{(B),fp}$  e  $E_t^{(B),int}$  o consumo mensal de energia na ponta, fora ponta e intermediário (kWh),  $F_t^{(B)}$  a fatura mensal do consumidor na modalidade tarifária Branca (R\$), e  $TE^{(B),p}$ ,  $TE^{(B),fp}$  e  $TE^{(B),int}$  a tarifa Branca de consumo de energia na ponta, fora ponta e intermediário (R\$/kWh).

A fatura de energia mensal do consumidor da modalidade tarifária Convencional também é composta apenas pelo consumo de energia (em R\$/kWh), e não possui distinção no valor da tarifa nos postos tarifários. Dessa forma, pode ser descrita por:

$$F_t^{(C)} = E_t^{(C)} \cdot TE^{(C)} \quad (2-3)$$

sendo  $E_t^{(C)}$  o consumo de energia (kWh),  $F_t^{(C)}$  a fatura mensal do consumidor na modalidade tarifária Convencional (R\$) e  $TE^{(C)}$  a tarifa Convencional de consumo de energia (R\$/kWh).

## 2.3

### Regulamentação Brasileira para Geração Distribuída

Desde a vigência da REN nº 482/2012 da ANEEL [12], os consumidores brasileiros conquistaram o direito de gerar sua própria energia elétrica por meio de fontes renováveis ou cogeração qualificada, sendo chamados de prosumidores (produtor e consumidor de energia elétrica). Além disso, tornou-se possível injetar o excedente de energia na rede de distribuição local, possibilitando a compensação do consumo futuro. Esse marco legal inaugurou a era da MMGD e do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE), introduzindo inovações que unem vantagens econômicas, consciência socioambiental e autossustentabilidade ([33]).

As regras que regem esse processo foram continuamente aprimoradas

pela ANEEL ao longo dos anos. As alterações delineadas na REN nº 687 de 24 de novembro de 2015 [34] e na REN nº 786 de 17 de outubro de 2017 [35], por exemplo, moldaram os limites de potência instalada e as modalidades de participação no SCEE. Em 7 de fevereiro de 2023, a REN nº 1.059 [36] consolidou todas essas diretrizes, alinhando-as com as leis promulgadas e estudos realizados desde 2018, consolidando as diretrizes da MMD e do SCEE nas condições gerais de fornecimento de energia, conforme estipulado na REN nº 1.000/2021 [30], e adequando os regulamentos da ANEEL às disposições da Lei nº 14.300/2022 [13] ([33]).

As alterações significativas introduzidas pela REN nº 1.059/2023 [36] incluem aspectos relacionados à potência instalada, compensação de energia, custos de disponibilidade, excedente de energia, demanda contratada, garantia de fiel cumprimento, transferência de titularidade, faturamento como B op-tante, parecer de acesso e serviços ancilares. A alínea A do inciso XXIX do art. 2 da REN nº 1.059/2023 [36] classifica como Micro GD centrais geradoras de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora. Já a alínea B inciso XXIX do art. 2 da REN nº 1.059/2023 [36] dispõe como Mini GD centrais geradoras de energia elétrica renováveis ou de cogeração qualificada, conectada na rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora, que possua potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor ou igual a 5 MW para centrais geradoras de fontes despacháveis e 3 MW para centrais geradoras de fontes não despacháveis. No inciso IX do art. 1 do capítulo I da Lei nº 14.300/2022 [13], fontes despacháveis são “as hidrelétricas, incluídas aquelas a fio d’água que possuam viabilidade de controle variável de sua geração de energia, cogeração qualificada, biomassa, biogás e fontes de geração fotovoltaica, limitadas, nesse caso, a 3 MW (três megawatts) de potência instalada, com baterias cujos montantes de energia despachada aos consumidores finais apresentam capacidade de modulação de geração por meio do armazenamento de energia em baterias, em quantidade de, pelo menos, 20% (vinte por cento) da capacidade de geração mensal da central geradora que podem ser despachados por meio de um controlador local ou remoto”. As fontes não despacháveis de centrais geradoras de MMD são sistemas FVs sem ESS e demais fontes não listas no inciso IX do art. 1 do capítulo I da Lei nº 14.300/2022 [13]. Por fim, ao se comparar a REN nº 1.059/2023 [36] com a REN nº 482/2012 [12], o limite de potência instalada de fontes não despacháveis da Mini GD reduziu de 5 MW para 3 MW, podendo ocasionar em uma queda do mercado potencial e

da escalabilidade da Mini GD para estas fontes ([2], [37] e [38]).

Outra principal alteração decorrente da REN nº 1.059/2023 [36] é a forma de compensação de energia elétrica. O SCEE é o sistema no qual a energia elétrica ativa é injetada por unidade consumidora com MMGD na rede da distribuidora local, cedida a título de empréstimo gratuito e posteriormente utilizada para compensar o consumo de energia elétrica ativa ou contabilizada como crédito de energia de unidades consumidoras participantes do sistema. Estes créditos de energia são válidos por 90 meses (5 anos) após a data do faturamento em que foram gerados, segundo REN nº 1.059/2023 [36]. Além disso, para haver a compensação de energia, as unidades consumidoras devem estar na mesma área de concessão da distribuidora de energia ou possuir permissão da distribuidora de energia ([2], [37] e [38]).

Dentro do SCEE, existem as seguintes modalidades, segundo a REN nº 1.059/2023 [36]: (i) Autoconsumo local; (ii) Autoconsumo remoto; (iii) Geração compartilhada; e (iv) Geração distribuída em Empreendimentos de Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC).

O autoconsumo local refere-se à geração de MMGD eletricamente junto à carga. Nessa modalidade, o excedente de energia elétrica gerado por uma unidade consumidora, seja de pessoa física ou jurídica (prossumidor), é compensado ou creditado pela mesma unidade consumidora.

Já o autoconsumo remoto caracteriza-se por unidades consumidoras de uma mesma pessoa jurídica, incluindo matriz e filial, ou de pessoa física que possua uma unidade consumidora com MMGD, sendo todas as unidades consumidoras atendidas pela mesma distribuidora.

A geração compartilhada é identificada pela união de consumidores, através de consórcio, cooperativa, condomínio civil voluntário ou edilício, ou qualquer outra forma de associação civil, composta por pessoas físicas ou jurídicas que possuam unidades consumidoras com MMGD. Nesse caso, todas as unidades consumidoras são atendidas pela mesma distribuidora. Para esclarecimento, um consórcio é a reunião de pessoas físicas e/ou jurídicas consumidoras de energia elétrica, instituído para a geração destinada ao consumo próprio, atendendo todas as unidades pela mesma distribuidora. Já uma cooperativa é semelhante a um consórcio, com a diferença de requerer no mínimo 20 pessoas físicas, permitindo a adesão de pessoa jurídica após a formação inicial com pessoas físicas como cooperados.

Por fim, o EMUC refere-se ao conjunto de unidades consumidoras localizadas em uma mesma propriedade ou propriedades contíguas, sem separação por vias públicas, passagem aérea, subterrânea ou propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento. Nesse caso, as instalações para atendimento

das áreas de uso comum, conectadas à MMGD, constituem uma unidade consumidora distinta, sendo a utilização da energia elétrica independente e de responsabilidade do condomínio, da administração ou do proprietário do empreendimento. É importante ressaltar que a principal diferença entre a geração compartilhada por meio de condomínio edilício e o EMUC está na localização da central geradora. Na geração compartilhada por meio de condomínio edilício, a central geradora pode estar em local diferente do condomínio, enquanto no EMUC, a central geradora deve estar junto à carga, ou seja, no mesmo local do condomínio ([13] e [39]).

Na modalidade de geração compartilhada, além das unidades consumidoras e da distribuidora local, é comum a participação de uma terceira entidade, denominada agregador. O agregador é um agente da CCEE nas categorias de consumidores, comercializadores e/ou geradores. Sua função principal é agregar e centralizar as cargas dos consumidores, atuando como entidade intermediária entre os consumidores e a distribuidora de energia, conforme estipulado na REN nº 1.040 de 30 de agosto de 2022 [40]. No âmbito do SCEE, o agregador coordena e gerencia vários sistemas de GD. Ele pode ser responsável pelo processo de inscrição, instalação e operação dos sistemas de GD em nome dos consumidores, possibilitando que estes compartilhem os benefícios da energia produzida, como créditos na conta de energia elétrica.

Antes da REN nº 1.059/2023 [36], tinha-se um sistema de compensação total, ou seja, um sistema de compensação de 1 para 1. Tudo que era injetado na rede poderia ser consumido sem pagar taxas por isso, salvo taxas tributárias de PIS e COFINS, mas que não estão relacionadas com componentes tarifárias. A Lei nº 14.300/2022 [13] e, posteriormente, a REN nº 1.059/2023 [36], trouxeram o sistema de compensação parcial, em que algumas componentes tarifárias, principalmente a componente do Fio B, referente a distribuidora de energia, passaram a ser cobradas da MMGD ([38]).

A fim de esclarecer a transição para o novo sistema de compensação parcial, a Resolução Homologatória (REH) nº 3.169 de 22 de dezembro de 2022 [41], dividiu a MMGD em três grupos: GD I, GD II e GD III. A GD I refere-se às conexões existentes ou solicitadas até 7 de janeiro de 2023. A GD III diz respeito às conexões solicitadas após 7 de janeiro de 2023, com potência instalada acima de 500 kW, em fonte não despachável na modalidade autoconsumo remoto ou na modalidade geração compartilhada, em que um único titular detenha 25% ou mais de participação do excedente de energia. Finalmente, a GD II corresponde às conexões solicitadas após 7 de janeiro de 2023, que não se enquadram nas condições da GD III ([42], [43] e [44]).

A GD I possui o “direito adquirido”, dessa forma, até 31 de dezembro

de 2045, essas unidades consumidoras continuarão com a compensação total das componentes tarifárias, ou seja, 1 kWh injetado na rede de distribuição possui uma compensação de 1 kWh. A GD II passa a pagar um percentual da TUSD Fio B, esse percentual possui o seguinte escalonamento: 15% em 2023, 30% em 2024, 45% em 2025, 60% em 2026, 75% em 2027, e 90% em 2028. Os participantes do grupo GD II protocolados entre 8 de janeiro de 2023 e 7 de julho de 2023, terão o percentual da TUSD Fio B de 90% estendido, nos anos de 2029 e 2030. O percentual da TUSD Fio B em 2029, para participantes da GD II protocolados após 7 de julho de 2023, e em 2031, para participantes da GD II protocolados entre 8 de janeiro de 2023 e 7 de julho de 2023, ainda não está definido, o percentual dependerá de um estudo ainda a ser realizado pela ANEEL. Por fim, os participantes da GD III protocolados entre 8 de janeiro de 2023 e 7 de julho de 2023 terão a não compensação de 100% da TUSD Fio B, de 40% da TUSD Fio A e de 100% dos encargos Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Eficiência Energética (EE) e Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) nos anos entre 2023 e 2028. Já os participantes da GD III protocolados depois de 7 de julho de 2023, terão esta mesma não compensação, só que com o prazo estendido até 2030, ou seja, sendo vigente entre 2023 e 2030. A regra para participantes da GD III protocolados entre 8 de janeiro de 2023 e 7 de julho de 2023 não está definida após 2028 e para os participantes da GD III protocolados depois de 7 de julho de 2023 não está definida após 2030. Um estudo a ser realizado pela ANEEL irá definir as novas regras também para a GD III ([36], [42], [43] e [44]). Uma análise realizada pela Greener [37], mostra que a nova regra reduz o valor da energia elétrica compensada em média 30,8 %, considerando 100% TUSD Fio B, e 36 %, considerando 100% TUSD Fio B, 40 % da TUSD Fio A, TFSEE, TUSD P&D e TE P&D.

É fundamental destacar também a proibição de subdividir uma central geradora em unidades de menor porte com o objetivo de se enquadrar nos limites de potência estabelecidos para Micro GD ou Mini GD, como delineado no segundo inciso do artigo 11 da Lei nº 14.300/2022 [13] e no artigo 655-E da REN nº 1.000/2021 [30]. Cabe à distribuidora identificar e monitorar tais situações [33].

Para o grupo B, o custo de disponibilidade representa o mínimo que o consumidor deve pagar na conta de luz, com os seguintes valores de referência: 30 kWh para ligação monofásica, 50 kWh para ligação bifásica e 100 kWh para ligação trifásica. Os projetos com “direito adquirido”, ou seja, pertencentes ao grupo GD I, até 2045 permanecerão seguindo a regra de se caso o consumo medido, que é o consumo total no medidor ao final do mês antes da aplicação

da compensação na conta de luz, for maior do que o valor de referência, a compensação ocorrerá somente a partir do valor de referência, esse valor de referência é cobrado na conta de luz, e se caso o consumo medido for menor do que o valor de referência, o consumidor paga o custo de disponibilidade. Já os projetos na regra de transição, ou seja, pertencentes ao grupo GD II ou GD III, seguirão a nova regra que altera apenas o caso do consumo medido ser maior do que o valor de referência, agora, nesse caso, irá ocorrer toda a compensação do consumo sem a cobrança do custo de disponibilidade. Além disso, a REN nº 1.059/2023 [36], estabeleceu que o valor mínimo faturável aplicável ao Micro GD de até 1,2 kW com compensação no mesmo local da geração deve ter uma redução de até 50% em relação ao valor mínimo faturável aplicável aos demais consumidores equivalentes ([38], [37] e [2]).

No que diz respeito ao excedente de energia, antes da REN nº 1.059/2023 [36], a distribuição dos créditos energéticos estava limitada a uma abordagem percentual entre as unidades consumidoras. Com as disposições estabelecidas pela REN nº 1.059/2023 [36], não apenas se manteve a opção de distribuição baseada em um percentual predefinido, mas também foi introduzida a possibilidade de alocação dos créditos energéticos por ordem de prioridade, segundo a decisão do solicitante ([38], [37] e [2]).

Seguindo as principais modificações implementadas pela REN nº 1.059/2023 [36], a demanda contratada (kW) de consumidores do grupo A com Mini GD remota antes era mensurada a partir da aplicação da TUSD demanda contratada (TUSDd) em R\$/kW, agora será calculada com a aplicação da TUSD injeção também em R\$/kW. Essa TUSD injeção será definida pela ANEEL ([37] e [38]). Vale ressaltar que caso se defina a TUSD injeção igual à TUSD geração (TUSDg), a diferença entre a TUSDd e a TUSDg, dependendo da concessionária local, poderia chegar a uma redução de até 80% do custo da demanda contratada, segundo estudos realizados pela Greener [2].

Antes da REN nº 1.059/2023 [36], não existia a garantia de fiel cumprimento, com o advento da Lei nº 14.300/2022 [13], agora é obrigatório uma garantia de fiel cumprimento na emissão do parecer de acesso para projetos acima de 500 kW, no valor de 2,5% do investimento para centrais com potência instalada superior a 500 kW e inferior a 1.000 kW, e 5% do investimento para centrais com potência instalada maior ou igual a 1.000 kW. Os projetos isentos da obrigação são MMGD compartilhada por meio de consórcio ou cooperativa, e MMGD enquadradas na modalidade de EMUC ([38], [37] e [2]).

A Lei nº 14.300/2022 [13] e, por conseguinte, a REN nº 1.059/2023 [36], permite a transferência de titularidade do parecer de acesso ou do controle societário apenas após a solicitação de vistoria do ponto de conexão, o que antes



era permitido a qualquer momento. Essa diretriz corrobora com a vedação à comercialização de parecer de acesso estabelecido pelo art. 6 da Lei nº 14.300/2022 [13]. Além do mais, unidades consumidoras com geração local até 112,5 kVA podem optar por faturamento idêntico às unidades conectadas em baixa tensão (Grupo B), contudo isso não inclui unidades consumidoras com geração remota ([38], [37] e [2]).

Diante da ocorrência de pareceres de acesso serem negados pela distribuidora local, a regulação acerca da conexão ao sistema de distribuição de energia elétrica encontra-se estabelecida pela REN nº 1.000/2021 [30] nos art. 15 e 17, e ratificada pela Lei nº 14.300/2022 [13] no art. 2, a imposição às distribuidoras a obrigação de atendimento, em caráter permanente, de todos os pedidos de conexão recebidos em suas respectivas áreas de concessão. Além do mais, o inciso 1º do art. 73 da REN nº 1.000/2021 [30] dispõe que, caso a conexão nova ou o aumento de potência injetada da MMGD indique inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a distribuidora deve realizar estudos para identificar as opções viáveis que eliminem tal inversão, quais sejam: reconfiguração dos circuitos e remanejamento de carga, definição de outro circuito elétrico para conexão, conexão em nível de tensão superior, redução da potência injetável de forma permanente, e redução da potência injetável em dias e horários pré-estabelecidos ou de forma dinâmica. O estudo da distribuidora deve compor o orçamento de conexão e conter: análise e demonstração da inversão do fluxo, incluindo a máxima capacidade de conexão e escoamento sem inversão de fluxo, análise das alternativas dispostas, identificando as consideradas viáveis e de mínimo custo global, e as responsabilidades da distribuidora e do consumidor em cada alternativa. O consumidor e demais usuários devem aprovar o orçamento de conexão e, em se tratando de conexão de MMGD enquadrados no inciso 1º do art. 73 e inciso 9º do art. 83 da REN nº 1.000/2021 [30] dispõe que, ao aprovar, o orçamento de conexão, o consumidor deve formalizar à distribuidora sua opção entre as alternativas apresentadas ([45]).

Por fim, a Lei 14.300/2022 [13] regulamentou a contratação de serviços ancilares proveniente da MMGD. O art. 23 da Lei 14.300/2022 [13] estabelece “A concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica poderá contratar serviços ancilares de microgeradores e minigeradores distribuídos, por meio de fontes despacháveis ou não, para beneficiar suas redes ou microrredes de distribuição, mediante remuneração desses serviços conforme regulação da ANEEL.”, e o parágrafo único do art. 23 da Lei 14.300/2022 [13] determina “A ANEEL regulamentará o disposto no caput deste artigo quanto à contratação de serviços ancilares a ser realizada por meio de chamada pública, com vistas

à melhoria da eficiência e da capacidade, à postergação de investimentos por parte da concessionária em suas redes de distribuição, bem como a ações que propiciem a redução do acionamento termelétrico nos sistemas isolados com o objetivo de reduzir o uso de recursos da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC).'' De forma resumida, a concessionária ou permissionária de distribuição de energia elétrica poderá contratar serviços ancilares (por meio de chamada pública) junto à MMGD, através de fontes despacháveis ou não, para beneficiar suas redes ou micro redes de distribuição, mediante remuneração destes serviços conforme regulação da ANEEL. Os critérios e quesitos mais específicos sobre a contratação não foram estabelecidos, e serão regulamentados pela ANEEL ([38], [37] e [2]).

## 2.4

### Diferentes modelos de negócios

Diversos modelos de negócios estão associados à GD e ESS. Em um estudo abrangente sobre os modelos de negócios mais comuns de REDs ([46] e [47]), foram coletados 114 modelos de negócios distintos envolvendo resposta à demanda e sistemas de gestão de energia (do inglês, *Energy Management Systems* (EMS)), ESS (elétrica e térmica), e sistemas FVs, a fim de se identificar arquétipos dos modelos. Para tal, os modelos foram classificados com relação a serviço prestado, consumidor final e receita. Os arquétipos encontrados estão descritos a seguir.

#### 1. Resposta à demanda de reserva e capacidade baseada no mercado

As empresas que se enquadram neste arquétipo de modelo de negócios têm como alvo predominantemente clientes comerciais, institucionais e municipais de grande porte, além de segmentos industriais. Esse direcionamento é motivado por diversos fatores, incluindo regras de mercado como requisitos mínimos do valor da oferta, custos de transação e custos associados à aquisição de clientes. Muitas dessas empresas oferecem EMS aos clientes, visando otimizar o consumo de energia e participação em programas de resposta à demanda. A receita é gerada por meio de taxas de corretagem na intermediação das vendas desses serviços e/ou por taxas de assinatura pelo uso do software de gerenciamento de energia.

#### 2. Resposta à demanda de reserva e capacidade baseada em serviços públicos

As empresas com esse modelo de negócios vendem serviços de energia firme, reservas operacionais e mitigação de restrições de rede para concessionárias de energia elétrica regulamentadas. As cargas participantes desse modelo recebem uma parcela das receitas obtidas pelos agregadores de resposta à demanda. Diferentemente do arquétipo do modelo de negócios de reposta à demanda de reserva e capacidade baseada no mercado, o foco do provedor de resposta à demanda de reserva e capacidade baseada em serviços públicos é vender produtos para as concessionárias de energia elétrica. Essas empresas de resposta à demanda costumam obter receitas por meio de taxas de assinatura (ou seja, pagamentos da concessionária vinculados à provisão do software de gerenciamento de resposta à demanda) ou taxas de corretagem (ou seja, mantendo uma parcela da receita obtida com a venda do recurso de resposta à demanda para a concessionária).

### **3. Provedores de EMS**

Existe um conjunto de empresas que fornece sistemas de gerenciamento de energia com foco na gestão das operações locais sem interação no mercado. Esses modelos de negócios, concentram-se principalmente na otimização do uso local de energia em resposta aos preços da energia e às necessidades locais. Esses negócios geralmente têm como alvo clientes comerciais, institucionais, municipais e industriais. O foco desses modelos de negócios está principalmente na otimização do consumo de serviços de energia (em vez de fornecê-los). Atuam como facilitadores para que os consumidores de eletricidade forneçam seus próprios serviços de energia. Essas empresas costumam gerar receitas por meio de acordos de economia compartilhada (um tipo de taxa de corretagem), taxas de assinatura (pelo software fornecido) e vendas de equipamentos de monitoramento e controle.

### **4. ESS para serviços prestados à rede elétrica**

Os modelos de negócios dentro dessa estrutura geralmente atendem à concessionárias regulamentadas ou operadores de sistemas. Suas receitas são frequentemente provenientes da venda ou financiamento de ativos de armazenamento, assim como das vendas de serviços ancilares, destacando-se a energia firme e as reservas operacionais, valoradas conforme os preços de mercado.

### **5. Otimização com ESS para o consumidor final**

Esse modelo de negócios implica na instalação dos ativos de armazenamento de energia no lado do consumidor, ou seja, são sistemas atrás do medidor. Esses sistemas, posicionados nesse contexto, visam gerenciar o pico de demanda e realizar arbitragem de preços sob tarifas de uso horário ou precificação em tempo real. Até o momento, a motivação primária para a implementação de sistemas de armazenamento de energia residencial ou industrial tem sido a maximização da rentabilidade dos sistemas FVs, ao ampliar o autoconsumo e minimizar a exportação de energia gerada localmente. Os modelos de negócios dentro desse arquétipo normalmente geram receitas por meio de acordos de economia compartilhada ou garantida (ou seja, taxas de corretagem) ou pela venda e financiamento dos ativos de armazenamento.

## **6. Otimização com ESS para o consumidor final e para o sistema**

As empresas com esse modelo de negócios ao implantar tecnologias de armazenamento de energia atrás do medidor do cliente, visam reduzir custos para os consumidores finais e prover serviços ancilares, fornecendo energia firme, reservas operacionais e mitigação de restrições de rede. Esses negócios normalmente geram receitas com a venda dos ativos de armazenamento e/ou por meio de taxas de corretagem em receitas baseadas no mercado (por exemplo, taxas aplicadas para gerenciar a interação no mercado em nome do cliente que possui o ESS). Certos modelos de negócios obtêm receitas com base em uma abordagem de economia compartilhada (um tipo alternativo de taxa de corretagem).

## **7. Otimização com ESS e sistemas FVs para o consumidor final e para o sistema**

Diversos modelos de negócios surgiram na tentativa de disponibilizar recursos de energia solar fotovoltaica firmes no mercado, combinando sistemas FVs com ESS. As agregações de energia solar fotovoltaica e armazenamento (e, em alguns casos, outras tecnologias, como resposta à demanda e geradores distribuídos) são frequentemente denominadas de VPP. As receitas são estruturadas em torno das vendas e financiamento dos ativos, bem como taxas pela mediação das interações de mercado. Em certos casos, as empresas são proprietárias dos projetos e obtêm receitas com a venda de energia (mais frequentemente por meio de acordos de compra de energia a longo prazo (do inglês, *Power Purchase Agreements* (PPA))), reservas operacionais e serviços de capacidade (ou seja, receitas de vendas de commodities).

## 8. Otimização com ESS e sistemas FVs para o consumidor final

Os sistemas FVs combinados com ESS são comumente instalados atrás do medidor do cliente, com o objetivo de aumentar o autoconsumo, oferecer energia de backup e reduzir tarifas de demanda. As empresas com esse modelo de negócios costumam vender produtos diretamente para clientes residenciais, comerciais, institucionais e municipais, e estruturam fluxos de receita em torno das vendas e financiamento de ativos de energia solar e armazenamento.

## 9. Financiamento e instalação de sistemas FVs

Historicamente, os altos custos de capital foram um grande obstáculo para a adoção de sistemas FVs. No entanto, ao longo da última década, os custos tecnológicos diminuíram, e soluções de financiamento surgiram para enfrentar o desafio dos altos custos iniciais. Empresas de financiamento e instalação de sistemas FVs compõem o maior arquétipo de modelo de negócios de energia solar.

Os dois métodos dominantes de financiamento para sistemas FVs são a propriedade direta (por meio de compra direta ou um produto de dívida) e modelos de propriedade de terceiros. A estrutura exata da opção de financiamento depende do ambiente regulatório, do grau de desenvolvimento tecnológico e de muitos outros fatores. Por exemplo, nos Estados Unidos é mais comum financiamento de sistemas FVs por propriedade de terceiros, se comparado com países da União Europeia. Isso pode ser explicado pela tarifa *feed-in* (do inglês, *feed-in tariff* (FIT)) presente na União Europeia, em que, diferente do *Netmetering*, que é a compensação da energia injetada na rede em forma de créditos energéticos, no Brasil, é o SCEE, a tarifa *feed-in* garante aos produtores de energia renovável um preço fixo pelo excedente de energia gerado. Além disso, nos Estados Unidos, o maior subsídio explícito para sistemas FVs é o Crédito Tributário de Investimento (do inglês, *Investment Tax Credit* (TIC)). O TIC é um crédito aplicado aos impostos de renda do solicitante do TIC com base no custo de capital do sistema FV instalado. No entanto, muitos proprietários de residências e pequenos empresários não têm o "apetite fiscal" para aproveitar totalmente esse subsídio. Surgiram, então, modelos de negócios para capturar esse subsídio e permitir que o cliente adquira o sistema FV com custos iniciais baixos ou nulos.

## 10. Financiamento e instalação de sistemas FVs na escala de serviços públicos

Existem diversas formas de negócios dentro dessa arquitetura. Certas empresas estão totalmente focadas em obter direitos de terra, garantir a assinatura de PPA e encontrar empreiteiras para realizar a construção. Essas empresas frequentemente evitam qualquer posse do projeto após a construção. Um exemplo disso são as empresas de engenharia, aquisição e construção (do inglês, Engineering, Procurement, and Construction companies (EPC)) que se concentram exatamente no que o nome sugere - engenharia, aquisição de suprimentos/equipamentos e construção de projetos.

#### 11. **Provedores de energia solar comunitária**

Esse modelo surgiu para capitalizar terrenos que possuem uma boa localização para gerar energia solar ou para permitir que consumidores localizados em áreas inadequadas adquiram energia solar fotovoltaica. A energia solar comunitária envolve a instalação de grandes usinas de energia solar localizadas longe do local do cliente. Os clientes podem adquirir os direitos de uma parte da produção da usina solar ou podem adquirir uma participação acionária ou parte das receitas de uma parcela da usina diretamente. O negócio gera receitas cobrando do cliente o acesso às saídas do sistema de energia solar (taxas de corretagem). O provedor de energia solar comunitária geralmente vende a produção da usina sob um PPA de longo prazo e distribui as receitas associadas aos acionistas do projeto.

Um modelo interessante e relacionado é o da startup de financiamento solar coletivo, a Mosaic dos Estados Unidos. A Mosaic atua como uma ponte entre financiadores e proprietários de sistemas e cobra uma taxa por oferecer esse serviço (corretagem). Um outro modelo, agora no cenário brasileiro, é o da startup Enercred ([48]) que implementou a energia por assinatura. A Enercred possui fazendas solares que geram energia, e injetam essa energia direto na rede de distribuição. Essa energia injetada gera créditos energéticos. O consumidor, cliente da startup, por sua vez, paga uma mensalidade para usar esses créditos e, assim, reduzir o valor da sua conta de luz. O valor dessa mensalidade depende de quanto o cliente paga na conta de luz. Em média, o consumidor recebe um desconto em torno de 10% a 20% em cima do que ele pagaria à concessionária de energia elétrica.

Esse estudo realizado pelo MIT ([46] e [47]), mostrou que existe um conjunto relativamente pequeno de arquétipos de modelos de negócios de REDs, apesar da diversidade aparente. Essas estruturas são explicitamente

impulsionadas por fatores regulatórios e políticos. Nesta dissertação, o modelo que será amplamente estudado está dentro do arquétipo de Otimização com ESS e sistemas FVs para o consumidor final e para o sistema.

## 2.5

### Revisão bibliográfica

Nesta Seção, serão analisados estudos recentes da literatura que tratam das temáticas relacionadas à proposta desta dissertação. Com o intuito de elucidar os assuntos abordados, as Tabelas 2.1 e 2.2 sintetizam os tópicos abordados em cada um dos artigos selecionados para esta revisão bibliográfica.

Tabela 2.1: Resumo dos tópicos abordados na revisão bibliográfica - parte 1.

Trabalhos na literatura	VPP	Netmetering	Mercado livre	Lei 14.300/2022	Aspectos da rede	Impacto REDs	Serviços Ancilares MMGD
[49] e [50]		✓					
[51] e [52]							
[10], [53], [54] e [55]	✓						
[11]	✓	✓		✓	✓		
[14]	✓	✓		✓	✓		
[56]				✓			
[57]	✓	✓			✓		
[58], [59], [60] e [61]						✓	
[62], [63], [64], [65] e [66]							✓
[67], [68], [69], [70], [71] e [72]							
[73]	✓		✓				
[74], [75] e [76]	✓	✓					

Tabela 2.2: Resumo dos tópicos abordados na revisão bibliográfica - parte 2.

Trabalhos na literatura	Gerenciamento de REDs		
	PLIM estocástico	Outros modelos PLIM	Categorias
[49] - [50]	✓		
[51] - [52]		✓	
[10], [53], [54] e [55]			
[11]	✓		
[14]	✓		
[56]			
[57]			
[58], [59], [60] e [61]			
[62], [63], [64], [65] e [66]			
[67], [68], [69], [70], [71] e [72]			✓
[73]			
[74], [75] e [76]			

O artigo [49] e a dissertação [50] propõem um modelo PLIM estocástico para projetar um sistema FV com ESS usando cenários de geração e consumo

sob um modelo tarifário de Tempo de Uso aplicado no Brasil. As variáveis de decisão são o número de painéis, inversores, baterias, operação diária das baterias e a demanda de energia contratada. A função objetivo busca minimizar o custo de investimento no sistema FV, baterias e fatura de energia. Além disso, é analisado o caso de compensação de energia elétrica (do inglês, *Netmetering*) e o caso zero exportação para a rede elétrica.

Outros trabalhos já utilizaram PLIM como uma técnica de otimização para resolver problemas relacionados ao gerenciamento de REDs. Em [51], foi aplicado o modelo *Distributed Energy Resources Customer Adoption Model* (DERCAM) adaptado, que é classificado como um modelo de PLIM. Esse modelo permitiu escolhas otimizadas de custo e energia para os REDs pela perspectiva do consumidor conectado à rede de distribuição em programas de resposta à demanda automatizados (do inglês, *Automated Demand Response* (AutoDR)), que são implementados por algumas concessionárias de energia elétrica. O objetivo desse modelo era minimizar o custo total da energia da micro rede de *Fort Hunter Liggett* na Califórnia e vender qualquer energia excedente para a concessionária. Já em [52], foi formulado um esquema de gerenciamento de energia para micro redes residenciais em um mercado aberto *Peer-to-Peer* (P2P), onde os problemas de utilização ótima de energia são formulados como problemas de PLIM distribuída para diferentes tipos de casas. Esse artigo separou as casas em três categorias: casas tradicionais, casas proativas (com sistemas FVs) e casas entusiastas (com sistemas FVs e ESS). As soluções do esquema proposto permitiram que diferentes casas tomassem decisões para otimizar a utilização de seus recursos sem compartilhar nenhuma informação privada com o sistema central de gerenciamento de energia transacional (do inglês, *Central Transactive Energy Management System* (CTEMS)). As informações de sobras e faltas de energia de diferentes casas, após a utilização ideal de recursos, são compartilhadas com o CTEMS e, em seguida, com vizinhos por meio de um mercado competitivo para garantir a máxima autossuficiência, bem como o custo mínimo para compra de energia da rede.

O trabalho [10] mostra que as VPP surgem como uma estratégia para facilitar a integração de REDs no sistema elétrico. O estado da arte da utilização de VPP é bem descrito por [53] e [54]. Em [55], é apresentado um modelo, que utiliza enxame de partículas, com a finalidade de otimizar o lucro líquido de uma VPP sob os mecanismos de negociação de créditos de carbono e certificados verdes. Esse artigo mostra que é possível reduzir as emissões de carbono, mantendo a eficiência econômica de uma VPP, dessa forma, atendendo a demanda de uma matriz elétrica limpa. Em [11], é apresentado um modelo de otimização PLIM estocástico que minimiza os custos anuais



de energia ao coordenar RED organizados na estrutura de uma VPP, levando em consideração arbitragem tarifária, redução de perdas e controle de tensão. A implementação e avaliação do modelo foram realizadas em um sistema de distribuição localizado na ETO, região Norte do Brasil. Os resultados demonstraram que a abordagem proposta é eficaz, maximizando o crédito de energia para consumidores de diferentes categorias, reduzindo o impacto das perdas de energia e mantendo a restrição de controle de tensão. Além disso, a importância de incorporar limitações de tensão e seu impacto nos custos totais e perfis de tensão é analisada. No geral, os resultados mostram os benefícios potenciais do modelo proposto em aumentar a eficiência e a viabilidade econômica da integração de REDs no sistema de energia elétrica.

Trazendo para um contexto brasileiro, o artigo [14] oferece uma análise abrangente dos aspectos técnicos e comerciais relativos ao uso de REDs, tanto antes quanto após a promulgação da Lei 14.300/2022. Neste estudo, os REDs são estruturados como uma VPP e se enquadram como micro GD, sendo aplicada em diversas distribuidoras no Brasil. A análise do impacto da Lei 14.300/2022 apresentou queda nos ganhos da VPP para os próximos anos devido ao aumento do desconto do Fio B previsto em lei, e mostrou que com o desconto no Fio B atual, o projeto da VPP estudado só é economicamente vantajoso para algumas distribuidoras brasileiras. Outro trabalho que apresentou resultados semelhantes foi o [56], em que foi realizada uma avaliação financeira dos impactos da Lei 14.300/2022 em usinas de micro e mini GD FV para clientes da Enel Ceará. Esse trabalho concluiu que a Lei 14.300/2022 reduziu a atratividade de projetos de micro e mini GD FV, e para a micro GD, por não ter a aplicação de 100% do desconto do Fio B igual a mini GD, a desvalorização ainda não torna o projeto estudado inviável economicamente.

Ainda associado a integração de REDs organizados como uma VPP, o artigo [57] propõe um método analítico para calcular os fatores de distribuição das perdas de potência ativa por nó (barra e fase) e o uso dos ramos por fase com base na matriz de impedância nodal ( $Z_{bus}$ ). Esses fatores avaliam a sensibilidade das perdas de distribuição e do uso devido à injeção de potência/corrente em cada nó do sistema. Eles podem ser calculados para diferentes intervalos de tempo e, portanto, sua aplicação inclui operação de rede, planejamento de expansão, cálculo de tarifas de distribuição e arbitragem, no contexto da VPP. Resultados com o sistema de 123 barras do IEEE, considerando a instalação de um sistema FV e um ESS em diferentes pontos do sistema, com base no cálculo dos fatores de distribuição, são avaliados e mostram os benefícios potenciais da adoção dos coeficientes para reduzir as perdas e o uso da rede.

Os trabalhos [58] e [59] apresentam uma revisão sobre as vantagens e desvantagens que a inserção de GD ao sistema de distribuição pode proporcionar. Algumas vantagens citadas nos artigos são as menores perdas no sistema e a geração de energia mais segura e barata. As desvantagens apresentadas estão relacionadas a estabilidade e segurança da energia. Em [60], é ressaltada a questão da regulação de tensão como um dos principais pontos que precisam de atenção para melhorar a confiabilidade do sistema de distribuição. No trabalho [61], é apresentado que aplicar tecnologias de redes elétricas inteligentes, como integração do lado da demanda e ESS, mitiga problemas de variação de tensão.

O trabalho [62] aborda o potencial da GD no fornecimento de serviços ancilares. A GD pode desempenhar um papel localmente equivalente ao de uma reserva girante e oferecer suporte de tensão ao barramento de corrente alternada (CA). O artigo revisa os principais tipos de GD, com foco na interface de eletrônica de potência e nas configurações apropriadas para fornecer serviços ancilares. Além do controle da potência ativa, outras funcionalidades podem ser incorporadas ao design da interface de eletrônica de potência da GD para fornecer serviços, como o controle da potência reativa e recursos relacionados à qualidade de energia, como a compensação de afundamentos de tensão e a filtragem de harmônicos.

Já o artigo [63] investiga os serviços ancilares existentes no sistema de transmissão, considerando também os mercados correspondentes, com ênfase na participação das fontes de energia renovável distribuída nesses mercados. Além disso, propõe a implementação de novos serviços ancilares no nível da rede de distribuição, com destaque para a resposta inercial, controle da taxa de variação da potência ativa, resposta de frequência, regulação de tensão, contribuição em situações de falha e mitigação de distorções harmônicas. O estudo apresenta ferramentas e mecanismos de mercado para adquirir esses serviços ancilares, o que implica uma evolução no papel desempenhado pelos operadores do sistema elétrico. Por fim, são identificados e analisados eventuais obstáculos técnicos, regulatórios e financeiros que possam surgir nesse contexto.

O artigo [64] compara dois meios de fornecer suporte de tensão a rede elétrica: (i) através de *Static Synchronous Compensators* (STATCOM); e (ii) através de inversores de sistemas FVs que conseguem fornecer potência reativa de dia e à noite. Essa análise mostrou que permitir que os inversores de sistemas FVs forneçam potência reativa, consequentemente suporte de tensão à rede, pode reduzir os custos do sistema em milhões de dólares, sendo de 4 a 15 vezes menos custoso do que instalar um STATCOM.

A participação simultânea nos mercados de energia e serviços ancilares

tem sido muito lucrativa para micro redes, principalmente com a alta penetração de fontes de energia renovável no fornecimento de energia. As incertezas desses geradores reduzem a confiabilidade e estabilidade dos sistemas de energia. A frequência e a tensão para a operação correta dos sistemas de energia devem sempre ser mantidas dentro de um valor nominal. Nesse cenário, serviços acilares, ESS e programas de resposta à demanda podem ser soluções eficazes para os problemas mencionados. Isso é o que os artigos [65] e [66] enfatizam. Neles é criado um modelo que justamente explora a lucratividade e o risco da participação simultânea de micro redes nos mercados de potência ativa e reativa, e serviços ancilares, mais especificamente, na regulação da tensão, reserva girante e não girante. Foi utilizada uma combinação de serviços ancilares, programas de resposta à demanda e ESS para aumentar a segurança e a estabilidade dos sistemas de energia, considerando as incertezas das fontes de energia renováveis, gestão de riscos e perda adicional de geração de potência reativa. Os resultados demonstraram que os geradores com alto custo operacional podem ter mais interesse em participar dos mercados de serviços ancilares, ao passo que, geradores mais baratos participaram mais do mercado de energia. As equações matemáticas e a curva de capacidade mostram que se a quantidade de geração de potência reativa aumentar, suas perdas também aumentarão; conseqüentemente, as micro redes dividem a produção de potência reativa entre diferentes unidades nas horas de ponta, e, na horas fora ponta, as micro redes tendem a armazenar energia e vendê-la a preços mais altos nas horas de ponta, realizando, assim, arbitragem tarifária. As micro redes utilizaram programas de resposta à demanda quando o preço da energia estava alto e realizaram um programa de recuperação quando o preço da energia estava baixo.

Alguns artigos buscam categorizar as formas de gerenciamento de energia e organização de REDs. Por exemplo, em [67], é definida a existência de três categorias de gerenciamento de energia de REDs: (i) descoordenados, que consideram apenas o gerenciamento de energia de um usuário individual; (ii) coordenados, que combinam a resposta de vários usuários em um único problema de otimização de gerenciamento de energia; e (iii) negociação de energia entre pares (*Peer-to-Peer* - P2P), que estabelece mercados de energia descentralizados. Dentro da categoria descoordenados, estão REDs organizados como *Home Energy Management System* (HEMS) e *Home Energy Management System with Operating Envelopes* (HEMS-OE). O HEMS é um sistema que visa minimizar os custos de eletricidade do usuário ao otimizar a geração, armazenamento e consumo de energia elétrica localmente, enquanto o HEMS-OE busca a mesma economia de energia, mas impõe restrições operacionais aos

dispositivos de energia distribuída para evitar impactos negativos na rede elétrica. Dentro da categoria coordenados, estão REDs organizados como VPP e *Optimal power flow* (OPF). A VPP é uma agregação coordenada de várias fontes de energia distribuída sem considerar restrições da rede, enquanto o OPF é um método para determinar o despacho ideal de energia das fontes distribuídas levando em conta restrições técnicas, operacionais e de rede. Por fim, dentro da categoria P2P, está a própria organização de REDs P2P, em que os usuários atuam como compradores ou vendedores em um mercado local de energia, o que pode causar problemas na rede quando as restrições não são consideradas explicitamente nas negociações.

Já em [68], as abordagens de gerenciamento de energia no sistema de distribuição são divididas em quatro categorias: (i) *Top-down switching*, que são os programas clássicos de resposta à demanda, em que um grupo de dispositivos é ligado ou desligado simultaneamente seguindo um sinal de controle transmitido. Esse método não leva em consideração as preferências do usuário e interfere na autonomia dos consumidores; (ii) reação ao preço, é baseada em uma sinalização unidirecional de um preço dinâmico para os usuários finais; (iii) otimização centralizada, as decisões são tomadas centralmente e possui uma comunicação bidirecional. Todos os dados locais relevantes precisam ser comunicados ao otimizador, que informa o controlador central que emite sinais de controle ou programações para o sistema; e (iv) Controle e Coordenação Transativa (do inglês, *Transactive Control and Coordination*), é uma abordagem onde os dispositivos e agentes envolvidos na rede elétrica interagem dinamicamente com base em sinais de preço e informações de oferta e demanda. As decisões são tomadas de forma descentralizada e autônoma, com o objetivo de otimizar a eficiência energética e o uso dos recursos disponíveis.

Em [69], é apresentado um modelo de negócios de VPP, em que a demanda de clientes é agregada a um único problema de otimização de gerenciamento de energia e essa otimização é centralizada com uma comunicação bidirecional. Contudo, existem artigos que mostram uma nova forma de gerenciamento de energia de uma VPP, ao invés do gerenciamento ser uma otimização centralizada, agora, o controle e coordenação são transativos (do inglês, *Transactive Control and Coordination*). O *GridWise Architecture Council* propôs uma definição geral de Energia Transativa (do inglês, *transactive Energy*) em [70] da seguinte forma: "Um sistema de mecanismos econômicos e de controle que permite o equilíbrio dinâmico entre oferta e demanda em toda a infraestrutura elétrica, utilizando o valor como um parâmetro operacional chave." A implementação desta nova forma de gerenciamento de energia em uma VPP pode ser observada em [71]. Entretanto, o artigo [72] diz que a Ener-

gia Transativa ainda está a anos de se tornar realidade, uma vez que tanto a aceitação pelo mercado quanto a maturidade técnica precisam ser alcançadas.

A estrutura de modelos de negócios envolvendo integração de REDs pode ser encontrada no ambiente de contratação regulado e no ambiente de contratação livre. O trabalho [73] mostra a interação de diversas VPP no mercado livre de energia utilizando teoria dos jogos e resposta à demanda para otimizar tanto as decisões individuais de cada VPP quanto a gestão unificada das diversas VPP. Já o trabalho [74] apresenta uma otimização baseada em *Particle Swarm Optimization* (PSO) modificada para a gestão de uma VPP interligada a rede de distribuição da concessionária *Punjab State Power Corporation Limited* (PSPCL), uma empresa estatal de energia na Índia, e a estrutura de negócios apresentada nesse artigo, utiliza o Netmetering. Os trabalhos [75] e [76] também apresentam formas de coordenar e gerenciar REDs utilizando o sistema Netmetering.

As principais contribuições desta dissertação são: (i) propor um modelo de negócios envolvendo uma VPP com base na Lei 14.300/2022 no Brasil; (ii) considerar sistemas FVs, ESS e sistemas híbridos associados à VPP; (iii) otimizar o contrato de energia do sistema, bem como a operação do ESS, a fim de maximizar os benefícios comerciais; (iv) incorporar o impacto de tensão na análise proposta e indicar a possibilidade de quantificar serviços ancilares com distribuidoras; (v) Aplicar o modelo de energia proposto em um sistema de distribuição real ETO, localizado na região Norte do Brasil; (vi) Analisar a viabilidade econômica para cada tipo de RED isoladamente; (vii) Avaliar de forma abrangente os resultados comparando a viabilidade econômica antes e após a regulamentação da Lei 14.300/2022; e (viii) Analisar o estudo de caso da ETO para diferentes tarifas de concessionárias brasileiras.

## 3

### Modelo proposto

Neste Capítulo, são explorados os diferentes aspectos do modelo proposto, incluindo a metodologia, o modelo de negócios e o modelo de otimização.

#### 3.1

##### Metodologia

Com o intuito de alcançar o objetivo desta dissertação, é proposto um modelo de PLIM estocástico (do inglês, *Mixed-Integer Stochastic Linear Programming* (MISLP)), baseado na pesquisa realizada por [50], que avaliou a viabilidade econômica de sistemas FVs com ESS. Nesta nova abordagem, o modelo identifica o contrato energético anual mais eficiente para cada posto tarifário e determina a melhor operação dos ESS. O modelo pode ser aplicado para diferentes quantidades de sistemas FVs e ESS. Ocorre efetivamente a aplicação do modelo para 4 configurações de REDs: (i) apenas um sistema FV; (ii) apenas um ESS; (iii) um sistema híbrido (composto por um sistema FV e um ESS); e (iv) estudo de caso da ETO. A partir dessas configurações, se torna possível avaliar a viabilidade econômica e os impactos da Lei 14.300/2022 para cada configuração de REDs, isso sem levar em consideração aspectos da rede elétrica. Especificamente no estudo de caso da ETO, é realizada uma análise com relação aos aspectos da rede de distribuição da ETO, em que se identifica possíveis melhoras no perfil de tensão e perdas no sistema com a integração consciente dos REDs.

O modelo PLIM estocástico é a representação simplificada de um problema real por meio de uma função objetivo e de restrições, no qual as variáveis de decisão são inteiras positivas ou reais positivas. A Equação 3-1 apresenta a forma compacta matricial de um modelo PLIM ([77] e [78]). A parte estocástica do modelo consiste na otimização de uma única operação diária com discretização horária dos ESS diante de 365 cenários (dias) de curva de geração FV também com discretização horária, ou seja, o modelo está sendo capaz de lidar com a incerteza da geração FV, fornecendo uma única solução para a operação diária dos ESS.

$$\begin{aligned}
& \min_{x,y} c^T \cdot x + h^T \cdot y \\
& \text{s.a.} \\
& A \cdot x + G \cdot y \geq b \\
& x \in \mathbb{R}_+^p, y \in \mathbb{Z}_+^q
\end{aligned} \tag{3-1}$$

sendo  $A$  e  $G$  matrizes de constantes,  $x$  e  $y$  vetores de variáveis de decisão de dimensão  $p$  e  $n$ , respectivamente,  $b$ ,  $c^T$  e  $h^T$  vetores de constantes,  $\mathbb{R}_+^p$  conjunto de números reais positivos de dimensão  $p$ , e  $\mathbb{Z}_+^q$  conjunto de números inteiros positivos de dimensão  $q$ .

A linguagem de programação utilizada para desenvolver o modelo foi a linguagem de código aberto Júlia com o otimizador comercial Gurobi. Esse otimizador necessita de licença para ser utilizado. Contudo, a otimização pode ser realizada com outras bibliotecas que resolvam Programação Linear, a diferença reside no tempo de processamento do código.

### 3.2

#### Modelo de negócios

O modelo de negócios proposto é a utilização da geração de uma VPP para reduzir a fatura de energia elétrica de unidades consumidoras dos grupos verde A4 (demais classes), branca B3 (comercial, serviços e outros) e convencional B3 (comercial, serviços e outros). A seleção desses grupos veio do estudo de caso da ETO, que foi um projeto de P&D realizado pela empresa (Re)Energisa Tocantins em parceria com a PUC-Rio, ambas instituições brasileiras.

Para realizar o modelo de negócios, uma dada configuração de REDs, combinando sistemas FVs e ESS, organizados como uma VPP, injeta energia na rede elétrica. A partir da geração compartilhada no SCEE, os créditos energéticos associados a essa injeção são divididos entre as unidades consumidoras participantes desse modelo de negócios, podendo ser caracterizado como um consórcio. Os REDs estarão conectados à rede de baixa tensão, e não ultrapassam 75 kW, sendo elegíveis ao SCEE como micro GD, segundo Lei 14.300/2022. Vale ressaltar que essas informações também vieram do estudo de caso ETO.

Esse modelo de negócios busca uma otimização dos ESS e/ou sistemas FVs para o consumidor final e para o sistema, sendo vantajosa para as unidades consumidoras, para o agregador, que é o responsável por coordenar e otimizar a produção e consumo, e para a distribuidora de energia elétrica local.

Considerando que a VPP possua sistemas híbridos (sistemas FVs com

ESS de bateria), sistemas FVs e ESS em bateria, o modelo de negócios pode ser dividido em três estágios. No primeiro estágio, o sistema híbrido carrega o ESS usando a geração FV no mesmo local. Em contrapartida, qualquer excedente de geração é convertido em créditos de energia durante os horários de fora ponta e intermediário. A geração do sistema FV também pode contribuir para créditos de energia durante os horários de fora ponta e intermediário. No segundo estágio, o ESS é carregado durante os horários de fora ponta e intermediário, usando os créditos de energia gerados pelo excedente dos sistemas híbrido e FV. Finalmente, no terceiro estágio, os consumidores nas categorias de tarifas branca B3 ou convencional B3 utilizam o excedente acumulado de créditos de energia durante os horários de fora ponta, e os consumidores tarifa branca B3 utilizam o excedente acumulado de créditos de energia durante os horários intermediários. Além disso, o ESS, caso exista na configuração de REDs escolhida, descarrega energia na rede, contabilizando créditos de energia durante os horários de ponta, que os consumidores podem usar nas categorias de tarifas verde A4 ou branca B3.

Para ilustrar a estratégia do modelo de negócios proposto, uma representação esquemática é fornecida na Fig. 3.1.

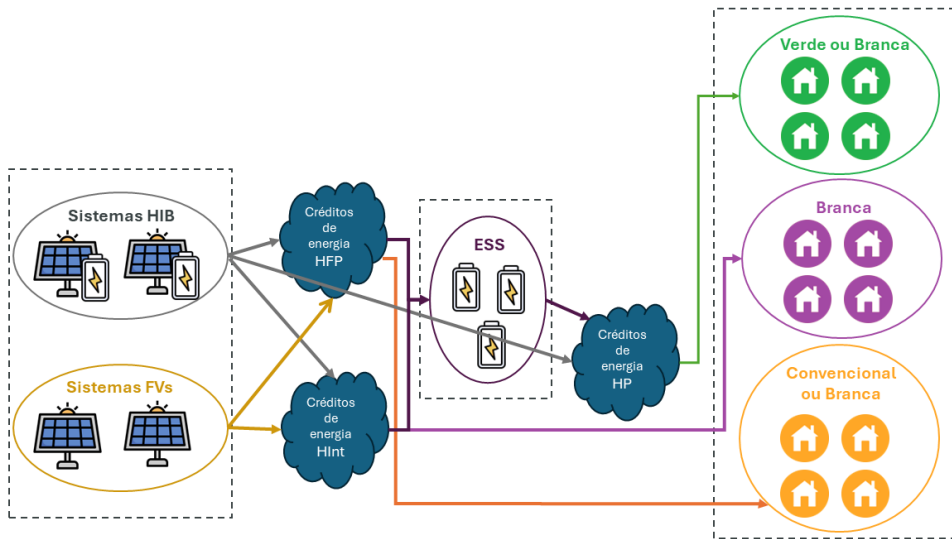


Figura 3.1: Modelo de negócios proposto.

Agora, caso a VPP possua apenas sistemas FVs, o modelo de negócios pode ser dividido em dois estágios. No primeiro estágio, a geração FV pode contribuir com créditos de energia durante os horários de fora ponta e intermediário, já que nos horários de ponta não há captação de energia solar pelos



painéis FVs, como pode ser visto na Figura 4.1. No segundo estágio, os consumidores nas categorias de tarifas branca B3 ou convencional B3 utilizam o excedente acumulado de créditos de energia durante os horários de fora ponta, e os consumidores tarifa branca B3 utilizam o excedente acumulado de créditos de energia durante os horários intermediários.

Caso a VPP possua apenas ESS de bateria, o modelo de negócios também pode ser dividido em dois estágios. No primeiro estágio, o ESS carrega nos períodos de fora ponta e intermediário, e descarrega no período de ponta, gerando créditos energéticos. No segundo estágio, os consumidores dos grupos verde A4 ou branca B3 utilizam o excedente acumulado de créditos de energia durante os horários de ponta.

Por fim, caso a VPP possua apenas um sistema híbrido, o modelo de negócios também pode ser dividido em dois estágios. No primeiro estágio, o sistema híbrido carrega a bateria usando a geração do sistema FV no mesmo local. Em contrapartida, qualquer excedente de geração é convertido em créditos de energia durante os horários de fora ponta e intermediário. A descarga da bateria do sistema híbrido gera créditos energéticos durante o período de ponta. No segundo estágio, os consumidores nas categorias de tarifas branca B3 ou convencional B3 utilizam o excedente acumulado de créditos de energia durante os horários de fora ponta, os consumidores tarifa branca B3 utilizam o excedente acumulado de créditos de energia durante os horários intermediários, e os consumidores nas categorias de tarifas verde A4 ou branca B3 utilizam o excedente acumulado de créditos de energia durante os horários de ponta.

A seguir, será detalhado o ponto de vista das unidades consumidoras, do agregador e da distribuidora de energia elétrica, que são os participantes desse modelo de negócios.

### 3.2.1

#### **Ponto de vista dos consumidores**

O modelo de geração compartilhada proposto apresenta unidades consumidoras que recebem créditos no período de ponta na modalidade tarifária verde ou branca, e no período de fora ponta e intermediário na modalidade tarifária branca ou convencional.

O consumidor no ambiente de contratação regulado na modalidade tarifária verde, Branca ou Convencional possui sua fatura mensal de energia elétrica descrita pela Equação 2-1, 2-2 ou 2-3, respectivamente.

Caso uma unidade consumidora (UC) entre no modelo de geração compartilhada proposto, a fatura mensal pode ser calculada por:

$$F_t'^{UC} = F_t^{UC} - G_t^{UC} \cdot TE^{UC} \quad (3-2)$$

sendo  $F_t'^{UC}$  a fatura mensal do consumidor UC participando do modelo de geração compartilhada (R\$),  $F_t^{UC}$  a fatura mensal do consumidor UC sem participar do modelo de geração compartilhada (R\$),  $G_t^{UC}$  o total de créditos energéticos mensal referente ao consumidor UC (kWh) e  $TE^{UC}$  a tarifa de energia aplicada ao consumidor UC (R\$/kWh).

A VPP é a responsável por gerar os créditos energéticos que são aplicados nas faturas dos consumidores. Dessa forma, a receita mensal da VPP associada a uma unidade consumidora (UC) pode ser descrita por:

$$R_t^{UC} = G_t^{UC} \cdot TE^{UC} \quad (3-3)$$

sendo  $G_t^{UC}$  o total de créditos energéticos mensal referente ao consumidor UC (kWh),  $R_t^{UC}$  a receita da VPP associada ao consumidor UC (R\$) e  $TE^{UC}$  a tarifa de energia aplicada ao consumidor UC (R\$/kWh).

Logo, a Equação 3-2, que mostra a fatura mensal do consumidor participando do modelo de geração compartilhada, pode ser reescrita da seguinte forma:

$$F_t'^{UC} = F_t^{UC} - R_t^{UC} \quad (3-4)$$

sendo  $F_t'^{UC}$  a fatura mensal do consumidor UC participando do modelo de geração compartilhada (R\$),  $F_t^{UC}$  a fatura mensal do consumidor UC sem participar do modelo de geração compartilhada (R\$) e  $R_t^{UC}$  a receita da VPP associada ao consumidor UC (R\$).

Em uma visão ampla do modelo de negócios, o custo mensal do consumidor no modelo de geração compartilhada pode incorporar elementos associados ao lucro do agregador e ao custo de investimento. Assim:

$$C_t^{UC} = F_t'^{UC} + CI_t^{UC} + L_t^{agreg,UC} \quad (3-5)$$

sendo  $C_t^{UC}$  o custo mensal do consumidor UC participando do modelo de geração compartilhada (R\$),  $CI_t^{UC}$  o custo mensal do investimento associado ao consumidor UC (R\$),  $F_t'^{UC}$  a fatura mensal do consumidor UC participando do modelo de geração compartilhada (R\$) e  $L_t^{agreg,UC}$  o lucro mensal do agregador associado ao consumidor UC (R\$).

O lucro mensal de um consumidor UC é dado pela diferença entre a fatura mensal desse consumidor sem participar do modelo de geração compartilhada proposto e o custo mensal desse mesmo consumidor participando desse modelo de negócios. Portanto:

$$L_t^{UC} = F_t^{UC} - C_t^{UC} \quad (3-6)$$

sendo  $C_t^{UC}$  o custo mensal do consumidor UC participando do modelo de geração compartilhada (R\$),  $F_t^{UC}$  a fatura mensal do consumidor UC sem participar do modelo de geração compartilhada (R\$) e  $L_t^{UC}$  o lucro mensal do consumidor UC (R\$).

Substituindo a Equação 3-5 na Equação 3-6, tem-se:

$$L_t^{UC} = F_t^{UC} - F_t'^{UC} - CI_t^{UC} - L_t^{agreg,UC} \quad (3-7)$$

sendo  $CI_t^{UC}$  o custo mensal do investimento associado ao consumidor UC (R\$),  $F_t^{UC}$  a fatura mensal do consumidor UC sem participar do modelo de geração compartilhada (R\$),  $F_t'^{UC}$  a fatura mensal do consumidor UC participando do modelo de geração compartilhada (R\$),  $L_t^{UC}$  o lucro mensal do consumidor UC (R\$) e  $L_t^{agreg,UC}$  o lucro mensal do agregador associado ao consumidor UC (R\$).

Utilizando a Equação 3-2, tem-se a equação final do lucro do consumidor:

$$L_t^{UC} = R_t^{UC} - CI_t^{UC} - L_t^{agreg,UC} \quad (3-8)$$

sendo  $CI_t^{UC}$  o custo mensal do investimento associado ao consumidor UC (R\$),  $L_t^{agreg,UC}$  o lucro mensal do agregador associado ao consumidor UC (R\$),  $L_t^{UC}$  o lucro mensal do consumidor UC (R\$) e  $R_t^{UC}$  a receita da VPP associada ao consumidor UC (R\$).

Caso o custo mensal da unidade consumidora UC no modelo de geração compartilhada proposto ( $C_t^{UC}$ ) seja menor do que a fatura mensal desse mesmo consumidor sem estar participando do modelo de geração compartilhada proposto ( $F_t^{UC}$ ), o lucro do consumidor UC será positivo. Caso contrário, o consumidor UC terá prejuízo.

### 3.2.2

#### Ponto de vista do agregador

Na geração compartilhada, o agregador pode ser o agente responsável pela coordenação e otimização da produção e consumo de energia entre diversos participantes, atuando como uma entidade intermediadora. Como para o agregador, o importante é coordenar um grupo de consumidores, a expressão 3-8, que apresenta o lucro mensal de cada consumidor, pode ser aplicada para todos os consumidores, gerando, portanto, um lucro mensal deste grupo. O lucro mensal dos consumidores é dado por:

$$L_t^{cons} = \sum_{UC} L_t^{UC} = R_t - CI_t - L_t^{agreg} \quad (3-9)$$

sendo  $CI_t$  o custo mensal do investimento (R\$),  $L_t^{agreg}$  o lucro mensal do agregador (R\$),  $L_t^{cons}$  o lucro mensal dos consumidores (R\$),  $L_t^{UC}$  o lucro

mensal do consumidor UC (R\$) e  $R_t$  a receita da VPP (R\$).

Vale ressaltar que a Equação 3-3 definiu a receita mensal da VPP associada a um consumidor UC. De forma análoga, a receita anual da VPP para todos os consumidores é basicamente a soma da Equação 3-3 para todos os meses do ano e para todos os consumidores. Portanto, a receita anual da VPP é a produção anual da VPP aplicada a tarifa de energia.

O lucro do projeto pode ser obtido pela receita descontada as despesas. Esse lucro é repartido entre os consumidores e o agregador. Dessa forma, o lucro mensal do projeto é dado por:

$$L_t = L_t^{cons} + L_t^{agreg} = R_t - CI_t \quad (3-10)$$

sendo  $L_t$  o lucro mensal do projeto (R\$),  $L_t^{agreg}$  o lucro mensal do agregador (R\$),  $L_t^{cons}$  o lucro mensal dos consumidores (R\$),  $CI_t$  o custo mensal do investimento (R\$) e  $R_t$  a receita da VPP (R\$).

O lucro também pode ser visto como sendo uma parte da receita, dessa forma:

$$L_t = x\% \cdot R_t \quad (3-11)$$

sendo  $L_t$  o lucro mensal do projeto (R\$),  $R_t$  a receita da VPP (R\$) e  $x\%$  o percentual da receita mensal da VPP que representa o lucro mensal do projeto (%).

Como o lucro do projeto é dividido entre os consumidores e o agregador, o lucro mensal dos consumidores pode ser descrito por:

$$L_t^{cons} = i_c\% \cdot x\% \cdot R_t \quad (3-12)$$

sendo  $i_c\%$  a margem do cliente (%),  $L_t^{cons}$  o lucro mensal dos consumidores (R\$),  $R_t$  a receita da VPP (R\$) e  $x\%$  o percentual da receita mensal da VPP que representa o lucro mensal do projeto (%).

Já o lucro mensal do agregador pode ser descrito por:

$$L_t^{agreg} = (1 - i_c\%) \cdot x\% \cdot R_t \quad (3-13)$$

sendo  $i_c\%$  a margem do cliente (%),  $L_t^{agreg}$  o lucro mensal do agregador (R\$),  $R_t$  a receita da VPP (R\$) e  $x\%$  o percentual da receita mensal da VPP que representa o lucro mensal do projeto (%).

Caso o lucro do agregador ( $L_t^{agreg}$ ) seja positivo, trata-se de um projeto atrativo para o agregador. Tanto o lucro do agregador quanto o lucro dos consumidores dependem da viabilidade do projeto, como foi observado através da Equação 3-10. Dessa forma, através de métricas econômicas, como, por exemplo, VPL e TIR, é possível definir se o projeto é viável economicamente ou não. Caso o projeto seja viável economicamente, será gerado um lucro positivo,

que será repartido pelos consumidores e pelo agregador, da forma estabelecida pelas equações 3-12 e 3-13, respectivamente.

### 3.2.3

#### Ponto de vista da distribuidora

A distribuidora de energia elétrica na geração compartilhada possui o papel de garantir uma integração eficiente e segura da energia gerada pelas unidades consumidoras, onde se localizam os REDs, à rede elétrica e da rede elétrica as unidades consumidoras finais. Esse tipo de transação de energia possui vantagens e oportunidades estratégicas que as distribuidoras podem aproveitar ao promover a geração compartilhada entre seus consumidores, como a redução das perdas elétricas e o controle no nível de tensão.

### 3.3

#### Modelo de otimização

Nesta Seção, é apresentado o modelo de otimização PLIM estocástico proposto, cujo objetivo primordial consiste na minimização do custo anual de energia para os REDs combinados, considerando a prática de arbitragem tarifária. Este modelo de otimização é projetado para oferecer o contrato de energia anual mais vantajoso para os REDs em cada posto tarifário, ao mesmo tempo em que administra a operação dos ESS de forma eficiente. A minimização do custo anual de energia é conduzida com o intuito de viabilizar a acomodação do contrato de energia anual, resultando, por conseguinte, na maximização do lucro.

O modelo de otimização proposto é construído tendo como base a dissertação [50] e o artigo [49], os quais adotaram um modelo PLIM estocástico para dimensionar sistemas FV com ESS e encontrar a operação ideal dos ESS. Esse modelo teve como objetivo viabilizar economicamente um projeto envolvendo REDs de um grande consumidor da modalidade tarifária Verde ou Azul no Brasil, além de estudar casos de zero exportação e Netmetering. A contribuição no presente trabalho está na mudança de foco do modelo, o foco deixou de ser apenas um consumidor e passou a ser um conjunto de consumidores participantes do empreendimento proposto, podendo ser considerado um consórcio dentro da regra de geração compartilhada no SCEE. Para alcançar um projeto economicamente viável, o modelo de otimização calcula o contrato de energia anual ótimo por posto tarifário, englobando todos os consumidores participantes do modelo de negócios, com fundamentação em uma configuração específica de REDs. Assim, busca-se minimizar o custo anual de energia para os REDs combinados como uma VPP. Além disso, este

trabalho contribui com a comparação de antes e após a regulamentação da Lei 14.300/2022, considerando o desconto do Fio B no modelo de otimização, e oferece a capacidade de realizar comparações entre configurações estabelecidas de REDs, já que agora são tratados como dado de entrada.

O modelo de otimização PLIM estocástico proposto é descrito por:

$$C^{Annual} = \min_{\theta} CE^p + CE^{fp} + CE^{int} + M \cdot \sum_{b \in B} \sum_{d \in D} \sum_{h \in H} (\Delta G_{b,d,h} + \Delta D_{b,d,h}) \quad (3-14)$$

s.a.

$$E_{b,d,h}^{G,p} = n_b^{pv} \cdot G_{d,h} + y_{b,h} \cdot n_b^{bat} \cdot DOD \cdot P^{bat} \cdot ef + \Delta G_{b,d,h} \quad \forall d, h \in H^p, b \in B \quad (3-15)$$

$$E_{b,d,h}^{G,fp} = n_b^{pv} \cdot G_{d,h} - x_{b,h} \cdot n_b^{bat} \cdot DOD \cdot P^{bat} + \Delta G_{b,d,h} \quad \forall d, h \in H^{fp}, b \in B \quad (3-16)$$

$$E_{b,d,h}^{G,int} = n_b^{pv} \cdot G_{d,h} - x_{b,h} \cdot n_b^{bat} \cdot DOD \cdot P^{bat} + \Delta G_{b,d,h} \quad \forall d, h \in H^{int}, b \in B \quad (3-17)$$

$$E_{b,d,h}^{G,p} \geq 0 \quad \forall d, h \in H^p, b \in B \quad (3-18)$$

$$E_{b,d,h}^{G,fp} \geq 0 \quad \forall d, h \in H^{fp}, b \in B \quad (3-19)$$

$$E_{b,d,h}^{G,int} \geq 0 \quad \forall d, h \in H^{int}, b \in B \quad (3-20)$$

$$\Delta G_{b,d,h} \geq 0 \quad \forall d, h \in H, b \in B \quad (3-21)$$

$$E_{b,d,h}^{D,fp} = x_{b,h} \cdot n_b^{bat} \cdot DOD \cdot P^{bat} - n_b^{pv} \cdot G_{d,h} + \Delta D_{b,d,h} \quad \forall d, h \in H^{fp}, b \in B \quad (3-22)$$

$$E_{b,d,h}^{D,int} = x_{b,h} \cdot n_b^{bat} \cdot DOD \cdot P^{bat} - n_b^{pv} \cdot G_{d,h} + \Delta D_{b,d,h} \quad \forall d, h \in H^{int}, b \in B \quad (3-23)$$

$$E_{b,d,h}^{D,fp} \geq 0 \quad \forall d, h \in H^{fp}, b \in B \quad (3-24)$$

$$E_{b,d,h}^{D,int} \geq 0 \quad \forall d, h \in H^{int}, b \in B \quad (3-25)$$

$$\Delta D_{b,d,h} \geq 0 \quad \forall d, h \in H, b \in B \quad (3-26)$$

$$CE^p = \sum_{d \in D} \sum_{h \in H^p} [(E_{d,h}^{C(V),p} - \alpha \cdot \sum_{b \in B} d^{FIO} \cdot E_{b,d,h}^{G,p}) \cdot TE^{(V),p} + (E_{d,h}^{C(B),p} - (1 - \alpha) \cdot \sum_{b \in B} d^{FIO} \cdot E_{b,d,h}^{G,p}) \cdot TE^{(B),p}] \quad (3-27)$$

$$CE^{fp} = \sum_{d \in D} \sum_{h \in H^{fp}} [(E_{d,h}^{C(B),fp} - \beta \cdot \sum_{b \in B} (d^{FIO} \cdot E_{b,d,h}^{G,fp} - E_{b,d,h}^{D,fp})) \cdot TE^{(B),fp} + (E_{d,h}^{C(C),fp} - (1 - \beta) \cdot \sum_{b \in B} (d^{FIO} \cdot E_{b,d,h}^{G,fp} - E_{b,d,h}^{D,fp})) \cdot TE^{(C)}] \quad (3-28)$$

$$CE^{int} = \sum_{d \in D} \sum_{h \in H^{int}} (E_{d,h}^{C(B),int} - \sum_{b \in B} (d^{FIO} \cdot E_{b,d,h}^{G,int} - E_{b,d,h}^{D,int})) \cdot TE^{(B),int} \quad (3-29)$$

$$\alpha = 0, 7 \quad (3-30)$$

$$\beta = 0, 7 \quad (3-31)$$

$$\sum_{d \in D} \sum_{h \in H^p} E_{d,h}^{C(V),p} \geq \sum_{d \in D} \sum_{h \in H^p} \alpha \cdot \sum_{b \in B} d^{FIO} \cdot E_{b,d,h}^{G,p} \quad (3-32)$$

$$\sum_{d \in D} \sum_{h \in H^p} E_{d,h}^{C(B),p} \geq \sum_{d \in D} \sum_{h \in H^p} (1 - \alpha) \cdot \sum_{b \in B} d^{FIO} \cdot E_{b,d,h}^{G,p} \quad (3-33)$$

$$\sum_{d \in D} \sum_{h \in H^{fp}} E_{d,h}^{C(B),fp} \geq \sum_{d \in D} \sum_{h \in H^{fp}} \beta \cdot \sum_{b \in B} (d^{FIO} \cdot E_{b,d,h}^{G,fp} - E_{b,d,h}^{D,fp}) \quad (3-34)$$

$$\sum_{d \in D} \sum_{h \in H^{int}} E_{d,h}^{C(B),int} \geq \sum_{d \in D} \sum_{h \in H^{int}} \sum_{b \in B} (d^{FIO} \cdot E_{b,d,h}^{G,int} - E_{b,d,h}^{D,int}) \quad (3-35)$$

$$\sum_{d \in D} \sum_{h \in H^{fp}} E_{d,h}^{C(C),fp} \geq \sum_{d \in D} \sum_{h \in H^{fp}} (1 - \beta) \cdot \sum_{b \in B} (d^{FIO} \cdot E_{b,d,h}^{G,fp} - E_{b,d,h}^{D,fp}) \quad (3-36)$$

$$\sum_{d \in D} \sum_{h \in H^{fp}} \sum_{b \in B} d^{FIO} \cdot E_{b,d,h}^{G,fp} \geq \sum_{d \in D} \sum_{h \in H^{fp}} \sum_{b \in B} E_{b,d,h}^{D,fp} \quad (3-37)$$

$$\sum_{d \in D} \sum_{h \in H^{int}} \sum_{b \in B} d^{FIO} \cdot E_{b,d,h}^{G,int} \geq \sum_{d \in D} \sum_{h \in H^{int}} \sum_{b \in B} E_{b,d,h}^{D,int} \quad (3-38)$$

$$x_{b,h} = 0 \quad \forall h \in H^p, b \in B \quad (3-39)$$

$$x_{b,h} \geq 0 \quad \forall h \in H^{fp}, b \in B \quad (3-40)$$

$$x_{b,h} \geq 0 \quad \forall h \in H^{int}, b \in B \quad (3-41)$$

$$y_{b,h} = 1 \quad \forall h \in H^p, b \in B \quad (3-42)$$

$$y_{b,h} = 0 \quad \forall h \in H^{fp}, b \in B \quad (3-43)$$

$$y_{b,h} = 0 \quad \forall h \in H^{int}, b \in B \quad (3-44)$$

$$x_{b,h} \leq 0.5 \quad \forall h \in H, b \in B \text{ (Caso 2)} \quad (3-45)$$

$$\sum_{h \in H^p} y_{b,h} = \sum_{h \in H^{fp}} x_{b,h} + \sum_{h \in H^{int}} x_{b,h} \quad \forall b \in B \quad (3-46)$$

O conjunto  $\theta$  representa as variáveis de decisão do modelo de otimização proposto. As variáveis são  $x_{b,h}$ ,  $y_{b,h}$ ,  $E_{b,d,h}^{G,p}$ ,  $E_{b,d,h}^{G,fp}$ ,  $E_{b,d,h}^{G,int}$ ,  $\Delta G_{b,d,h}$ ,  $E_{b,d,h}^{D,fp}$ ,  $E_{b,d,h}^{D,int}$ ,  $\Delta D_{b,d,h}$ ,  $CE^p$ ,  $CE^{fp}$ ,  $CE^{int}$ ,  $E_{d,h}^{C(V),p}$ ,  $E_{d,h}^{C(B),p}$ ,  $E_{d,h}^{C(B),fp}$ ,  $E_{d,h}^{C(B),int}$ , e  $E_{d,h}^{C(C),fp}$ .

A função objetivo 3-14 pode ser subdividida em duas partes: a primeira consiste na exposição dos balanços de custos entre energia e contrato para os distintos postos tarifários ( $CE^p$ ,  $CE^{fp}$  e  $CE^{int}$ ); a segunda parte exibe as penalizações referentes às variáveis auxiliares  $\Delta G$  e  $\Delta D$ . As expressões 3-15, 3-16 e 3-17 descrevem o crédito energético para os diferentes postos tarifários. No período de ponta, representado pela restrição 3-15, o crédito energético é igual

à energia gerada pelos painéis FVs e pela descarga das baterias. Durante os períodos de fora ponta e intermediário (restrições 3-16 e 3-17, respectivamente), o crédito energético é igual à energia gerada pelos painéis descontada da carga das baterias. A introdução da variável auxiliar  $\Delta G$  evita que essas restrições tenham valores negativos. Em outras palavras, se a carga das baterias em algum momento do dia exceder a geração dos painéis FVs, o crédito de energia será igual a zero. As expressões 3-18, 3-19, 3-20 e 3-21 garantem que o crédito energético e a variável auxiliar  $\Delta G$  sejam maiores ou iguais a zero para todo período.

As equações 3-22 e 3-23 exemplificam o débito de energia quando a carga das baterias excede a geração dos painéis FVs. A variável auxiliar  $\Delta D$  tem o mesmo propósito que  $\Delta G$ , assegurar que o débito de energia não seja menor que zero. As expressões 3-24, 3-25 e 3-26 garantem que o débito energético e a variável auxiliar  $\Delta D$  sejam maiores ou iguais a zero para todo período. Vale ressaltar que o débito de energia no período tarifário de ponta não existe, já que não há geração fotovoltaica neste horário.

As equações 3-27, 3-28 e 3-29 descrevem o equilíbrio de custo entre energia e contrato. Durante os períodos de ponta e fora de ponta, podem existir contratos com diferentes tipos de tarifa. Portanto, o modelo estabelece esses contratos por meio dos fatores  $\alpha$  (ponta) e  $\beta$  (fora de ponta), definidos pelas equações 3-30 e 3-31, respectivamente. Especificamente no período de ponta,  $\alpha = 0,7$ , significa dizer que 70 % do contrato de energia para ponta será para tarifa verde, enquanto 30 % serão para tarifa branca. No período de fora ponta,  $\beta = 0,7$ , significa dizer que 70 % do contrato de energia para fora ponta será para tarifa branca, enquanto 30 % serão para tarifa convencional. Por fim, no período intermediário 100 % do contrato é para tarifa branca.

As equações 3-32, 3-33, 3-34, 3-35 e 3-36 asseguram que os contratos de energia sejam maiores ou iguais à energia líquida. Além disso, é garantido que o crédito energético seja sempre maior que o débito, conforme estabelecido pelas equações 3-37 e 3-38.

As equações 3-39, 3-40, 3-41, 3-42, 3-43, 3-44 e 3-45 são empregadas para determinar a operação de carga e descarga das baterias ao longo do dia, enquanto a equação 3-46 estabelece que a quantidade total descarregada deve ser igual à quantidade total carregada. Para manter o controle da tensão e garantir a longevidade das baterias, é imposto um limite de 50 % de sua capacidade nominal para a carga, evitando que sejam carregadas além desse valor.



### 3.4

#### Critérios de avaliação

Nesta seção, são discutidos os principais critérios de avaliação econômica, que serão empregados na análise dos resultados.

#### 3.4.1

##### VPL

O Valor Presente Líquido (VPL) é um dos parâmetros utilizados para analisar o retorno de investimentos. Ele envolve a subtração do valor do investimento do somatório dos fluxos de caixa previstos ao longo do tempo de execução do projeto. O VPL pode ser descrito por:

$$VPL = -I + \sum_{n=1}^N \frac{FC_n}{(1+k)^n}, \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (3-47)$$

sendo  $FC_n$  o Fluxo de Caixa no tempo  $n$  (R\$),  $I$  o investimento em  $n = 0$ , ou seja, valor presente do investimento (R\$),  $k$  a taxa de desconto ao tempo  $n$  (%),  $n$  a discretização do tempo dentro do horizonte de tempo,  $N$  o horizonte de tempo e  $VPL$  o Valor Presente Líquido (R\$).

Se o resultado do VPL for positivo, indica a viabilidade do projeto. Por outro lado, um VPL negativo sugere que o investimento inicial não será recuperado, tornando o projeto impraticável. Quando o VPL é igual a zero, o investimento não resulta em lucro nem prejuízo. Uma limitação desse método é que ele não possibilita a comparação entre investimentos com diferentes durações.

Associando ao projeto proposto, o fluxo de caixa em cada tempo será igual a receita da VPP, que por sua vez é os créditos energéticos aplicados a suas respectivas tarifas. Dessa forma, o VPL para o projeto proposto é dado por:

$$VPL^{projeto} = -CI^{projeto} + \sum_{n=1}^N \frac{R_n}{(1+k)^n}, \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (3-48)$$

sendo  $CI^{projeto}$  o custo de investimento do projeto em  $n = 0$  (R\$),  $k$  a taxa de desconto ao tempo  $n$  (%),  $n$  a discretização do tempo dentro do horizonte de tempo,  $N$  o horizonte de tempo,  $R_n$  a receita da VPP no tempo  $n$  (R\$) e  $VPL^{projeto}$  o Valor Presente Líquido do projeto (R\$).

### 3.4.2

#### Payback

O payback é um indicador financeiro adicional para avaliar a praticabilidade de investimentos. Quando utilizado em conjunto com outros métodos, pode contribuir para auxiliar o investidor a tomar decisões mais assertivas. Ele representa a quantidade de períodos, seja em meses ou anos, necessários para que o fluxo de caixa descontado comece a exibir valores positivos após deduzir o investimento inicial. Em outras palavras, indica quando o empreendimento efetivamente começa a gerar lucro.

### 3.4.3

#### TMA

A Taxa Mínima de Atratividade (TMA) é um indicador que reflete o retorno mínimo esperado no mercado para projetos de baixo risco. Portanto, é comum buscar uma TMA que seja igual ou exceda a taxa de lucro considerada mais "segura" no mercado. Cada investidor pode selecionar a TMA de sua preferência, levando em consideração o nível de risco e incerteza associado ao projeto.

### 3.4.4

#### TIR

A Taxa Interna de Retorno (TIR) é uma técnica avançada para avaliar a rentabilidade de investimentos, amplamente empregada por empresas. Em essência, a TIR é o valor da taxa que iguala o VPL a zero. No entanto, seu cálculo não é simples e requer o uso de ferramentas computacionais, como funções de software presentes no Excel. A fórmula a seguir exemplifica a aplicação da TIR para alcançar esse efeito:

$$VPL = -I + \sum_{n=1}^N \frac{FC_n}{(1 + TIR)^n} = 0, \quad n = 1, 2, \dots, N \quad (3-49)$$

sendo  $FC_n$  o Fluxo de Caixa no tempo  $n$  (R\$),  $I$  o investimento em  $n = 0$ , ou seja, valor presente do investimento (R\$),  $k$  a taxa de desconto ao tempo  $n$  (%),  $n$  a discretização do tempo dentro do horizonte de tempo,  $N$  o horizonte de tempo,  $TIR$  a Taxa Interna de Retorno (%) e  $VPL$  o Valor Presente Líquido (R\$).

Uma vantagem notável desse método é que ele gera um valor relativo de retorno, permitindo comparações entre diferentes investimentos com características distintas. Portanto, a TIR se torna um indicador fundamental para avaliar a lucratividade de investimentos que possuam peculiaridades diversas.

Na tomada de decisões, assume-se que, se a TIR for superior à TMA, o investimento é considerado economicamente atrativo; caso contrário, o investimento não é viável. Quando a TIR é igual à TMA, o investimento não gera lucro nem prejuízo.

### 3.4.5 CAUE

O Custo Anual Uniforme Equivalente é usado para distribuir o VPL em valores anuais uniformes. A Equação 3-50 apresenta a fórmula do cálculo do CAUE.

$$CAUE = -I \cdot \frac{k \cdot (1 + k)^N}{[(1 + k)^N - 1]} \quad (3-50)$$

sendo  $CAUE$  o Custo Anual Uniforme Equivalente (R\$),  $I$  o investimento em  $n = 0$ , ou seja, valor presente do investimento (R\$),  $k$  a taxa de desconto ao tempo  $n$  (%),  $n$  a discretização do tempo dentro do horizonte de tempo e  $N$  o horizonte de tempo.

## 4

### Dados e parâmetros utilizados no modelo

As curvas de geração FV foram extraídas de [79]. Os parâmetros utilizados para a simulação consideraram painéis de 545 Wp, em Palmas-TO (Brasil), com 23° de inclinação, 180° azimuth e 5% de perdas do sistema. Dessa forma, foram geradas curvas de potência para todos os dias do ano com uma discretização horária (Figura 4.1). Para a análise das outras 34 distribuidoras brasileiras, foram utilizados os mesmos parâmetros, porém modificando-se o estado brasileiro e utilizando-se a capital de cada estado.

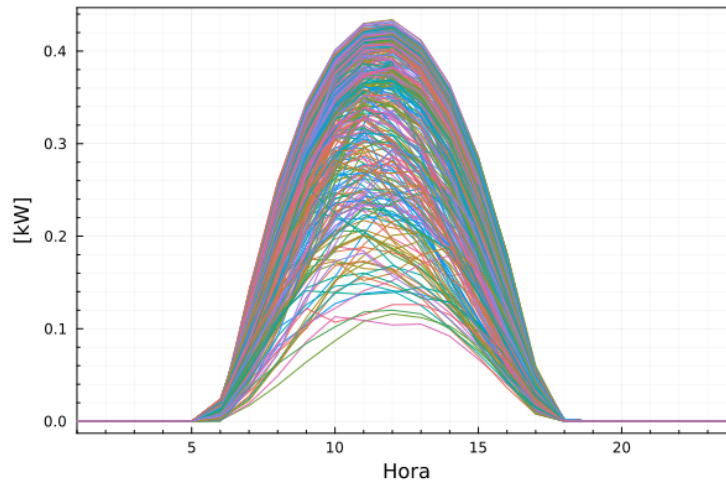


Figura 4.1: Curvas de geração típicas para todos os dias do ano com uma discretização horária de um painel FV de 545 Wp em Palmas-TO (Brasil).

O ESS utilizado é de bateria de íons de lítio (ion-Li). As baterias desse tipo apresentam maiores eficiências e densidades de energia, características mais favoráveis para aplicações em sistemas elétricos. As especificações técnicas dos painéis FVs, baterias e inversores utilizados estão detalhados nas Tabelas 4.1, 4.2 e 4.3, respectivamente. Essas especificações foram estipuladas pela ETO.

Tabela 4.1: Especificações dos painéis FVs.

Potência	545W <sub>p</sub>
Modelo	Solar Canadian 545W <sub>p</sub> Cs6w Hiku6 144 Células Mono
Preço/u.	R\$ 1.690,00 [80]

Tabela 4.2: Especificações das baterias.

Potência	75kW
Energia	239kWh
DOD	0,90
ef	0,95
Tecnologia	ión-Li
Preço/u.	R\$ 876.652,00 [81]

Tabela 4.3: Especificações dos Inversores.

Potência	75kW
Modelo	Ingecon Sun 3Play 100TLM
Preço/u.	R\$ 35.093,79 [82]

Cada módulo FV é uma Placa Solar Canadian 545W<sub>p</sub> Cs6w Hiku6 144 Células Mono e o seu preço estimado é de R\$ 1.690,00 [80]. O inversor que conecta o sistema FV a rede de distribuição é um *Ingecon Sun 3Play 100TLM de 100kW Three-Phase Grid Inverter*, esse mesmo modelo de inversor também fará a conexão do ESS a rede. O valor estimado do *Ingecon Sun 3Play 100TLM De 100kW Three-Phase Grid Inverter* é de €6.609,00 [82], assumindo o valor do euro sendo igual à R\$ 5,31, o valor desse inversor é de R\$ 35.093,79. Por fim, a bateria de íon-Li, segundo o PDE 2032 [81], custava R\$ 4.000,00 por kWh em 2022 e a expectativa é de queda de 8,3%

a.a., portanto, agora, em 2023, o valor da bateria de íon-Li de 239 kWh é de  $(1 - 0,083) \cdot R\$4.000,00 \cdot 239kWh = R\$876.652,00$ .

O custo do investimento, para efeito de simplicidade, equivale aos custos de compra dos painéis FVs, baterias e inversores. Foram desconsiderados os custos com demais equipamentos elétricos e estruturais, custos de instalação, projeto de engenharia e de operação (do inglês, Operational Expenditure (OPEX)), assim como a taxa de degradação dos componentes.

Com relação a vida útil dos equipamentos, a Tabela 4.4 resume os valores estipulados. O *datasheet* da Placa Solar Canadian 545Wp Cs6w Hiku6 144 Células Mono, garante 25 anos de funcionamento do painel FV, dessa forma, foi considerada uma vida útil dos painéis FVs de 25 anos. A vida útil da bateria de íon-Li, segundo PDE 2032 [81], é de cerca de 10 anos, portanto, será considerada uma troca de baterias após 10 anos para que a vida útil somada da bateria seja de 20 anos. A Ingecon garante mais de 20 anos de funcionamento de seus inversores, desse modo, a vida útil dos inversores foi estipulada sendo igual à 20 anos. Como a vida útil dos equipamentos são distintas, será considerada que a vida útil de todo o sistema será igual ao menor valor de vida útil dos equipamentos, consequentemente, a vida útil do sistema será de 20 anos.

Tabela 4.4: Vida Útil e Custo Unitário das baterias, painéis FVs e inversores.

Painel de 545Wp		Bateria de íon-Li de 239 kWh		Inversor 100TL	
Preço/u.	Vida útil	Preço/2u.	Vida útil	Preço/u.	Vida útil
R\$ 1.690,00	25 anos	R\$ 1.753.304,00	20 anos	R\$ 35.093,79	20 anos

Com o objetivo de se garantir uma ampla representação geográfica, foram coletados os valores de tarifas, sem impostos, de 35 distribuidoras localizadas em diferentes regiões do Brasil, tendo, no mínimo, uma concessionária de energia elétrica por estado. Os valores das tarifas das 35 distribuidoras brasileiras está no Capítulo Anexo na Seção A.1.

Além disso, considerou-se o início do funcionamento da VPP sendo em 2023, portanto, o desconto do FIO B irá variar da seguinte forma:

$$d^{FIO} = (1 - p\% \cdot 30,8\%) \quad (4-1)$$

sendo  $d^{FIO}$  o desconto do Fio B e  $p\%$  o percentual definido pela Lei 14.300/2022 (%).

O valor 30,8% presente na Equação 4-1 é o percentual médio da componente TUSD Fio B da tarifa de energia sem impostos no Brasil. Esse valor foi encontrado a partir de um estudo realizado pela Greener em 2022, que envolveu as 58 distribuidoras brasileiras mais relevantes e suas respectivas tarifas Grupo B - Convencional ([2]). Já o percentual definido pela Lei 14.300/2022 ( $p\%$ ) segue o seguinte escalonamento: 15% em 2023, 30% em 2024, 45% em 2025, 60% em 2026, 75% em 2027, e 90% em 2028. Como após 2028 a ANEEL ainda não definiu a porcentagem a ser cobrada, admitiu-se 90%. Vale ressaltar que o modelo de otimização proposto fornece o contrato anual ótimo por posto tarifário de acordo com o desconto do Fio B aplicado. Como o desconto do Fio B varia de acordo com o ano, o contrato anual ótimo de energia, por sua vez, também irá variar. A Figura 4.2 ilustra essa variação do contrato anual ótimo com o valor do desconto do Fio B ao longo da vida útil da usina virtual.

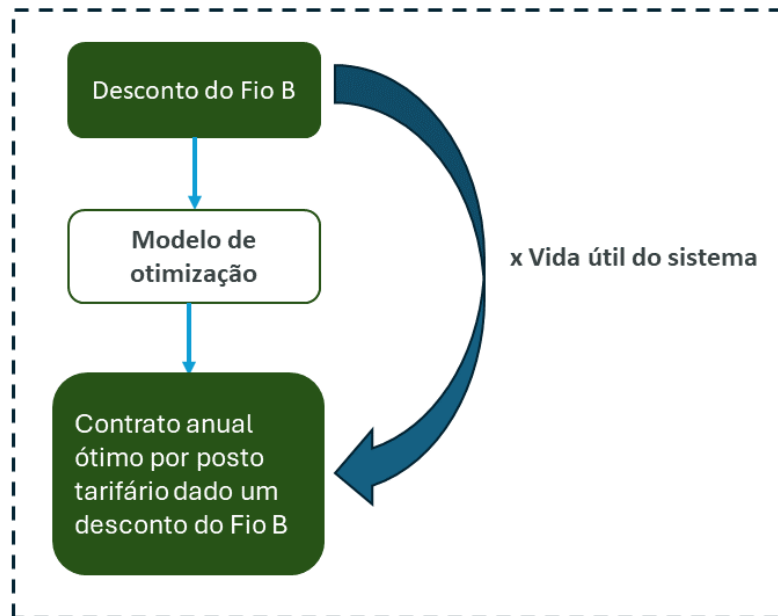


Figura 4.2: Esquema do Modelo de Otimização, evidenciando interdependência do desconto do Fio B com a otimização do contrato de energia anual.

O custo de investimento da VPP pode ser anualizado utilizando-se o método Custo Anual Uniforme Equivalente (CAUE). Esse método está descrito no Capítulo 3 na Seção 3.4.

As tarifas consideradas são aquelas praticadas pela ETO, na cidade de Palmas - TO, de maio de 2023. Estas estão apresentadas na Tabela 4.5. Os grupos das modalidades tarifárias são verde A4 (demais classes), branca B3 (comercial, serviços e outros) e convencional B3 (comercial, serviços e outros).

A seleção desses grupos veio do estudo de caso da ETO. Além disso, os horários de fora ponta, ponta e intermediário implementados foram os apresentados na Figura 2.4. De forma resumida, os horários de ponta são 19h, 20h e 21h, os horários intermediários são 18h e 22h, e os horários fora ponta são os horários restantes do dia.

Tabela 4.5: Tarifas de Energia Elétrica da Energisa-TO, maio de 2023.

$(R\$/kWh)$	<b><i>Ponta</i></b>	<b><i>Fora ponta</i></b>	<b><i>Intermediário</i></b>
<b><i>Tarifa verde</i></b>	2,32455	–	–
<b><i>Tarifa Convencional</i></b>	0,76174		
<b><i>Tarifa branca</i></b>	1,82266	0,62670	1,14216

O valor do parâmetro M utilizado foi igual à 100.000.

A taxa de desconto aplicada foi de 6 %, a mesma taxa utilizada no PDE 2032 [81].

O valor da inflação elétrica utilizado foi de 16,3% a.a., retirado de [83].

O valor de TMA utilizado foi de 13,75% a.a., valor da Taxa Selic estabelecido na reunião do dia 3 de maio de 2023 do COPOM [84].

No estudo de caso ETO, o modelo é avaliado usando o sistema de distribuição brasileiro da ETO. A Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) utilizada é a BDGD 2023 do sistema de distribuição ETO, fornecida pela distribuidora de energia elétrica brasileira ETO. Essa base de dados possui informações de linhas, consumo e geração FV já existentes no sistema de distribuição ETO. A rede de distribuição é composta por 6.555 barramentos e 20.772 nós, abrangendo circuitos monofásicos, bifásicos e trifásicos. Para simular o sistema elétrico e obter as tensões e perdas, foi utilizada a plataforma OpenDSS com uma interface Python. A simulação é conduzida ao longo de um ano completo, com discretização horária.



## 5

### Aplicação do modelo para uma UFV

Neste Capítulo, são apresentados os resultados da aplicação do modelo proposto, desenvolvido no Capítulo 3, para um sistema FV específico. Dado o caráter de alta potência do sistema FV em questão, é pertinente denominá-lo como uma usina FV (UFV). A UFV em análise é composta por 10 strings, cada uma contendo 18 módulos de 545 Wp, totalizando, assim, 180 painéis FVs de 545 Wp. Vale ressaltar que esta UFV está conectada apenas a uma única barra do sistema. Tais informações foram obtidas a partir do estudo de caso do projeto de P&D da empresa (Re)Energisa Tocantins realizado em colaboração com a PUC-Rio.

A Figura 5.1 ilustra o diagrama unifilar de uma UFV.

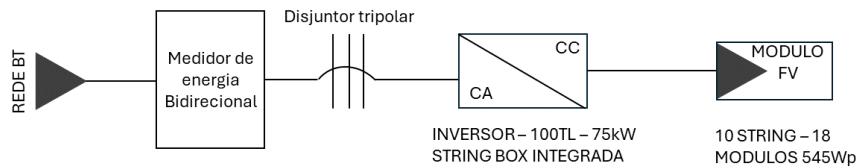


Figura 5.1: Diagrama Unifilar de uma UFV.

O custo de investimento associado a essa UFV é de:

$$\begin{aligned}
 CI^{UFV} &= 180 \cdot C^{pv} + C^{inv} \\
 &= 180 \cdot \text{R\$ } 1.690,00 + \text{R\$ } 35.093,79 \\
 &= \text{R\$ } 304.200,00 + \text{R\$ } 35.093,79 \\
 &= \text{R\$ } 339.293,79
 \end{aligned} \tag{5-1}$$

sendo  $C^{inv}$  o custo por unidade de inversor (R\$),  $C^{pv}$  o custo por unidade de painel fotovoltaico (R\$) e  $CI^{UFV}$  o custo de investimento de uma UFV (R\$).

A Figura 5.2 apresenta os custos de investimento considerados para uma UFV.

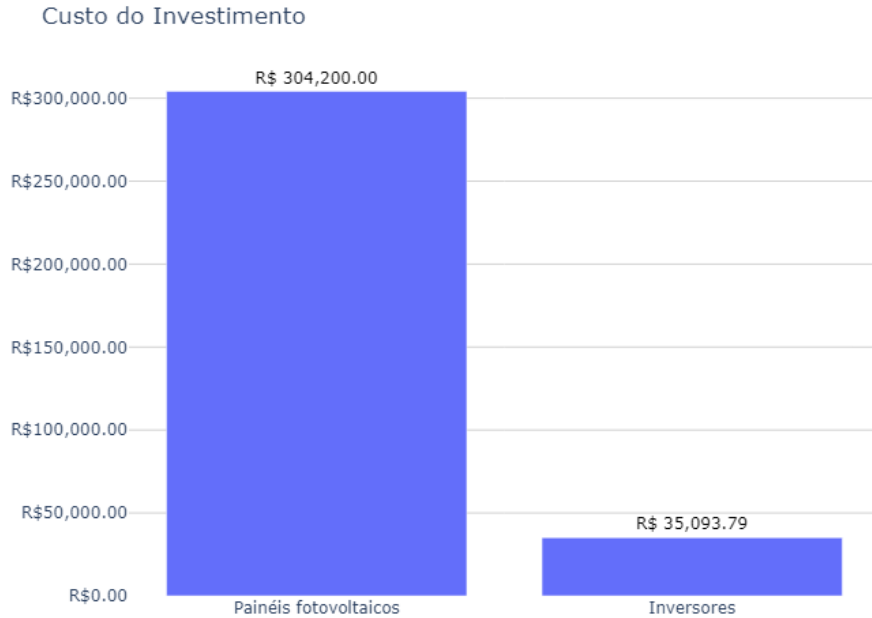


Figura 5.2: Custo de Investimento para uma UFV.

A seguir, as Seções 5.1 e 5.2 apresentarão os resultados da aplicação do modelo proposto para uma UFV para as tarifas e localização da distribuidora de energia elétrica ETO, e de outras diferentes distribuidoras brasileiras, respectivamente.

## 5.1

### Resultados do modelo para uma UFV considerando tarifas e localização da distribuidora ETO

Considerando a VPP sendo constituída por apenas uma UFV, foi possível, através do modelo de otimização proposto, otimizar os contratos energéticos anuais referentes à capacidade de produção energética da VPP por posto tarifário ao longo da vida útil deste sistema. A Tabela 5.1 apresenta a média dos contratos energéticos anuais ótimos por posto tarifário ao longo da vida útil deste sistema.

Tabela 5.1: Média dos contratos energéticos anuais ótimos por posto tarifário para uma UFV.

	<i>Ponta</i>	<i>Fora ponta</i>	<i>Int.</i>
<i>Contrato verde</i>	—	—	—
<i>Contrato convencional</i>	—	37,95 MWh/ano	—
<i>Contrato branca</i>	—	88,56 MWh/ano	9,68 kWh/ano

Como essa VPP possui apenas geração FV, o contrato energético anual durante o período de ponta é nulo e durante o período intermediário é praticamente inexistente (Tabela 5.1). A captação de energia solar ocorre predominantemente no período de fora ponta, como pode ser observado na Figura 4.1.

As Figuras 5.3 e 5.4 apresentam o balanço energético entre a média da geração FV anual e a média dos contratos energéticos anuais no período de fora ponta e intermediário durante a vida útil dessa VPP, respectivamente.

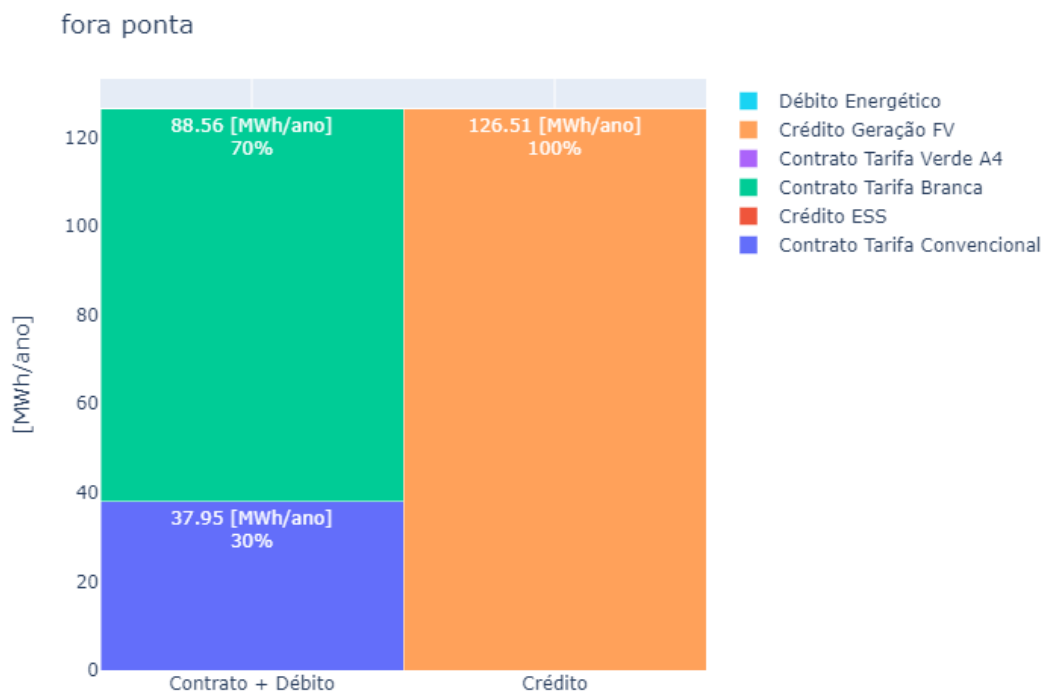


Figura 5.3: Balanço energético anual médio no posto tarifário de fora ponta para uma UFV.

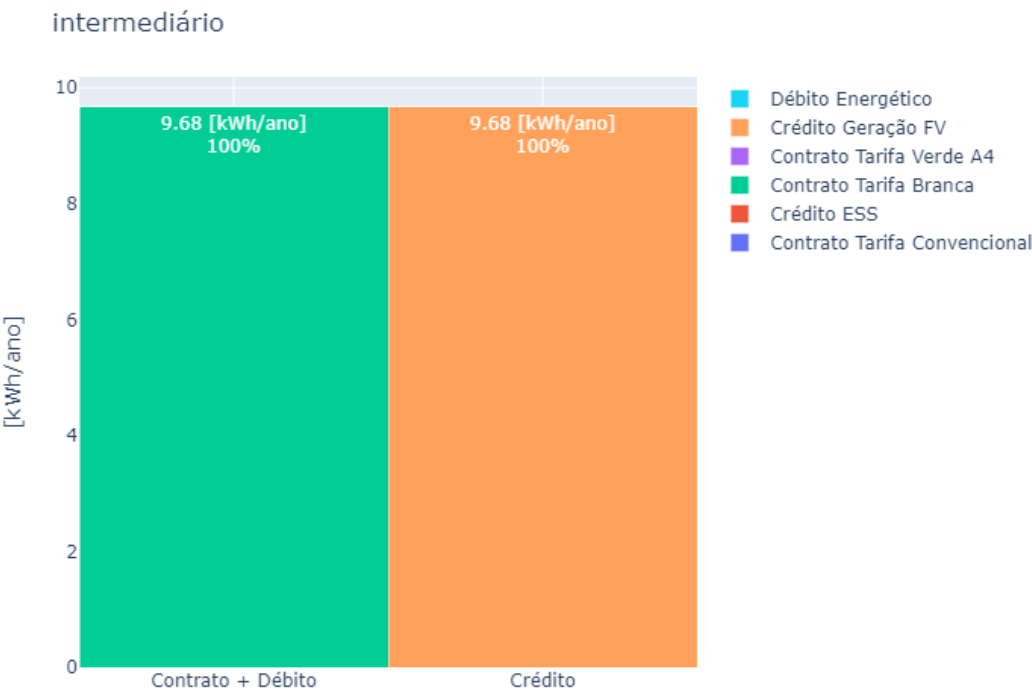


Figura 5.4: Balanço energético anual médio no posto tarifário intermediário para uma UFV.

A energia produzida pelos painéis FVs gera créditos energéticos que, por sua vez, estão sendo aplicados nos contratos energéticos, como pode ser visto nas Figuras 5.3 e 5.4.

A receita anual gerada pela média dos contratos energéticos anuais para uma UFV é de R\$ 308.076,03. Agora, analisando-se a menor receita anual ao longo da vida útil do sistema e o custo de investimento anualizado, se torna possível avaliar o pior cenário anual que o sistema pode enfrentar economicamente ao longo de sua vida útil. A Tabela 5.2 apresenta a menor receita anual ao longo da vida útil do sistema em comparação com o custo de investimento anualizado.

Tabela 5.2: Receita anual com a máxima TUSD Fio B e Custo de investimento anualizado previsto para uma UFV.

<i>Receita anual max TUSD Fio B</i>	R\$ 116.633,48
<i>Custo de investimento anualizado previsto</i>	R\$ 29.581,18

Observando o empreendimento apenas no horizonte de tempo anual, como a receita anual com a máxima TUSD Fio B é maior do que o custo de investimento anualizado previsto, o empreendimento apresenta uma viabilidade aparente (Tabela 5.2). O custo máximo de investimento anualizado poderia, portanto, ser considerado igual a receita anual com a máxima TUSD Fio B, mantendo, assim, a capacidade de arcar com os custos do investimento.

Utilizando os critérios de avaliação VPL, TIR e Payback, é factível se ter uma noção mais realista e ampla do investimento. A Figura 5.5 apresenta o fluxo de caixa, e a Figura 5.6 apresenta o VPL, TIR e Payback desse investimento.

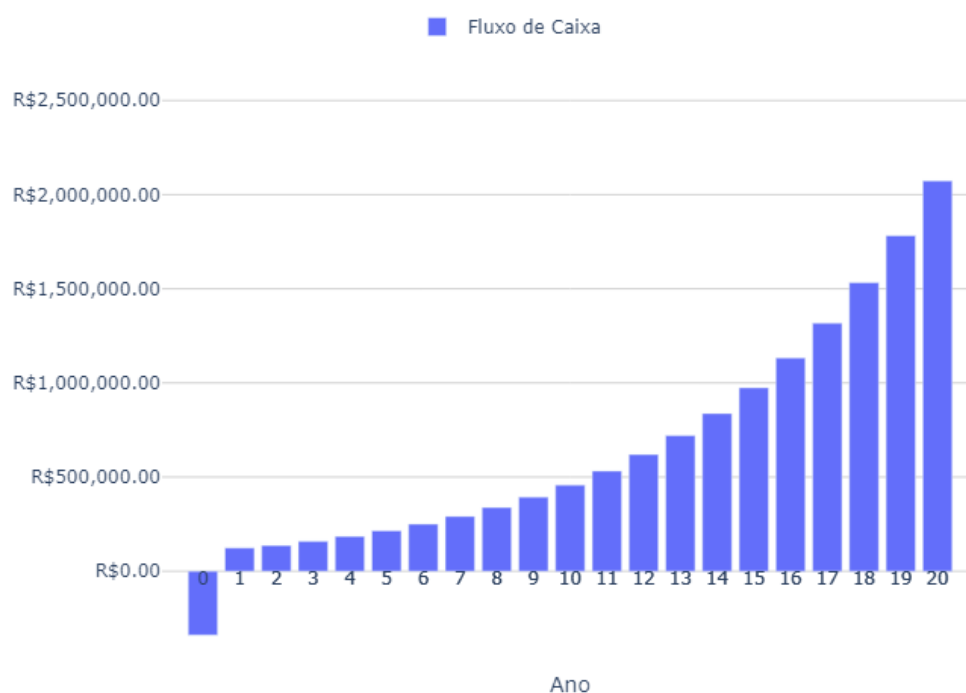


Figura 5.5: Fluxo de caixa para uma UFV.

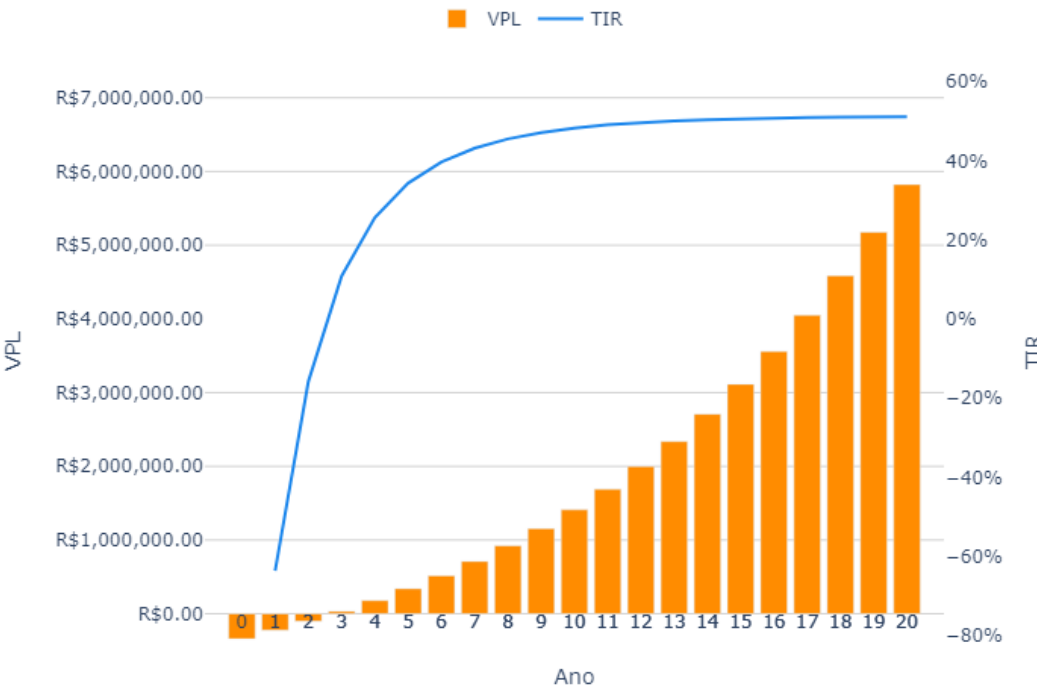


Figura 5.6: VPL, TIR e Payback para uma UFV.

O fluxo de caixa do investimento considera a receita anual da VPP e a inflação elétrica, além de todo o investimento ser aplicado no tempo zero (Figura 5.5). Os critérios de avaliação utilizados forneceram um VPL de R\$ 5.822.226,76, uma TIR de 51,20 % a.a. e um Payback de 3 anos (Figura 5.6).

Por fim, diante do cenário de transição implementado pela Lei 14.300/2022, foi realizada uma análise comparativa da data do parecer de acesso dessa VPP. A Tabela 5.3 apresenta as principais métricas econômicas de análise de viabilidade dessa VPP tendo início entre antes de 2023 e até 2028, mostrando a diferença entre antes e depois da Lei 14.300/2022.

Tabela 5.3: Comparação antes e depois Lei 14.300/2022 para uma UFV.

	Antes	2023	2024	2025	2026	2027	2028
% do Fio B	0 %	15 %	30 %	45 %	60 %	75 %	90 %
TIR	54,37 %	51,20 %	49,38 %	47,55 %	45,71 %	44,86 %	43,50 %
VPL	R\$ 6.443.287,83	R\$ 5.822.226,76	R\$ 5.508.871,49	R\$ 5.195.516,22	R\$ 4.882.160,95	R\$ 4.568.805,68	R\$ 4.563.156,20
Payback	3 anos	3 anos	3 anos	4 anos	4 anos	4 anos	4 anos

Os projetos de MMGD que obtiveram parecer de acesso anterior a 7

de janeiro de 2023, têm o chamado “direito adquirido”, ou seja, possuem o desconto do Fio B igual a 0%, conforme indicado na Tabela 5.3. Durante o período entre 2023 e 2028, o desconto do Fio B está variando conforme os detalhes apresentados no Capítulo 4.

Ainda na Tabela 5.3, percebe-se uma redução na atratividade desses projetos ao longo do tempo. No entanto, mesmo considerando que 90% do Fio B seja aplicado nos créditos energéticos durante toda a vida útil do sistema (com a VPP iniciando operação a partir de 2028), a TIR permanece em 43,50% a.a., substancialmente superior à TMA de 13,75% a.a.. Além disso, o Payback é de 4 anos, viabilizando o pagamento do empreendimento em menos de um quarto do tempo de vida útil do sistema, e o VPL é de R\$ 4.563.156,20, indicando uma viabilidade econômica expressiva.

## 5.2

### **Resultados do modelo para uma UFV considerando tarifas e localização de diferentes distribuidoras brasileiras**

Ao analisar a aplicação do modelo para uma UFV levando em conta as tarifas e localização de diferentes distribuidoras de energia elétrica brasileiras, cabe ressaltar que as variações se restringem aos valores das tarifas de energia e à curva de geração FV específica de cada distribuidora, em decorrência da localização geográfica das mesmas.

A Figura 5.7 apresenta o VPL e Payback das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para uma UFV.

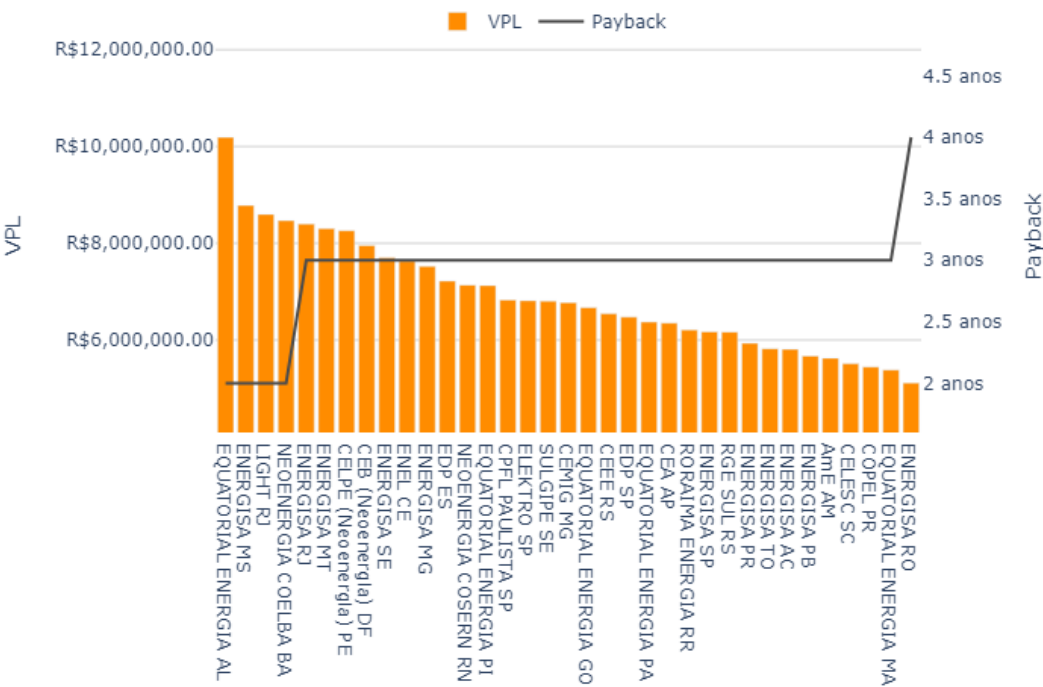


Figura 5.7: VPL e Payback das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para uma UFV.

A partir da Figura 5.7, nota-se uma viabilidade econômica desse empreendimento para todas as 35 distribuidoras brasileiras analisadas. Todos os VPL estão positivos e os Payback não chegam a representar nem um quarto da vida útil do sistema.

A Figura 5.8 apresenta a TIR para as 35 distribuidoras brasileiras.



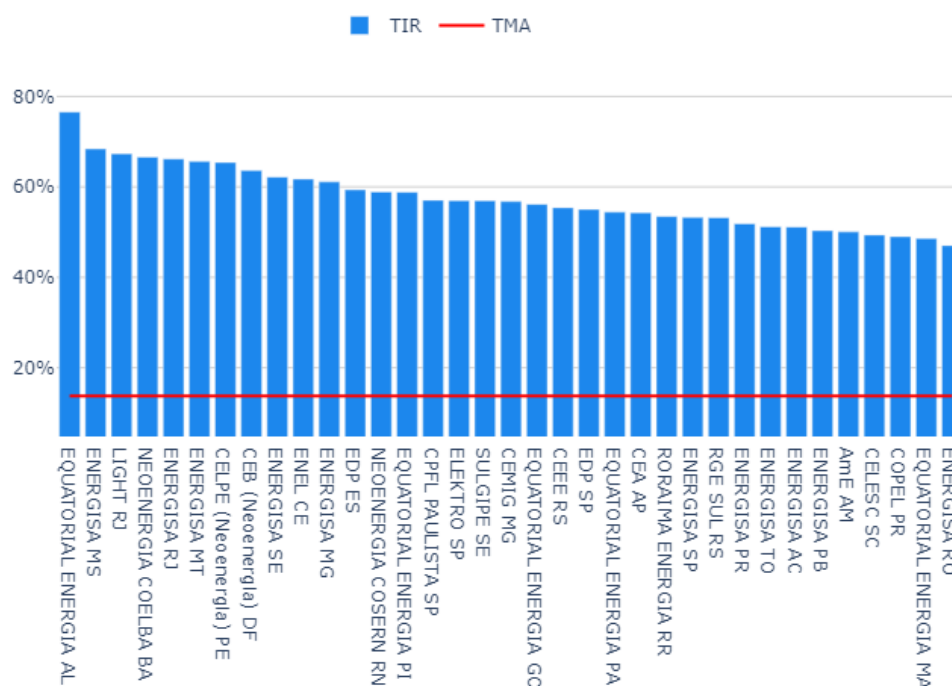


Figura 5.8: TIR das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para uma UFV.

Com a TMA estabelecida em 13,75% a.a., todas as distribuidoras apresentaram TIR significativamente superiores a esse valor, mostrando a atratividade do empreendimento. As TIR variaram de 40% a.a. a 80% a.a., conforme ilustrado na Figura 5.8.

Reduzindo o banco de dados coletado das 35 distribuidoras para apenas uma distribuidora para cada estado brasileiro, a Figura 5.9 apresenta a TIR dessa VPP em um mapa de calor contendo os estados brasileiros. É importante destacar que, durante a redução do banco de dados, foram selecionadas as distribuidoras que apresentaram maior lucratividade para essa VPP em cada estado.

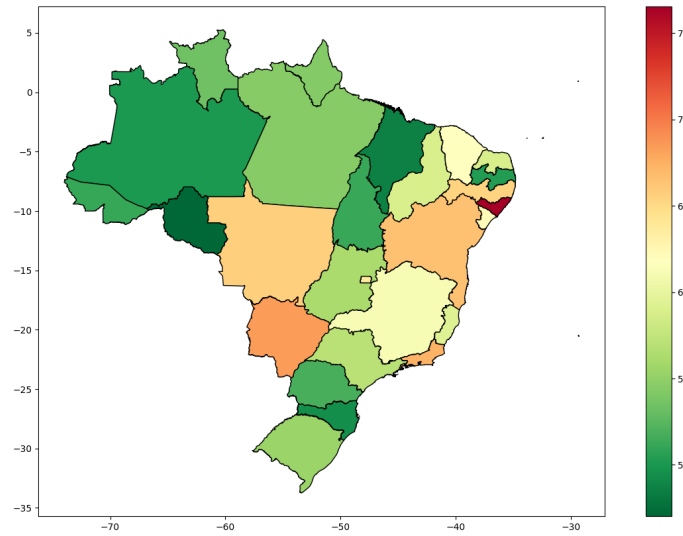


Figura 5.9: Mapa de Calor da TIR para uma UFV.

No geral, este empreendimento demonstrou uma TIR bastante significativa, tornando economicamente viável o modelo proposto de geração compartilhada para uma UFV em todos os estados brasileiros. Mesmo nos estados com TIR mais modestas, os valores ainda giravam em torno de 50% a.a.. Contudo, o destaque da Figura 5.9 foi Alagoas (AL), com a melhor TIR em torno de 75% a.a..

A representação do mapa de calor considerou a geração de energia FV de cada estado e as tarifas das distribuidoras locais. Esse resultado provavelmente se deve à maior incidência solar e aos valores elevados das tarifas no período fora de ponta no estado de AL, se comparado com outros estados. É no período fora de ponta que ocorre a captação máxima de energia solar.

## 6

### Aplicação do modelo para um ESS

Neste Capítulo, são apresentados os resultados da aplicação do modelo proposto, desenvolvido no Capítulo 3, para um ESS específico. O ESS utilizado é de bateria de íon-Li. Além disso, esse ESS está presente em apenas uma única barra do sistema. Tais informações foram obtidas a partir do estudo de caso do projeto de P&D da empresa (Re)Energisa Tocantins realizado em colaboração com a PUC-Rio.

A Figura 6.1 ilustra o diagrama unifilar de um ESS.

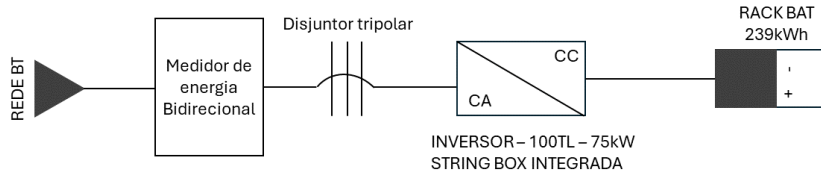


Figura 6.1: Diagrama Unifilar de um ESS.

O custo de investimento associado ao ESS, já considerando a troca após 10 anos, é de:

$$\begin{aligned}
 CI^{ESS} &= C^{bat} + C^{inv} \\
 &= \text{R\$ } 1.753.304,00 + \text{R\$ } 35.093,79 \\
 &= \text{R\$ } 1.788.397,79
 \end{aligned} \tag{6-1}$$

sendo  $C^{bat}$  o custo por unidade de bateria (R\$),  $C^{inv}$  o custo por unidade de inversor (R\$) e  $CI^{ESS}$  o custo de investimento de um ESS (R\$).

A Figura 6.2 apresenta os custos de investimento considerados para um ESS.

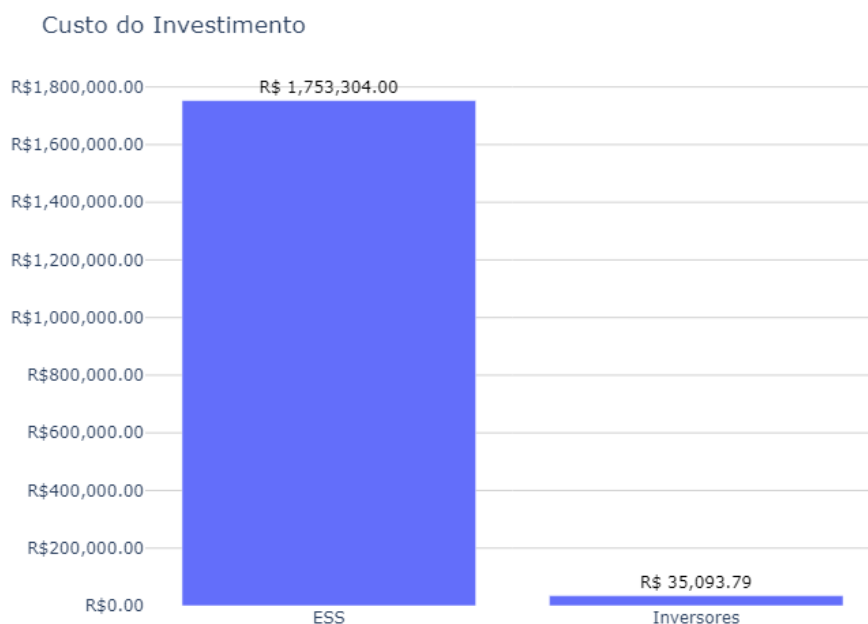


Figura 6.2: Custo de Investimento para um ESS.

A seguir, as Seções 6.1 e 6.2 apresentarão os resultados da aplicação do modelo proposto para um ESS para as tarifas e localização da distribuidora de energia elétrica ETO, e de outras diferentes distribuidoras brasileiras, respectivamente.

## 6.1

### Resultados do modelo para um ESS considerando tarifas e localização da distribuidora ETO

Considerando a VPP sendo constituída por apenas um ESS, foi possível, através do modelo de otimização proposto, otimizar os contratos energéticos anuais referentes à capacidade de produção energética da VPP por posto tarifário ao longo da vida útil deste sistema. A Tabela 6.1 apresenta a média dos contratos energéticos anuais ótimos por posto tarifário ao longo da vida útil deste sistema.

Tabela 6.1: Média dos contratos energéticos anuais ótimos por posto tarifário para um ESS.

	<i>Ponta</i>	<i>Fora ponta</i>	<i>Int.</i>
<i>Contrato verde</i>	37,23 MWh/ano	—	—
<i>Contrato convencional</i>	—	—	—
<i>Contrato branca</i>	15,96 MWh/ano	—	—

Como essa VPP possui apenas geração de créditos energéticos no período de ponta, que é no momento da descarga do ESS, os contratos energéticos nos períodos de fora ponta e intermediário são nulos.

A Figura 6.3 apresenta o balanço energético entre a média dos contratos energéticos anuais e a média da descarga anual do ESS no período de ponta durante a vida útil dessa VPP.

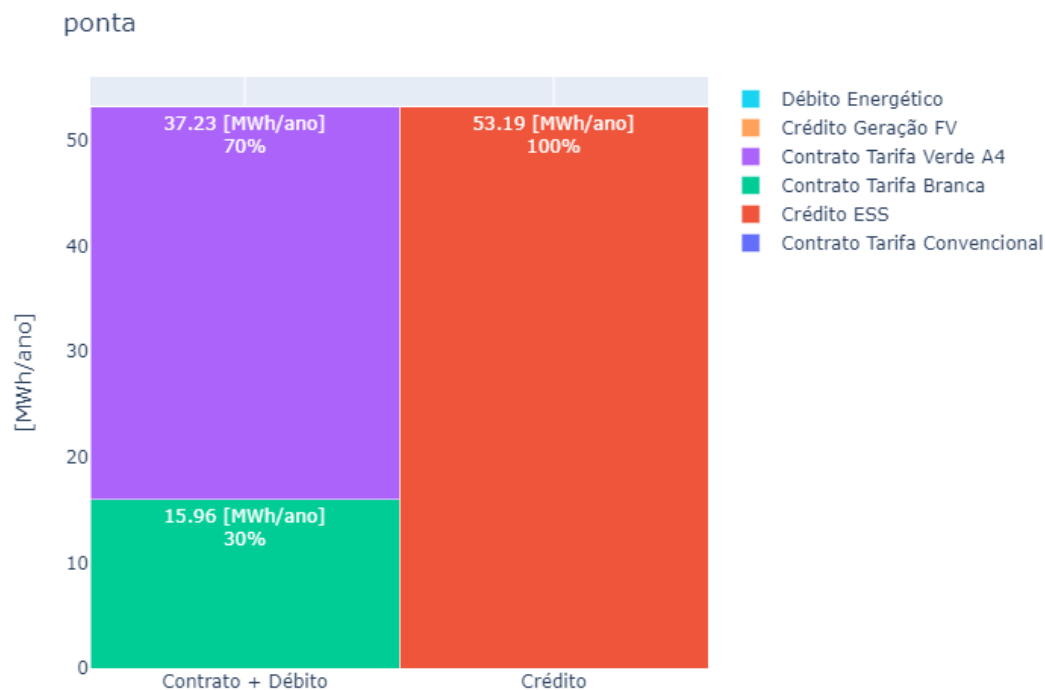


Figura 6.3: Balanço energético anual médio no posto tarifário de ponta para um ESS.

Toda a descarga do ESS está sendo convertida em créditos energéticos,

que, por sua vez, estão alimentando os contratos energéticos, como pode ser visto na Figura 6.3.

A receita anual gerada pela média dos contratos energéticos anuais para um ESS é de R\$ 421.952,41. Agora, analisando-se a menor receita anual ao longo da vida útil do sistema e o custo de investimento anualizado, se torna possível avaliar o pior cenário anual que o sistema pode enfrentar economicamente ao longo de sua vida útil. A Tabela 6.2 apresenta a menor receita anual ao longo da vida útil do sistema em comparação com o custo de investimento anualizado.

Tabela 6.2: Receita anual com a máxima TUSD Fio B e Custo de investimento anualizado previsto para um ESS.

<b><i>Receita anual max TUSD Fio B</i></b>	R\$ 159.745,56
<b><i>Custo de investimento anualizado previsto</i></b>	R\$ 155.920,67

Observando o empreendimento apenas no horizonte de tempo anual, como a receita anual com a máxima TUSD Fio B é maior do que o custo de investimento anualizado previsto, o empreendimento apresenta uma viabilidade aparente (Tabela 6.2). O custo máximo de investimento anualizado poderia, portanto, ser considerado igual a receita anual com a máxima TUSD Fio B, mantendo, assim, a capacidade de arcar com os custos do investimento.

Utilizando os critérios de avaliação VPL, TIR e Payback, é factível se ter uma noção mais realista e ampla do investimento. A Figura 6.4 apresenta o fluxo de caixa, e a Figura 6.5 apresenta o VPL, TIR e Payback desse investimento.

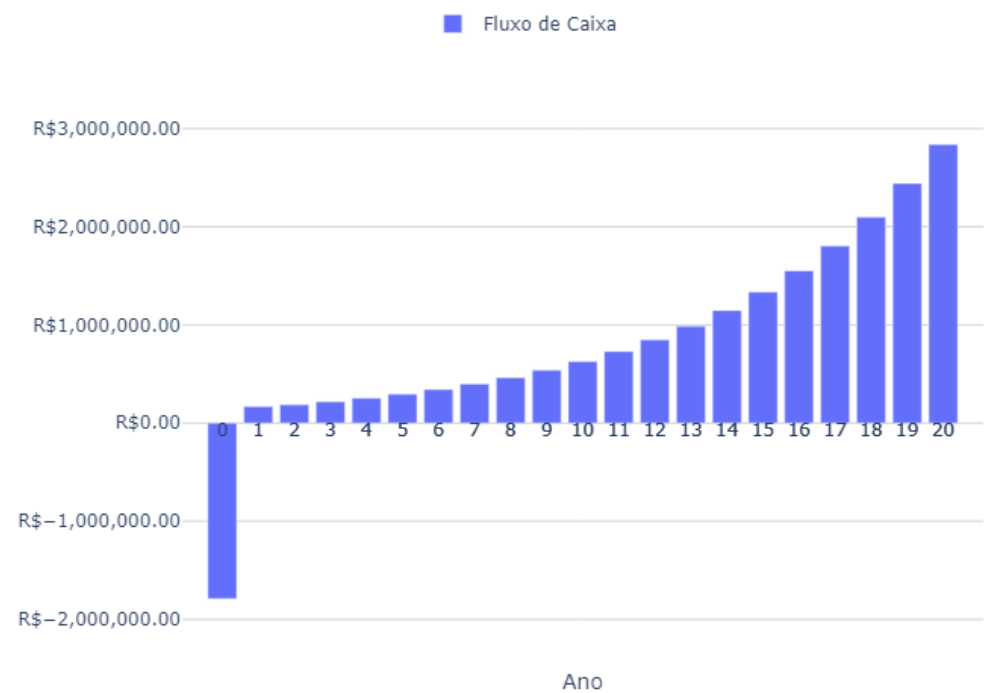


Figura 6.4: Fluxo de caixa para um ESS.

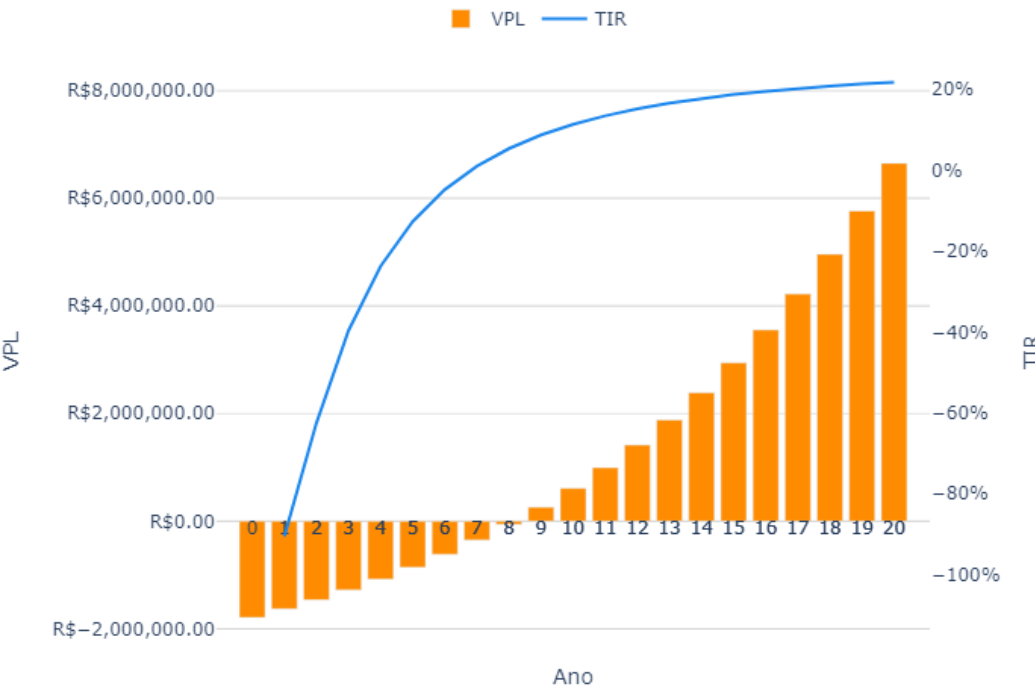


Figura 6.5: VPL, TIR e Payback para um ESS.

O fluxo de caixa do investimento considera a receita anual da VPP e a inflação elétrica, além de todo o investimento ser aplicado no tempo zero (Figura 6.4). Os critérios de avaliação utilizados forneceram um VPL de R\$ 6.650.650,49, uma TIR de 21,69 % a.a. e um Payback de 9 anos (Figura 6.5).

Por fim, diante do cenário de transição implementado pela Lei 14.300/2022, foi realizada uma análise comparativa da data do parecer de acesso dessa VPP. A Tabela 6.3 apresenta as principais métricas econômicas de análise de viabilidade dessa VPP tendo início entre antes de 2023 e até 2028, mostrando a diferença entre antes e depois da Lei 14.300/2022.

Tabela 6.3: Comparação antes e depois Lei 14.300/2022 para um ESS.

	Antes	2023	2024	2025	2026	2027	2028
% do Fio B	0 %	15 %	30 %	45 %	60 %	75 %	90 %
TIR	22,98 %	21,69 %	20,99 %	20,28 %	19,54 %	18,78 %	18,73 %
VPL	R\$ 7.501.278,89	R\$ 6.650.650,49	R\$ 6.221.467,43	R\$ 5.792.284,36	R\$ 5.363.101,30	R\$ 4.933.918,24	R\$ 4.926.180,51
Payback	8 anos	9 anos	9 anos	9 anos	10 anos	10 anos	10 anos

Os projetos de MMGD que obtiveram parecer de acesso anterior a 7



de janeiro de 2023, têm o chamado “direito adquirido”, ou seja, possuem o desconto do Fio B igual a 0%, conforme indicado na Tabela 6.3. Durante o período entre 2023 e 2028, o desconto do Fio B está variando conforme os detalhes apresentados no Capítulo 4.

Ainda na Tabela 6.3, percebe-se uma redução na atratividade desses projetos ao longo do tempo. No entanto, mesmo considerando que 90% do Fio B seja aplicado nos créditos energéticos durante toda a vida útil do sistema (com a VPP iniciando operação a partir de 2028), a TIR permanece em 18,73% a.a., substancialmente superior à TMA de 13,75% a.a.. Além disso, o Payback é de 10 anos, viabilizando o pagamento do empreendimento na metade da vida útil do sistema, e o VPL é de R\$ 4.926.180,51, indicando uma viabilidade econômica expressiva. Agora, comparando-se a viabilidade econômica de uma UFV e de um ESS, um ESS apresentou uma viabilidade econômica menor do que uma UFV, neste cenário.

## 6.2

### **Resultados do modelo para um ESS considerando tarifas e localização de diferentes distribuidoras brasileiras**

Ao analisar a aplicação do modelo para um ESS levando em conta as tarifas e localização de diferentes distribuidoras de energia elétrica brasileiras, cabe ressaltar que as variações se restringem aos valores das tarifas de energia de cada distribuidora.

A Figura 6.6 apresenta o VPL e Payback das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para um ESS.

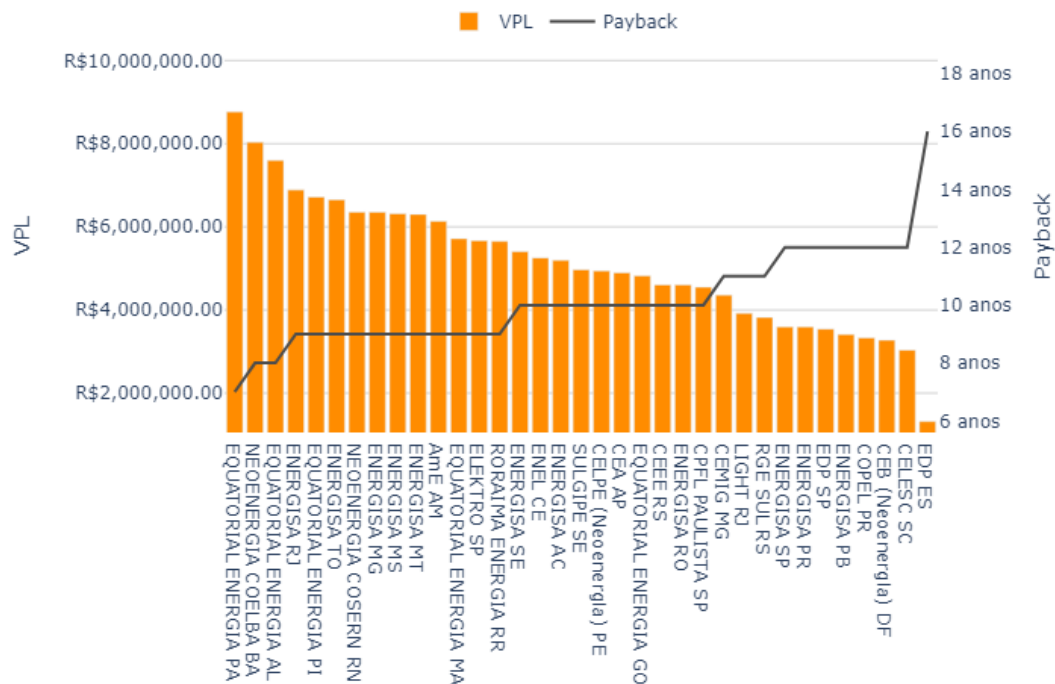


Figura 6.6: VPL e Payback das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para um ESS.

A partir da Figura 6.6, nota-se uma viabilidade econômica aparente desse empreendimento para todas as 35 distribuidoras brasileiras analisadas. Todos os VPL estão positivos e os Payback são menores do que a vida útil do sistema de 20 anos. A distribuidora EDP do estado brasileiro Espírito Santo (ES) apresentou o pior VPL e Payback para esse empreendimento, por apenas 4 anos seu Payback não chegou ao valor da vida útil do sistema.

A Figura 6.7 apresenta a TIR para as 35 distribuidoras brasileiras.

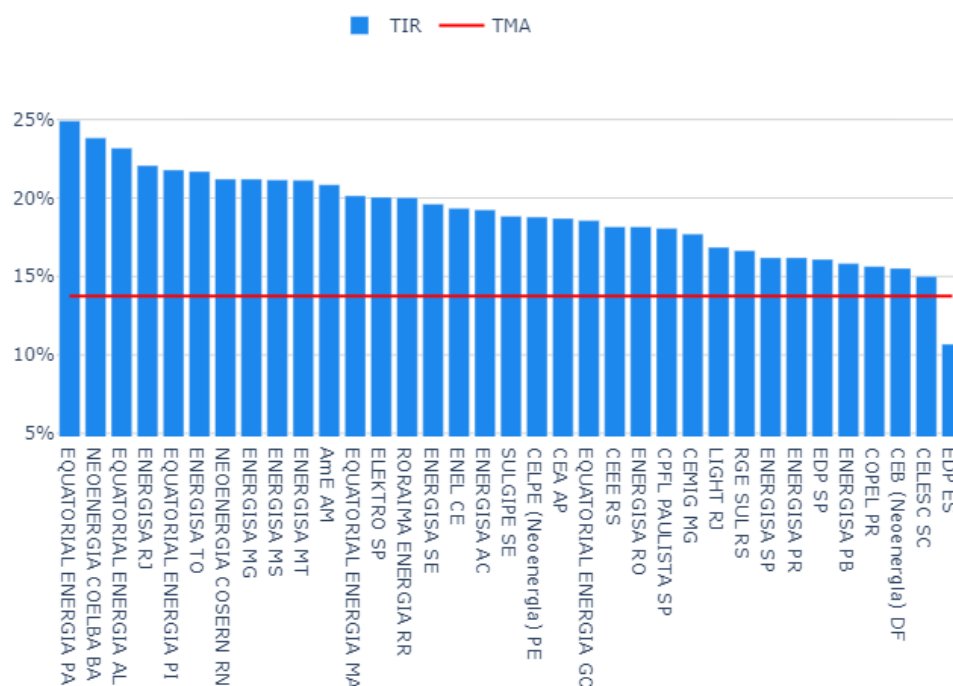


Figura 6.7: TIR das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para um ESS.

Com a TMA estabelecida em 13,75% a.a., quase todas as distribuidoras apresentaram TIR significativamente superiores a esse valor, mostrando a atratividade do empreendimento (Figura 6.7). A única distribuidora que apresentou uma inviabilidade para esse empreendimento foi a EDP do estado brasileiro ES, tendo seu valor de TIR em torno de 10% a.a., bem abaixo do valor de TMA estipulado.

Reduzindo o banco de dados coletado das 35 distribuidoras para apenas uma distribuidora para cada estado brasileiro, a Figura 6.8 apresenta a TIR dessa VPP em um mapa de calor contendo os estados brasileiros. Vale ressaltar que nesta redução do banco de dados, escolheu-se as distribuidoras com maior lucratividade para essa VPP por estado.

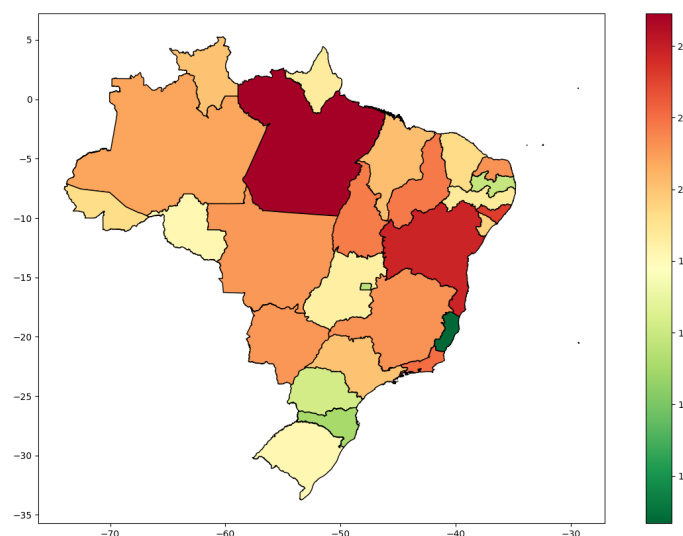


Figura 6.8: Mapa de Calor da TIR para um ESS.

Ao analisar o mapa de calor na Figura 6.8, fica evidente a inviabilidade do estado brasileiro Espírito Santo (ES), com uma TIR em torno de 10% a.a.. O estado que mais se destacou para esse empreendimento, contendo apenas um ESS, foi o estado do Pará (PA), registrando uma TIR em torno de 25% a.a. para a distribuidora Equatorial Energia.

Esse resultado se deve ao fato da distribuidora Equatorial Energia PA apresentar tarifas de energia mais altas no período de ponta em comparação, por exemplo, à distribuidora Neoenergia (COELBA) da Bahia (BA). Os detalhes específicos das tarifas podem ser encontrados no Anexo, na Seção A.1. Considerando que a VPP possui apenas um ESS, sua receita é gerada durante o período de ponta. Isso permite uma correlação entre TIR mais elevadas e preços mais altos de energia durante esse período, ampliando a capacidade de arbitragem tarifária exercida pelo ESS.

## 7

### Aplicação do modelo para um sistema híbrido

Neste Capítulo, são apresentados os resultados da aplicação do modelo proposto, desenvolvido no Capítulo 3, para um sistema híbrido específico. O sistema híbrido (HIB) utilizado é composto por uma UFV e um ESS de bateria de íon-Li. Além disso, esse HIB está presente em apenas uma única barra do sistema. Tais informações foram obtidas a partir do estudo de caso do projeto de P&D da empresa (Re)Energisa Tocantins realizado em colaboração com a PUC-Rio.

A Figura 7.1 ilustra o diagrama unifilar de um ESS.

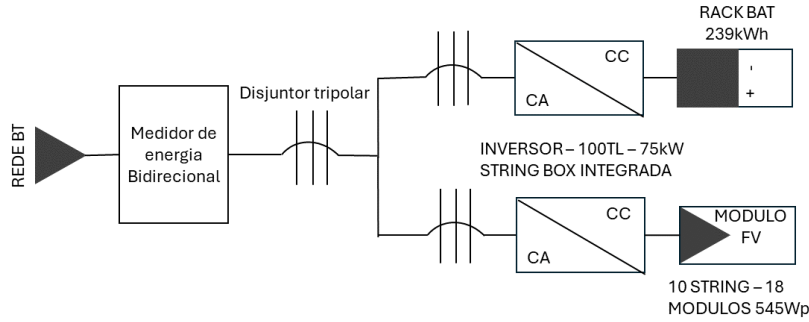


Figura 7.1: Diagrama Unifilar de um HIB.

O custo de investimento associado ao HIB, já considerando a troca do ESS após 10 anos, é de:

$$\begin{aligned}
 CI^{HIB} &= CI^{UFV} + CI^{ESS} \\
 &= \text{R\$ } 339.293,79 + \text{R\$ } 1.788.397,79 \\
 &= \text{R\$ } 2.127.691,58
 \end{aligned} \tag{7-1}$$

sendo  $CI^{ESS}$  o custo de investimento de um ESS (R\$),  $CI^{HIB}$  o custo de investimento de um HIB (R\$) e  $CI^{UFV}$  o custo de investimento de uma UFV (R\$).

A Figura 7.2 apresenta os custos de investimento considerados para um HIB.

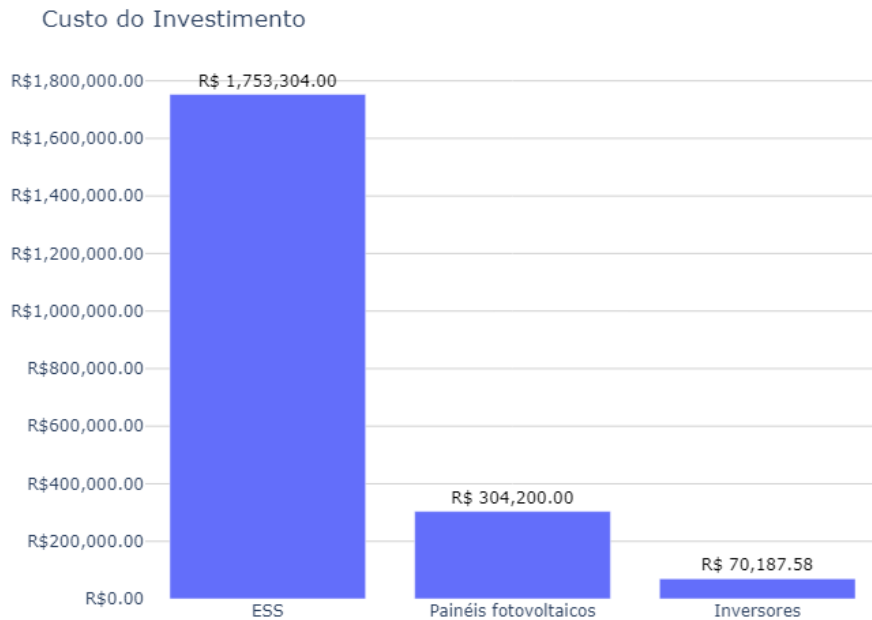


Figura 7.2: Custo de Investimento para um HIB.

A seguir, as Seções 7.1 e 7.2 apresentarão os resultados da aplicação do modelo proposto para um HIB para as tarifas e localização da distribuidora de energia elétrica ETO, e de outras diferentes distribuidoras brasileiras, respectivamente.

## 7.1

### Resultados do modelo para um sistema híbrido considerando tarifas e localização da distribuidora ETO

Considerando a VPP sendo constituída por apenas um HIB, foi possível, através do modelo de otimização proposto, otimizar os contratos energéticos anuais referentes à capacidade de produção energética da VPP por posto tarifário ao longo da vida útil deste sistema. A Tabela 7.1 apresenta a média dos contratos energéticos anuais ótimos por posto tarifário ao longo da vida útil deste sistema.

Tabela 7.1: Média dos contratos energéticos anuais ótimos por posto tarifário para um HIB.

	<i>Ponta</i>	<i>Fora ponta</i>	<i>Int.</i>
<i>Contrato verde</i>	37, 23 MWh/ano	–	–
<i>Contrato convencional</i>	–	21, 13 MWh/ano	–
<i>Contrato branca</i>	15, 96 MWh/ano	49, 31 MWh/ano	9, 68 kWh/ano

A geração FV alimenta o ESS nos períodos de fora ponta e intermediário. Qualquer excesso é injetado na rede elétrica para gerar créditos de energia, utilizados nos contratos energéticos desses períodos tarifários. Por fim, no período de ponta, a descarga do ESS alimenta os contratos energéticos na forma de créditos energéticos (Tabela 7.1).

As Figuras 7.3, 7.4 e 7.5 apresentam o balanço energético anual médio no período de ponta, fora ponta e intermediário, respectivamente, durante a vida útil dessa VPP.

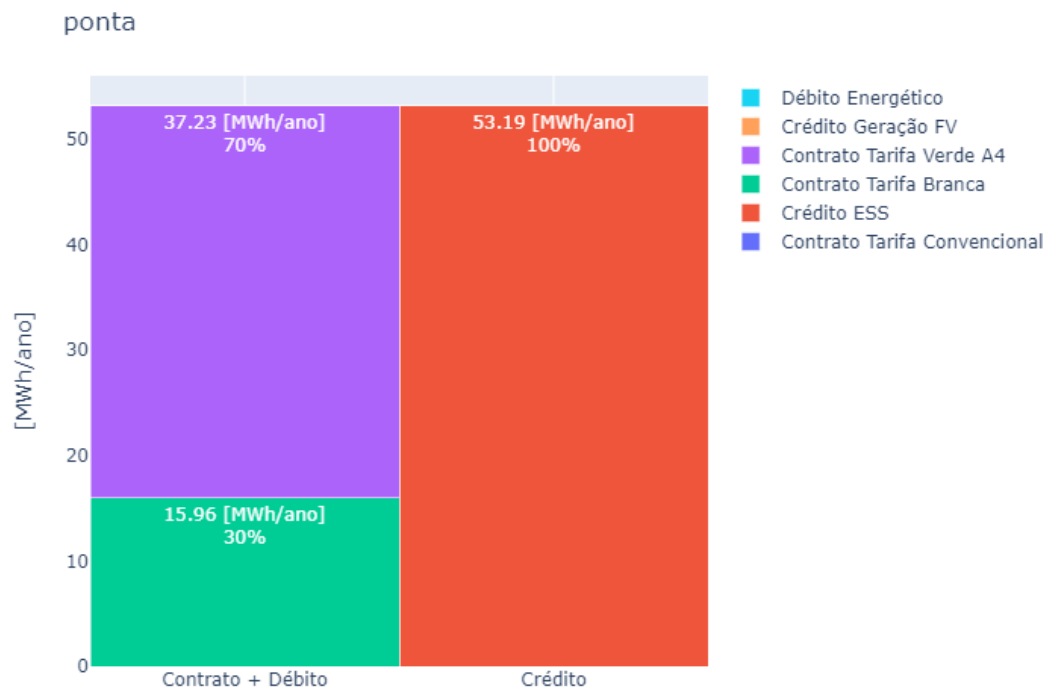


Figura 7.3: Balanço energético anual médio no posto tarifário de fora ponta para um HIB.

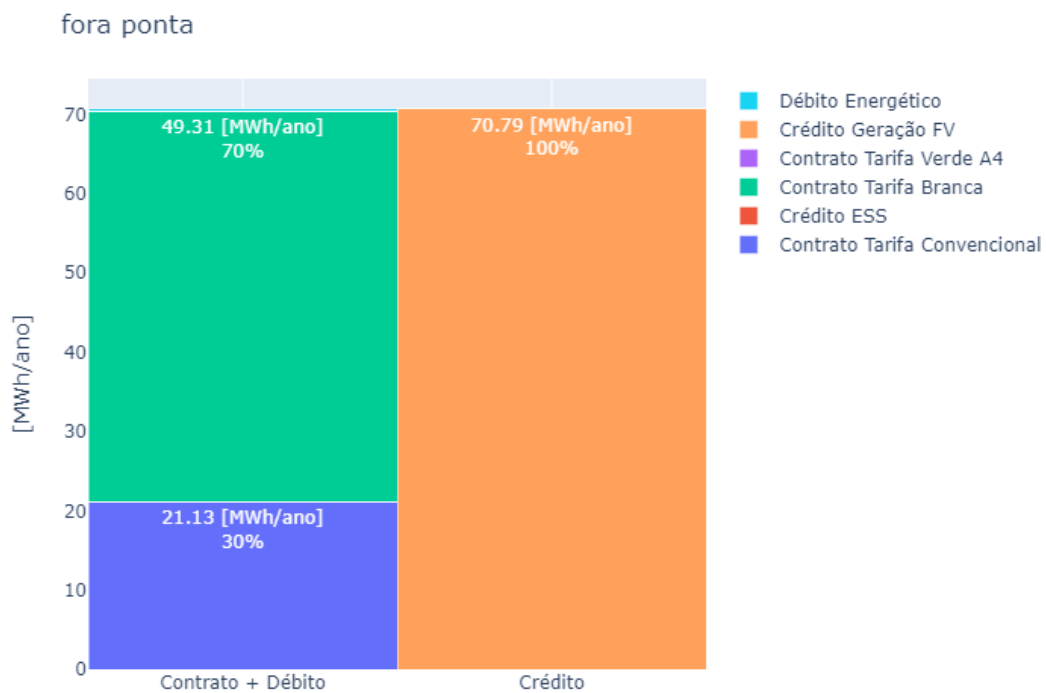


Figura 7.4: Balanço energético anual médio no posto tarifário de fora ponta para um HIB.





Figura 7.5: Balanço energético anual médio no posto tarifário intermediário para um HIB.

No período de ponta, os créditos do ESS alimentam completamente os contratos energéticos (Figura 7.3). No período de fora ponta e intermediário, os créditos da geração FV também alimentam por completo os contratos energéticos (Figuras 7.4 e 7.5, respectivamente).

A receita anual gerada pela média dos contratos energéticos anuais para um HIB é de R\$ 593.648,40. Agora, analisando-se a menor receita anual ao longo da vida útil do sistema e o custo de investimento anualizado, se torna possível avaliar o pior cenário anual que o sistema pode enfrentar economicamente ao longo de sua vida útil. A Tabela 7.2 apresenta a menor receita anual ao longo da vida útil do sistema em comparação com o custo de investimento anualizado.

Tabela 7.2: Receita anual com a máxima TUSD Fio B e Custo de investimento anualizado previsto para um HIB.

<b><i>Receita anual max TUSD Fio B</i></b>	R\$ 224.759, 93
<b><i>Custo de investimento anualizado previsto</i></b>	R\$ 185.501, 85

Observando o empreendimento apenas no horizonte de tempo anual, como a receita anual com a máxima TUSD Fio B é maior do que o custo de investimento anualizado previsto, o empreendimento apresenta uma viabilidade aparente (Tabela 7.2). O custo máximo de investimento anualizado poderia, portanto, ser considerado igual a receita anual com a máxima TUSD Fio B, mantendo, assim, a capacidade de arcar com os custos do investimento.

Utilizando os critérios de avaliação VPL, TIR e Payback, é factível se ter uma noção mais realista e ampla do investimento. A Figura 7.6 apresenta o fluxo de caixa, e a Figura 7.7 apresenta o VPL, TIR e Payback desse investimento.

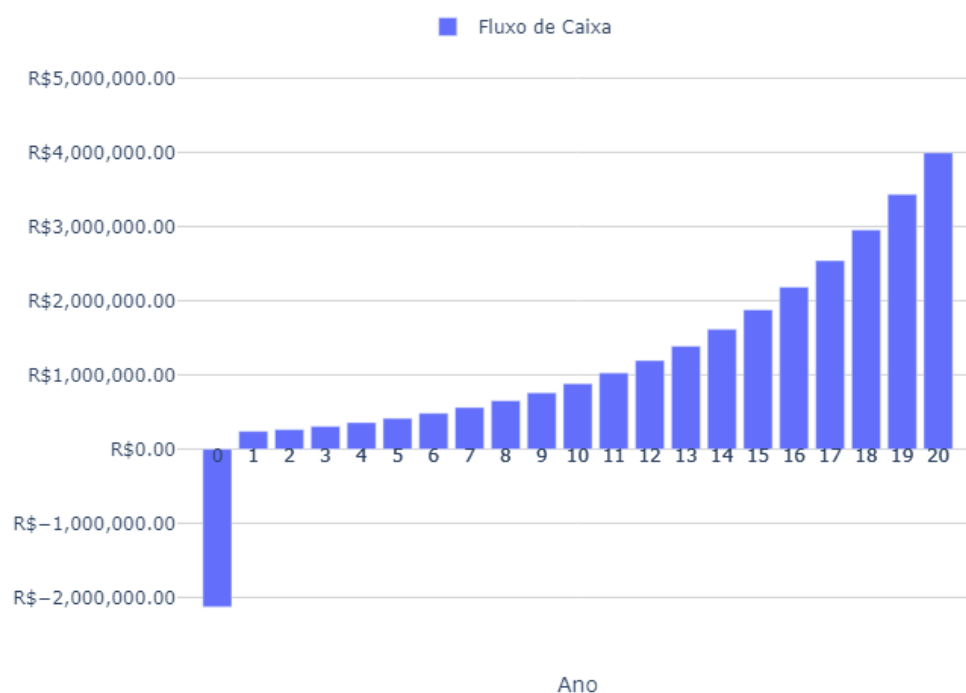


Figura 7.6: Fluxo de caixa para um HIB.

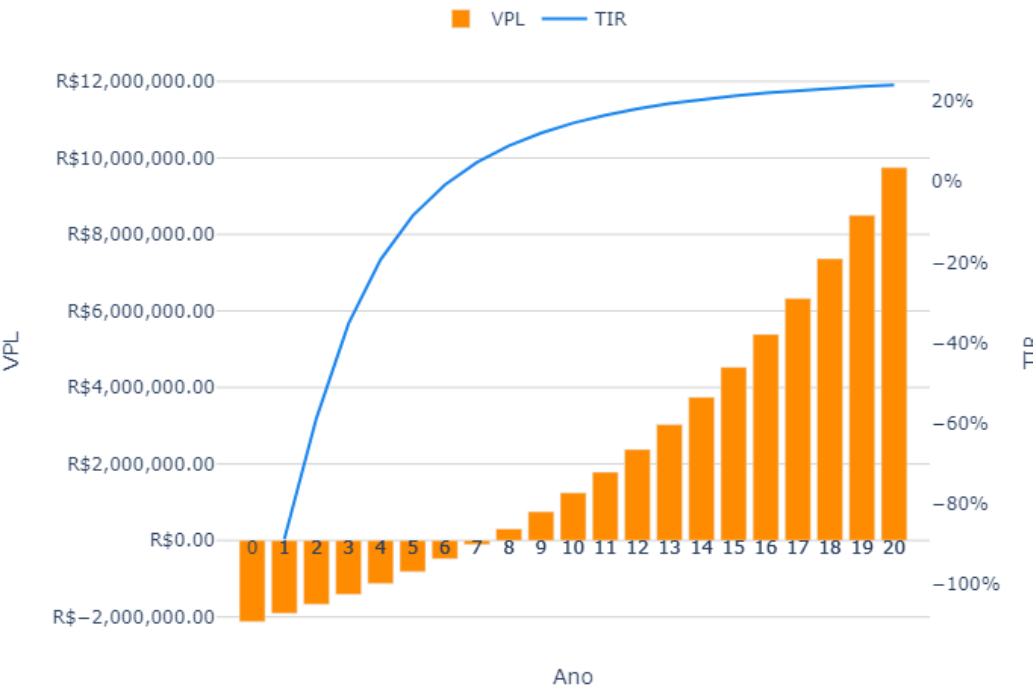


Figura 7.7: VPL, TIR e Payback para um HIB.

O fluxo de caixa do investimento considera a receita anual da VPP e a inflação elétrica, além de todo o investimento ser aplicado no tempo zero (Figura 7.6). Os critérios de avaliação utilizados forneceram um VPL de R\$ 9.745.276,36, uma TIR de 24,06 % a.a. e um Payback de 8 anos (Figura 7.7).

Por fim, diante do cenário de transição implementado pela Lei 14.300/2022, foi realizada uma análise comparativa da data do parecer de acesso dessa VPP. A Tabela 7.3 apresenta as principais métricas econômicas de análise de viabilidade dessa VPP tendo início entre antes de 2023 e até 2028, mostrando a diferença entre antes e depois da Lei 14.300/2022.

Tabela 7.3: Comparação antes e depois Lei 14.300/2022 para um HIB.

	Antes	2023	2024	2025	2026	2027	2028
% do Fio B	0 %	15 %	30 %	45 %	60 %	75 %	90 %
TIR	25,47 %	24,06 %	23,30 %	22,52 %	21,72 %	20,90 %	20,84 %
VPL	R\$ 10.943.437,47	R\$ 9.745.276,36	R\$ 9.140.746,28	R\$ 8.536.216,20	R\$ 7.931.686,11	R\$ 7.327.156,03	R\$ 7.316.256,98
Payback	7 anos	8 anos	8 anos	8 anos	9 anos	9 anos	9 anos

Os projetos de MMGD que obtiveram parecer de acesso anterior a 7

de janeiro de 2023, têm o chamado “direito adquirido”, ou seja, possuem o desconto do Fio B igual a 0%, conforme indicado na Tabela 7.3. Durante o período entre 2023 e 2028, o desconto do Fio B está variando conforme os detalhes apresentados no Capítulo 4.

Ainda na Tabela 7.3, percebe-se uma redução na atratividade desses projetos ao longo do tempo. No entanto, mesmo considerando que 90% do Fio B seja aplicado nos créditos energéticos durante toda a vida útil do sistema (com a VPP iniciando operação a partir de 2028), a TIR permanece em 20,84% a.a., substancialmente superior à TMA de 13,75% a.a.. Além disso, o Payback é de 9 anos, viabilizando o pagamento do empreendimento quase na metade do tempo de vida útil do sistema, e o VPL é de R\$ 7.316.256,98, indicando uma viabilidade econômica expressiva.

## 7.2

### **Resultados do modelo para um sistema híbrido considerando tarifas e localização de diferentes distribuidoras brasileiras**

Ao analisar a aplicação do modelo para um HIB levando em conta as tarifas e localização de diferentes distribuidoras de energia elétrica brasileiras, cabe ressaltar que as variações se restringem aos valores das tarifas de energia e à curva de geração FV específica de cada distribuidora, em decorrência da localização geográfica das mesmas.

A Figura 7.8 apresenta o VPL e Payback das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para um HIB.

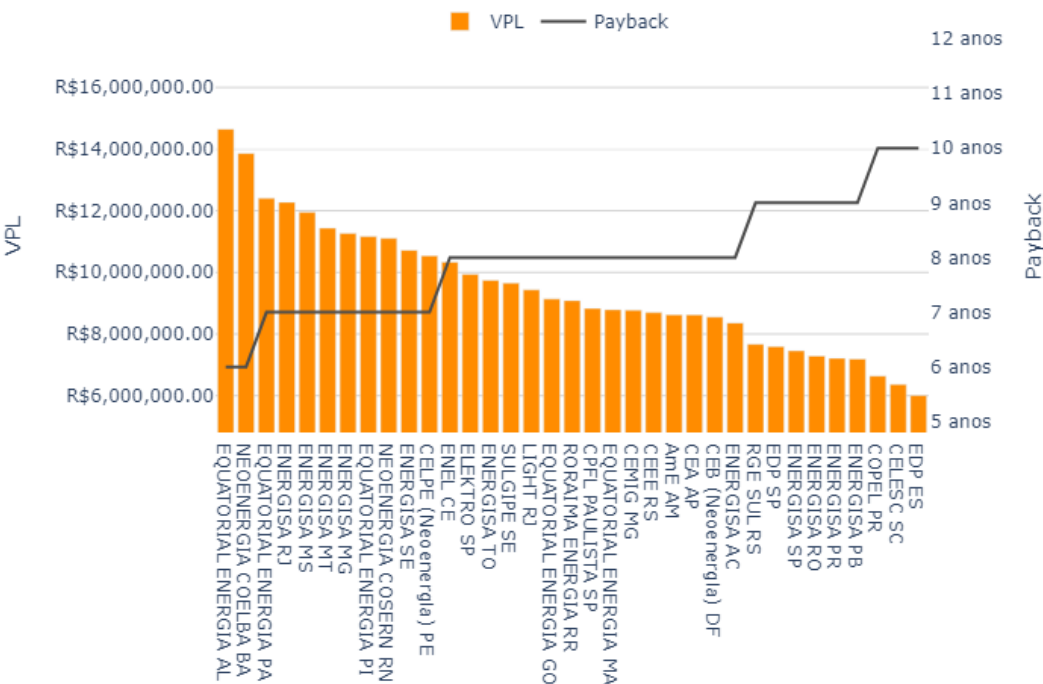


Figura 7.8: VPL e Payback das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para um HIB.

A partir da Figura 7.8, nota-se uma viabilidade econômica aparente desse empreendimento para todas as 35 distribuidoras brasileiras analisadas. Todos os VPL estão positivos e os Payback são menores do que a vida útil do sistema de 20 anos.

A Figura 7.9 apresenta a TIR para as 35 distribuidoras brasileiras.

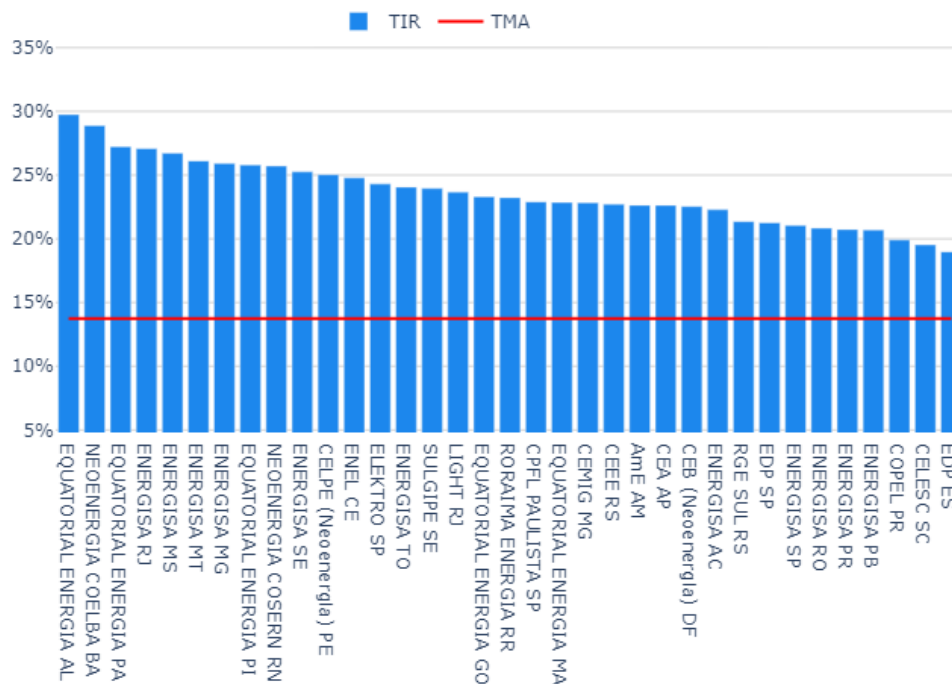


Figura 7.9: TIR das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para um HIB.

Com a TMA estabelecida em 13,75% a.a., todas as distribuidoras apresentaram TIR significativamente superiores a esse valor, mostrando a atratividade do empreendimento. As TIR variaram de 15% a.a. a 30% a.a., conforme ilustrado na Figura 7.9.

Reduzindo o banco de dados coletado das 35 distribuidoras para apenas uma distribuidora para cada estado brasileiro, a Figura 7.10 apresenta a TIR dessa VPP em um mapa de calor contendo os estados brasileiros. É importante destacar que, durante a redução do banco de dados, foram selecionadas as distribuidoras que apresentaram maior lucratividade para essa VPP em cada estado.

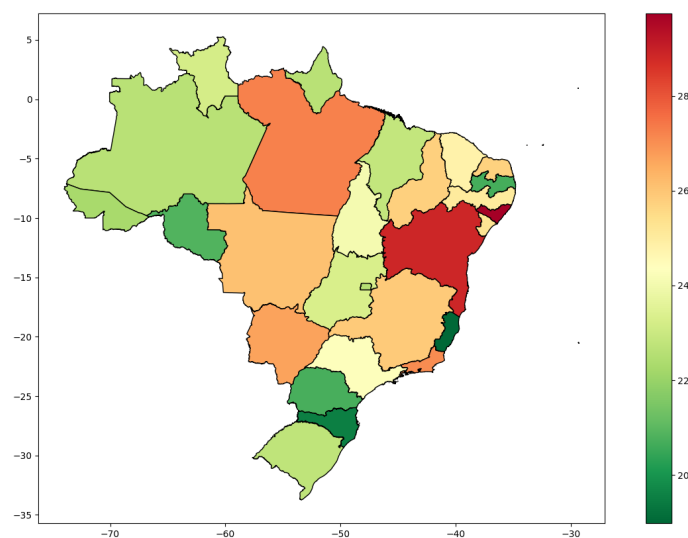


Figura 7.10: Mapa de Calor da TIR para um HIB.

Os estados brasileiros da Bahia (BA) e Alagoas (AL) se destacaram como os mais atrativos economicamente, apresentando uma TIR em torno de 28% a.a., conforme evidenciado no mapa de calor da Figura 7.10.

Os altos valores das tarifas em todos os postos tarifários, aliados à maior incidência de energia solar, estão diretamente associados aos maiores índices de TIR. Tanto a distribuidora Neoenergia (COELBA) na Bahia quanto a distribuidora Equatorial Energia em Alagoas apresentam tarifas mais elevadas e, devido a localização, uma incidência solar mais favorável se comparadas com outras distribuidoras.

## 8

### Aplicação do modelo para a VPP do Estudo de Caso ETO

Neste Capítulo, são apresentados os resultados da aplicação do modelo proposto, desenvolvido no Capítulo 3, para a VPP do estudo de caso ETO.

A VPP do estudo de caso ETO inclui quatro UFVs, quatro ESS de bateria, além de dois sistemas híbridos que combinam uma UFV 75 kW e um ESS de 236 kWh. Apenas sete desses REDs estão localizados na rede ETO que será simulada, dentre eles estão dois sistemas híbridos, quatro ESS e uma UFV. Estas fontes na rede ETO representam aproximadamente 10% da carga total máxima do sistema. Tais informações foram obtidas a partir do estudo de caso do projeto de P&D da empresa (Re)Energisa Tocantins realizado em colaboração com a PUC-Rio.

Todos os dez REDs serão organizados como uma VPP para gerar créditos e alimentar o ESS e os consumidores, utilizando a modalidade geração compartilhada micro GD no SCEE. A Figura 3.1 no Capítulo 3 na Seção 3.2 ilustra a estratégia do modelo de negócios proposto, que é aplicada a VPP do estudo de caso ETO.

O custo de investimento associado a VPP do estudo de caso ETO é de:

$$\begin{aligned} CI^{ETO} &= 4 \cdot CI^{UFV} + 4 \cdot CI^{ESS} + 2 \cdot CI^{HIB} \\ &= 4 \cdot \text{R\$ } 339.293,79 + 4 \cdot \text{R\$ } 1.788.397,79 + 2 \cdot \text{R\$ } 2.127.691,58 \\ &= \text{R\$ } 12.766.149,48 \end{aligned} \quad (8-1)$$

sendo  $CI^{ESS}$  o custo de investimento de um ESS (R\$),  $CI^{ETO}$  o custo de investimento da VPP do estudo de caso ETO (R\$),  $CI^{HIB}$  o custo de investimento de um HIB (R\$) e  $CI^{UFV}$  o custo de investimento de uma UFV (R\$).

A Figura 8.1 apresenta os custos de investimento considerados para a VPP do estudo de caso ETO.



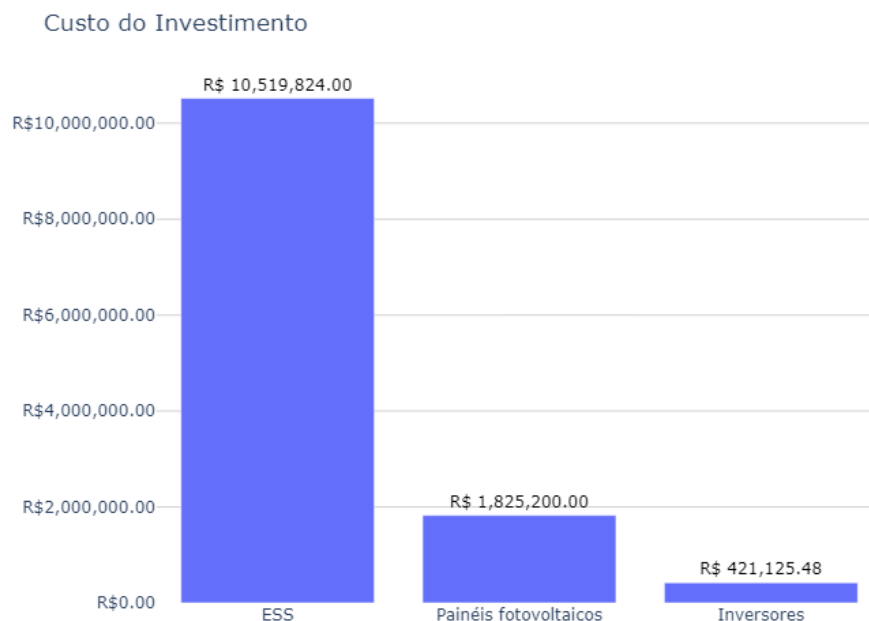


Figura 8.1: Custo de Investimento para a VPP do estudo de caso ETO.

A seguir, as Seções 8.1 e 8.2 apresentarão os resultados da aplicação do modelo proposto para a VPP do estudo de caso ETO para as tarifas e localização da distribuidora de energia elétrica ETO, e de outras diferentes distribuidoras brasileiras, respectivamente. Além disso, a Seção 8.3 exibirá os resultados provenientes da incorporação de elementos de rede elétrica ao estudo de caso ETO.

## 8.1

### Resultados do modelo para a VPP do Estudo de Caso ETO considerando tarifas e localização da distribuidora ETO

Considerando a VPP do estudo de caso ETO, foi possível, através do modelo de otimização proposto, otimizar os contratos energéticos anuais referentes à capacidade de produção energética da VPP por posto tarifário ao longo da vida útil deste sistema. A Tabela 8.1 apresenta a média dos contratos energéticos anuais ótimos por posto tarifário ao longo da vida útil deste sistema.

Tabela 8.1: Média dos contratos energéticos anuais ótimos por posto tarifário para os REDs do estudo de caso ETO.

	<i>Ponta</i>	<i>Fora ponta</i>	<i>Int.</i>
<i>Contrato verde</i>	223,38 MWh/ano	—	—
<i>Contrato convencional</i>	—	105,40 MWh/ano	—
<i>Contrato branca</i>	95,736 MWh/ano	245,93 MWh/ano	5,68 kWh/ano

Para a VPP do estudo de caso da ETO, por possuir sistemas HIB, UFV e ESS, terá contratos energéticos em todos os postos tarifários.

As Figuras 8.2, 8.3 e 8.4 apresentam o balanço energético anual médio no período de ponta, fora ponta e intermediário, respectivamente, durante a vida útil dessa VPP.

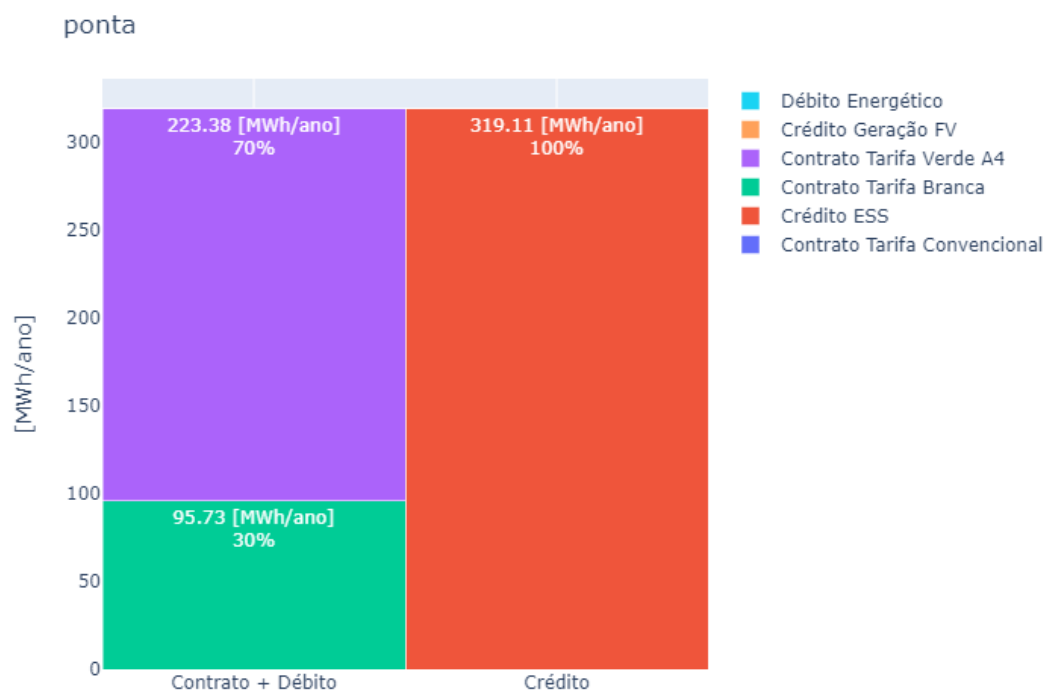


Figura 8.2: Balanço energético anual médio no posto tarifário de fora ponta para a VPP do estudo de caso ETO.

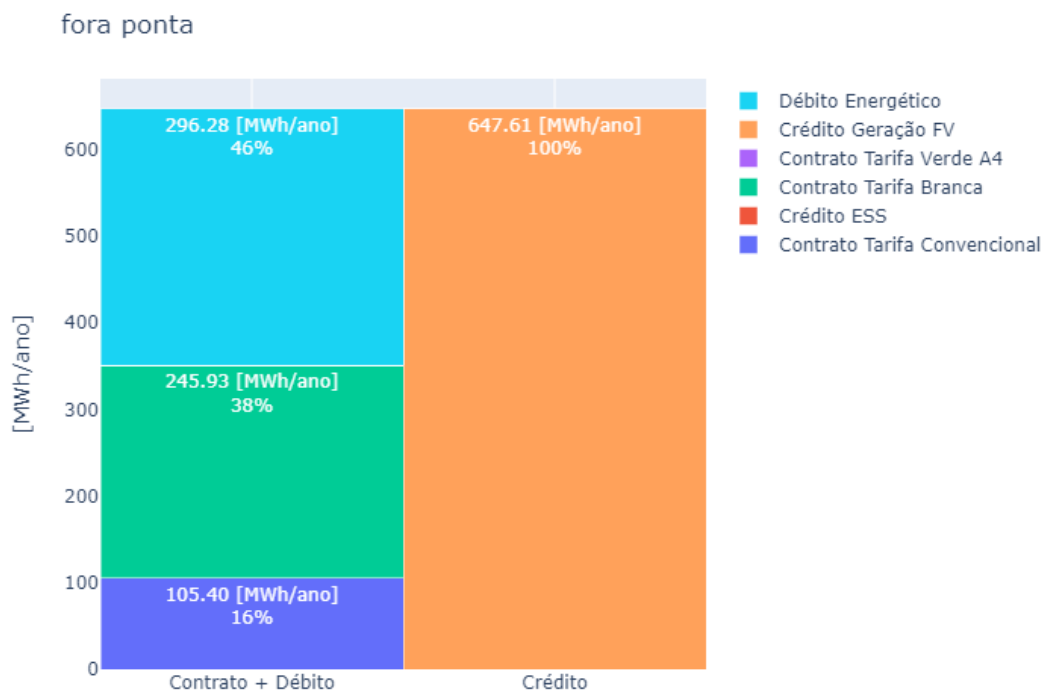


Figura 8.3: Balanço energético anual médio no posto tarifário de fora ponta para a VPP do estudo de caso ETO.

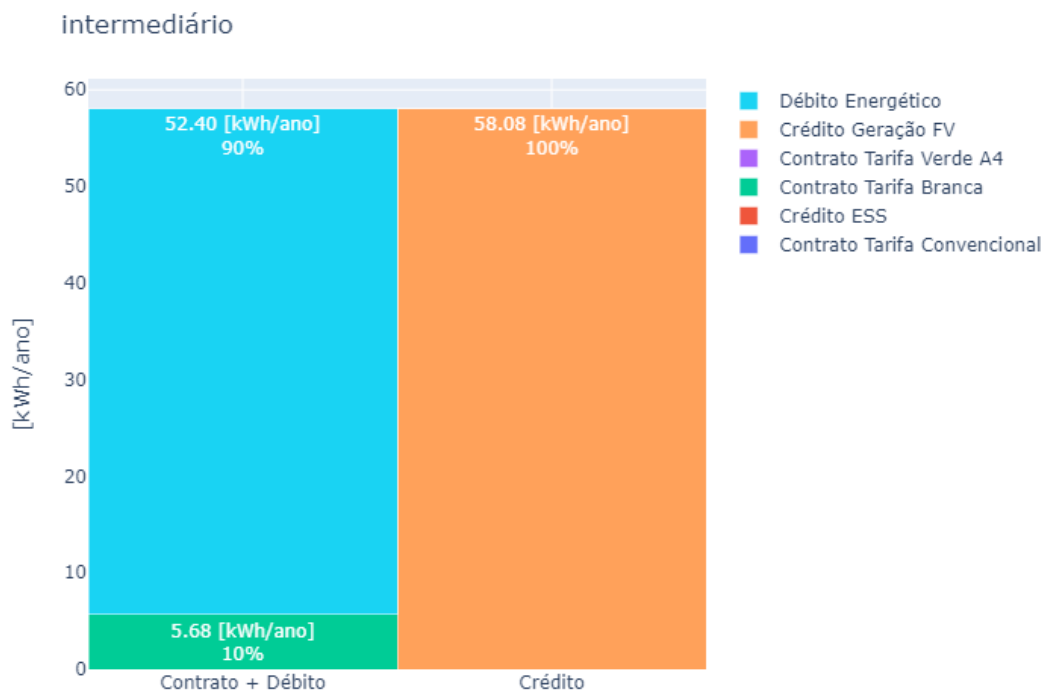


Figura 8.4: Balanço energético anual médio no posto tarifário intermediário para a VPP do estudo de caso ETO.

No período de ponta, os créditos do ESS alimentam completamente os contratos energéticos, conforme pode ser visto na Figura 8.2. Já nos períodos de fora ponta e intermediário, os créditos da geração FV alimentam tanto a carga dos ESS quanto os contratos de energia. Isso pode ser observado nas Figuras 8.2 e 8.2, respectivamente.

A receita anual gerada pela média dos contratos energéticos anuais para essa VPP é de R\$ 3.507.092,41. Agora, analisando-se a menor receita anual ao longo da vida útil do sistema e o custo de investimento anualizado, se torna possível avaliar o pior cenário anual que o sistema pode enfrentar economicamente ao longo de sua vida útil. A Tabela 8.2 apresenta a menor receita anual ao longo da vida útil do sistema em comparação com o custo de investimento anualizado.

Tabela 8.2: Receita anual com a máxima TUSD Fio B e Custo de investimento anualizado previsto para o estudo de caso ETO.

<b><i>Receita anual max TUSD Fio B</i></b>	R\$ 1.338.604,05
<b><i>Custo de investimento anualizado previsto</i></b>	R\$ 1.113.011,09

Observando o empreendimento apenas no horizonte de tempo anual, como a receita anual com a máxima TUSD Fio B é maior do que o custo de investimento anualizado previsto, o empreendimento apresenta uma viabilidade aparente (Tabela 8.2). O custo máximo de investimento anualizado poderia, portanto, ser considerado igual a receita anual com a máxima TUSD Fio B, mantendo, assim, a capacidade de arcar com os custos do investimento.

Utilizando os critérios de avaliação VPL, TIR e Payback, é factível se ter uma noção mais realista e ampla do investimento. A Figura 8.5 apresenta o fluxo de caixa, e a Figura 8.6 apresenta o VPL, TIR e Payback desse investimento.

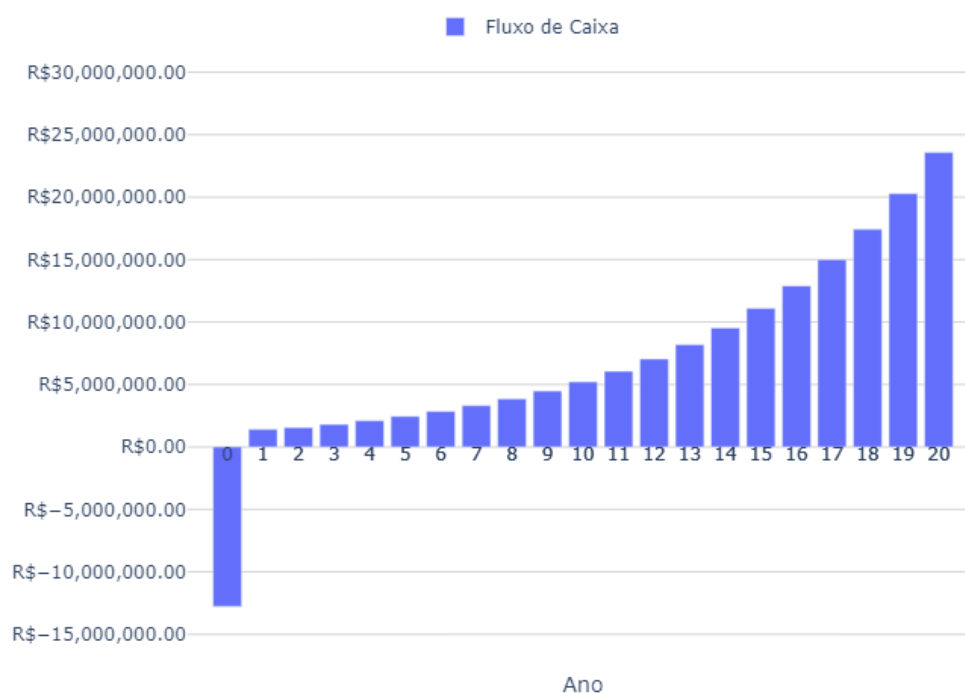


Figura 8.5: Fluxo de caixa para a VPP do estudo de caso ETO.

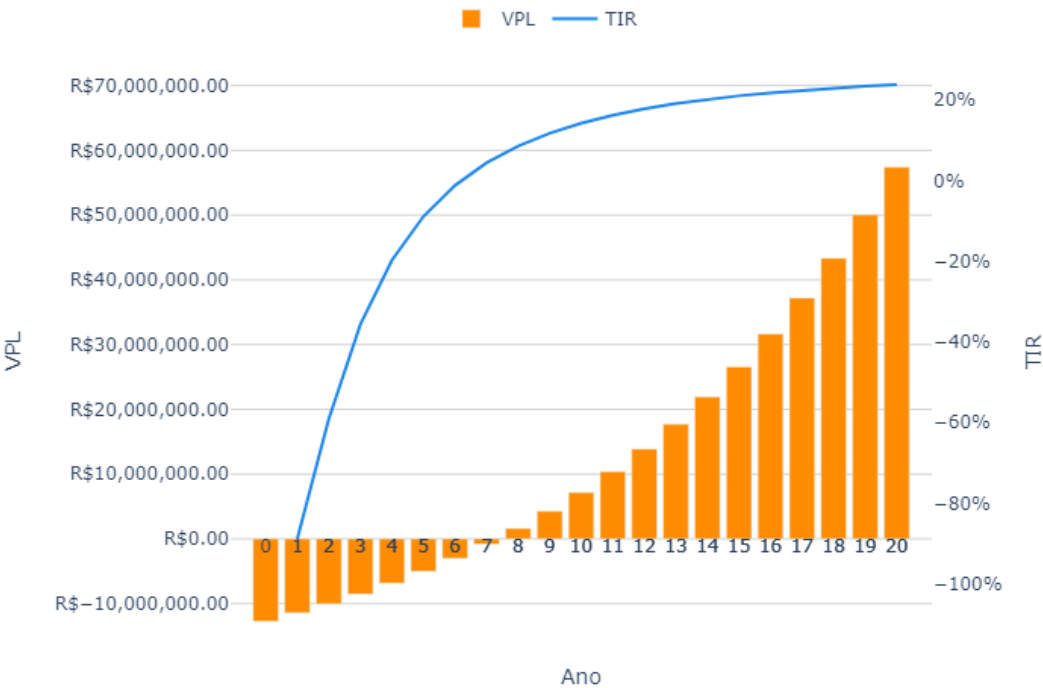


Figura 8.6: VPL, TIR e Payback para a VPP do estudo de caso ETO.

O fluxo de caixa do investimento considera a receita anual da VPP e a inflação elétrica, além de todo o investimento ser aplicado no tempo zero (Figura 8.5). Os critérios de avaliação utilizados forneceram um VPL de R\$ 57.375.698,66, uma TIR de 23,84 % a.a. e um Payback de 8 anos (Figura 8.6).

Por fim, diante do cenário de transição implementado pela Lei 14.300/2022, foi realizada uma análise comparativa da data do parecer de acesso dessa VPP. A Tabela 8.3 apresenta as principais métricas econômicas de análise de viabilidade dessa VPP tendo início entre antes de 2023 e até 2028, mostrando a diferença entre antes e depois da Lei 14.300/2022.

Tabela 8.3: Comparação antes e depois Lei 14.300/2022 para os REDs do estudo de caso ETO.

	Antes	2023	2024	2025	2026	2027	2028
% do Fio B	0 %	15 %	30 %	45 %	60 %	75 %	90 %
TIR	25,46 %	23,84 %	22,96 %	22,05 %	21,10 %	20,13 %	20,05 %
VPL	R\$ 65.659.290,32	R\$ 57.375.698,66	R\$ 53.196.484,50	R\$ 49.017.395,71	R\$ 44.838.545,59	R\$ 40.659.138,90	R\$ 40.583.788,32
Payback	7 anos	8 anos	8 anos	9 anos	9 anos	9 anos	9 anos

Os projetos de MMGD que obtiveram parecer de acesso anterior a 7 de janeiro de 2023, têm o chamado “direito adquirido”, ou seja, possuem o desconto do Fio B igual a 0%, conforme indicado na Tabela 8.3. Durante o período entre 2023 e 2028, o desconto do Fio B está variando conforme os detalhes apresentados no Capítulo 4.

Ainda na Tabela 8.3, percebe-se uma redução na atratividade desses projetos ao longo do tempo. No entanto, mesmo considerando que 90% do Fio B seja aplicado nos créditos energéticos durante toda a vida útil do sistema (com a VPP iniciando operação a partir de 2028), a TIR permanece em 20,05% a.a., substancialmente superior à TMA de 13,75% a.a.. Além disso, o Payback é de 9 anos, viabilizando o pagamento do empreendimento quase na metade do tempo de vida útil do sistema, e o VPL é de R\$ 40.583.788,32, indicando uma viabilidade econômica expressiva.

## 8.2

### **Resultados do modelo para a VPP do Estudo de Caso ETO considerando tarifas e localização de diferentes distribuidoras brasileiras**

Ao analisar a aplicação do modelo para a VPP do estudo de caso ETO levando em conta as tarifas e localização de diferentes distribuidoras de energia elétrica brasileiras, cabe ressaltar que as variações se restringem aos valores das tarifas de energia e à curva de geração FV específica de cada distribuidora, em decorrência da localização geográfica das mesmas.

A Figura 8.7 apresenta o VPL e Payback das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para a VPP do estudo de caso ETO.

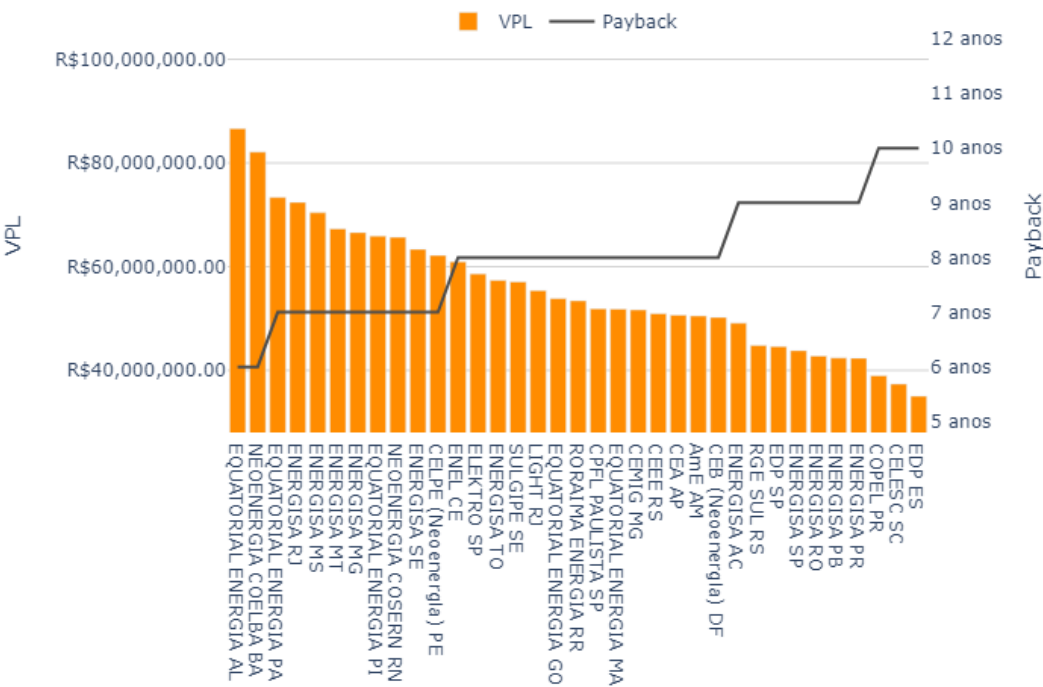


Figura 8.7: VPL e Payback das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para a VPP do estudo de caso ETO.

A partir da Figura 8.7, nota-se uma viabilidade econômica aparente desse empreendimento para todas as 35 distribuidoras brasileiras analisadas. Todos os VPL estão positivos e os Payback são menores do que a vida útil do sistema de 20 anos.

A Figura 8.8 apresenta a TIR para as 35 distribuidoras brasileiras.



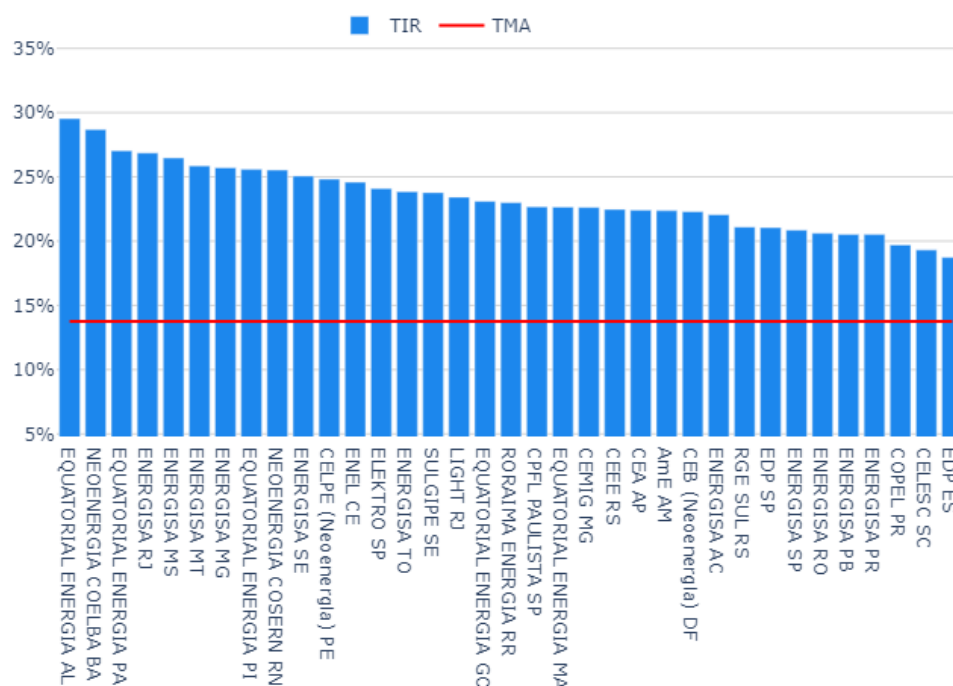


Figura 8.8: TIR das 35 distribuidoras brasileiras analisadas para a VPP do estudo de caso ETO.

Com a TMA estabelecida em 13,75% a.a., todas as distribuidoras apresentaram TIR significativamente superiores a esse valor, mostrando a atratividade do empreendimento. As TIR variaram de 15% a.a. a 30% a.a., conforme ilustrado na Figura 8.8.

Reduzindo o banco de dados coletado das 35 distribuidoras para apenas uma distribuidora para cada estado brasileiro, a Figura 8.9 apresenta a TIR dessa VPP em um mapa de calor contendo os estados brasileiros. É importante destacar que, durante a redução do banco de dados, foram selecionadas as distribuidoras que apresentaram maior lucratividade para essa VPP em cada estado.

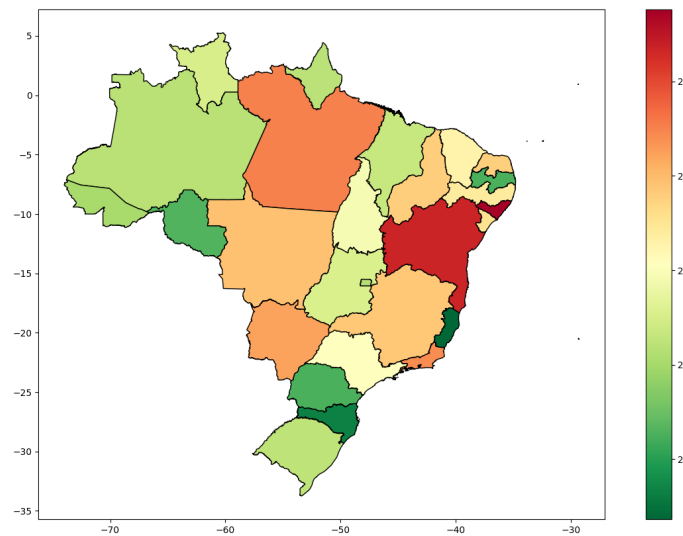


Figura 8.9: Mapa de Calor da TIR para a VPP do estudo de caso ETO.

Os estados brasileiros da Bahia (BA) e Alagoas (AL) se destacaram como os mais atrativos economicamente, apresentando uma TIR em torno de 28% a.a., conforme evidenciado no mapa de calor da Figura 8.9.

Os altos valores das tarifas em todos os postos tarifários, aliados à maior incidência de energia solar, estão diretamente associados aos maiores índices de TIR. Tanto a distribuidora Neoenergia (COELBA) na Bahia quanto a distribuidora Equatorial Energia em Alagoas apresentam tarifas mais elevadas e, devido a localização, uma incidência solar mais favorável se comparadas com outras distribuidoras.

### 8.3

#### Incorporando elementos de rede elétrica ao Estudo de Caso ETO

Até o momento, a análise da viabilidade econômica ao estudo de caso ETO estava sendo realizada apenas com relação a parte comercial do modelo proposto de geração compartilhada. Agora, nesta Seção serão incorporados elementos de rede ao estudo de caso ETO.

O projeto deste estudo de caso foi implementado em um laboratório em operação em Tocantins, em que os REDs são instalados em locais onde estão surgindo problemas de tensão devido à alta penetração de GD. Para incorporar elementos de rede elétrica, um primeiro passo seria calcular os fatores de sensibilidade de perda para os nós onde os REDs foram instalados.

Esse cálculo, feito via OpenDSS, foi realizado para cada hora de dias úteis típicos e fins de semana ao longo do horizonte de tempo considerado a partir da BDGD 2023 fornecida pela distribuidora de energia elétrica brasileira ETO. Foi observado que calcular o valor médio de cada fator de sensibilidade seria suficiente, uma vez que eles apresentam flutuações mínimas ao longo do ano. A Figura 8.10 fornece uma representação visual dos fatores de sensibilidade de perdas elétricas para cada barra em uma hora específica do dia, juntamente com as localizações dos REDs.

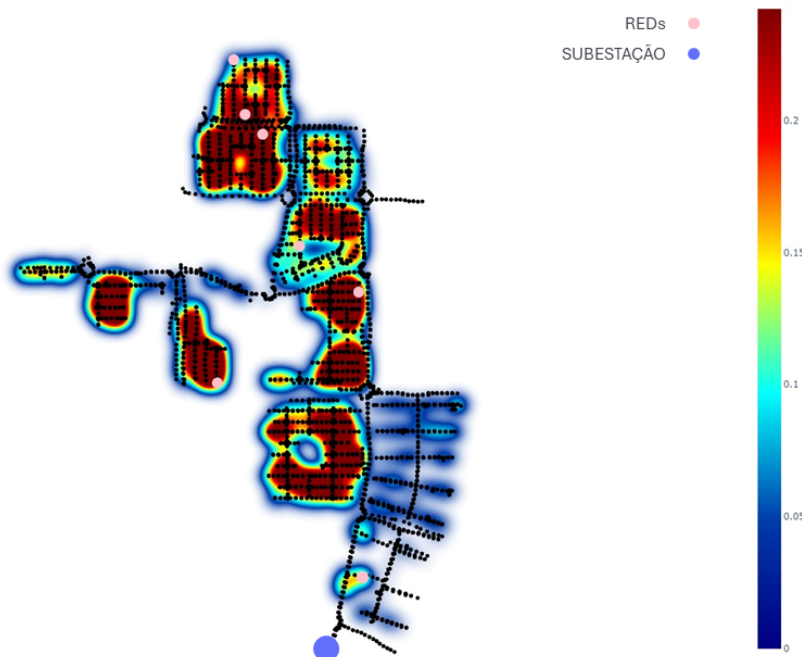


Figura 8.10: Mapa de calor dos fatores de sensibilidade do sistema de distribuição com sete REDs na rede e três REDs fora da rede da distribuidora de energia elétrica Energisa Tocantins.

Afim de se esclarecer os aspectos da rede de distribuição da ETO, a Figura 8.11 apresenta um diagrama unifilar para o sistema ETO com a localização dos REDs e da subestação, especificando cada tipo de RED. A Tabela 8.4 fornece informações dos REDs presentes no diagrama unifilar ilustrado na Figura 8.11.



Figura 8.11: Diagrama unifilar para o sistema ETO-2023 com a localização dos REDs e da subestação.

Tabela 8.4: Informações sobre os REDs.

Barra	RED	Identificação	Cor na Figura 8.11	Potência nominal	Energia
bt3136	HIB	1	Azul escuro	(75 kW, 75 kW) 1	(-, 239 kWh)
bt3399	HIB	2	Vermelho	(75 kW, 75 kW)	(-, 239 kWh)
bt4088	ESS	1	Verde	75 kW	239 kWh
bt6559	ESS	2	Roxo	75 kW	239 kWh
bt3876	ESS	3	Laranja	75 kW	239 kWh
bt5286	ESS	4	Azul claro	75 kW	239 kWh
bt6394	UFV	1	Rosa	75 kW	-
-	UFV	-	-	75 kW	-
-	UFV	-	-	75 kW	-
-	UFV	-	-	75 kW	-

Esse alimentador, sem considerar os REDs que serão instalados, apresenta 6.555 barras, 20.772 nós, três níveis de tensão (13,8 kV, 0,44 kV e 0,38 kV), e 545 painéis solares instalados na baixa tensão. Essa rede possui cargas do tipo residencial, rural, industrial, comercial, entre outros, abrangendo circuitos

monofásicos, bifásicos e trifásicos. Para cada tipo de carga, há nove curvas de carga distintas, cada uma contendo vinte e quatro pontos, representando as 24 horas do dia. Os dados sobre essa rede são referentes aos três primeiros meses do ano de 2023 (janeiro a março de 2023), sendo que para cada mês, existem três tipos de dados distintos, que são dia útil, sábado e domingo. Os dados foram repetidos durante um ano para extrapolar a análise anual.

Para avaliar o perfil de tensão da rede, foram consideradas duas condições diferentes de carregamento das baterias: Caso 1, onde as baterias podem ser carregadas na taxa total permitida, levando em consideração a profundidade de carga e eficiência; e Caso 2, onde as baterias podem ser carregadas limitadas a metade da capacidade de potência, que pode contribuir para reduzir as perdas elétricas e problemas de tensão. No modelo de otimização proposto no Capítulo 3 na Seção 3.3, a restrição 3-45 é habilitada no caso 2 e desabilitada no caso 1.

As Figuras 8.12, 8.13 e 8.14 mostram os perfis de carga e descarga para todos os sistemas HIB e ESS em ambos os casos. As baterias dos sistemas HIB operam igualmente nos casos 1 e 2. O perfil de carregamento visa seguir a curva de geração fotovoltaica para todos os dias representados, minimizando a dependência do carregamento da rede.

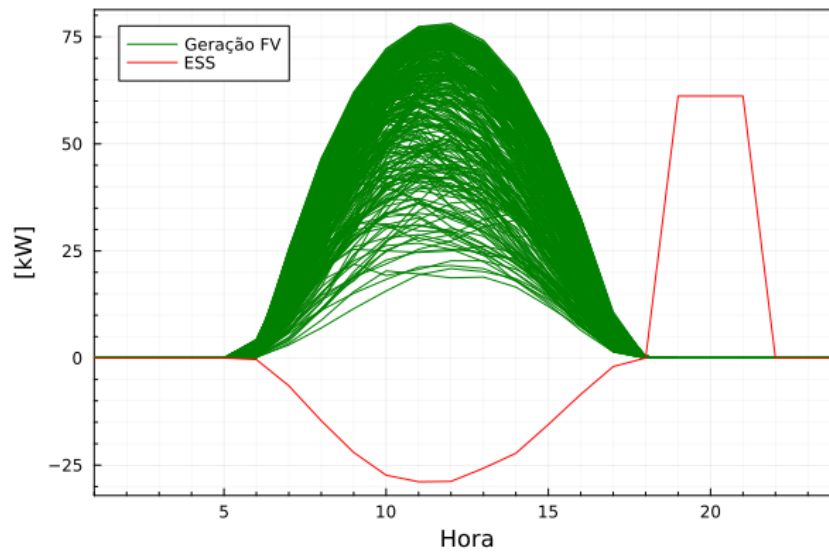


Figura 8.12: Planejamento ótimo da carga/descarga das baterias para os sistemas híbridos nos casos 1 e 2.

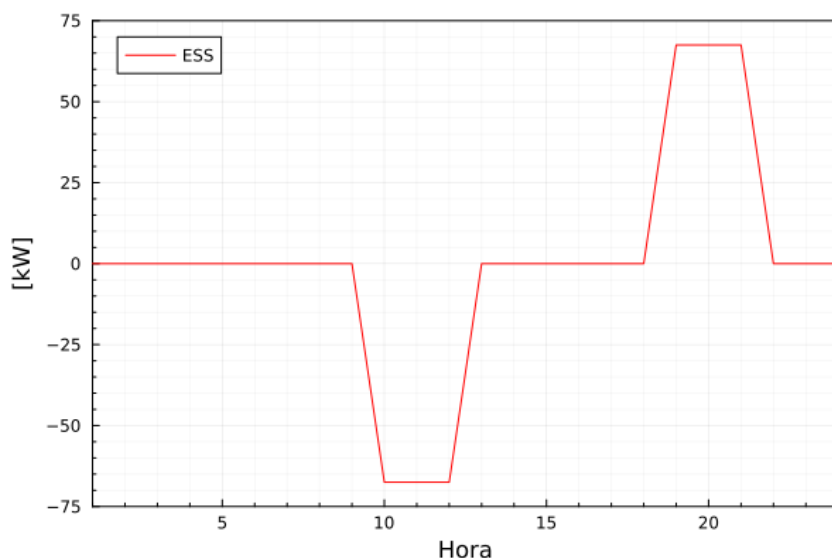


Figura 8.13: Planejamento ótimo da carga/descarga das baterias para os sistemas ESS no caso 1.

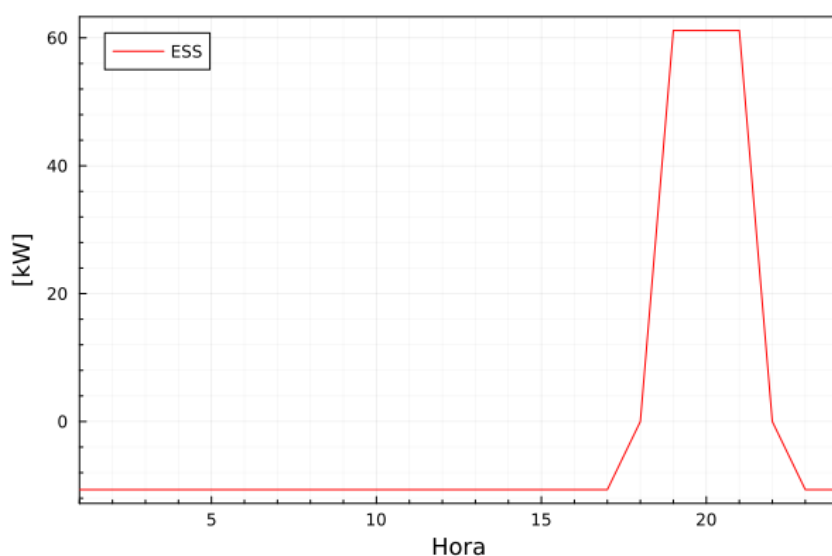


Figura 8.14: Planejamento ótimo da carga/descarga das baterias para os sistemas ESS no caso 2.

A Tabela 8.5 apresenta a receita anual com a máxima TUSD Fio B e o custo anual das perdas elétricas associados ao modelo de negócios proposto considerando os casos 1 e 2. No modelo de negócio proposto, os REDs são de propriedade dos consumidores que se beneficiam dos créditos de energia da VPP. O custo anual das perdas de energia foi determinado com base na tarifa branca.

Tabela 8.5: Receita anual com a máxima TUSD Fio B e Custo anual das perdas de energia elétrica associados ao modelo de negócios proposto para a VPP do estudo de caso ETO considerando os Casos 1 e 2.

	<i>Caso 1</i>	<i>Caso 2</i>
<b><i>Receita anual max TUSD Fio B</i></b>	R\$ 1.338.604,05	
<b><i>Custo anual das perdas</i></b>	R\$ 697.921,28	R\$ 673.802,92

O caso 2 apresentou uma redução de 3,5 % a.a. no custo das perdas de energia elétrica se comparado ao caso 1, mantendo o mesmo ganho comercial, conforme detalhado na Tabela 8.5. Essa redução no custo das perdas, no caso 2, foi viabilizada pela restrição da potência de carregamento das baterias nos períodos de fora ponta e intermediário, resultando em um carregamento mais suave, reduzindo picos de extração de energia elétrica da rede. Agora, com relação ao mesmo ganho comercial, em ambos os casos, a descarga das baterias não possui restrição de potência, o que maximiza os créditos energéticos gerados apenas durante o período de ponta, e, por conseguinte, maximiza o ganho comercial. Dessa forma, essa redução do custo anual das perdas sem alterar o ganho comercial possibilita uma receita adicional proveniente de prestação de serviços ancilares voltada para redução das perdas elétricas do sistema de distribuição junto à distribuidora de energia elétrica local, agregando, assim, valor ao modelo de negócios proposto.

A Figura 8.15 mostram o perfil de tensão do caso 1 e do caso 2.

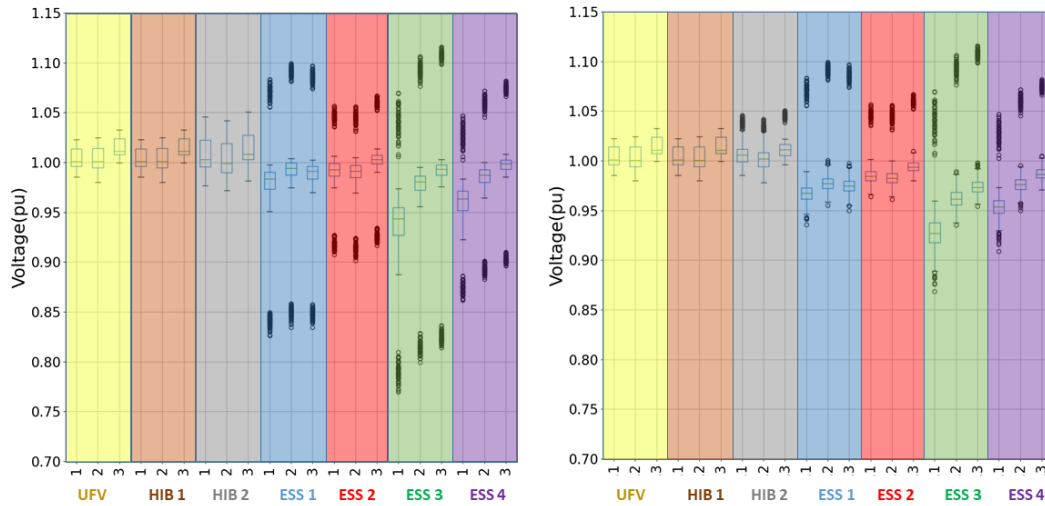


Figura 8.15: Perfil de tensão do caso 1 (esquerda) e caso 2 (direita).

A alteração no carregamento das baterias resultou na atenuação das sub-tensões no caso 2, sem reduzir os resultados comerciais, como evidenciado na Figura 8.15. Em contrapartida, visto que a descarga das baterias permaneceu inalterada em ambos os casos, não houve mitigação das sobretensões. Portanto, a Figura 8.15 demonstrou que o impacto na tensão não pode ser negligenciado com a instalação dos REDs, devido ao nível de injeção e extração de energia dos sistemas FV e ESS. Além disso, a simples adaptação no carregamento das baterias, mantendo o mesmo ganho comercial, oferece oportunidades de uma receita adicional de prestação de serviços ancilares não apenas voltada para redução das perdas, como evidenciado pela Tabela 8.5, mas também para controle de tensão da rede, junto à distribuidora de energia elétrica local, acrescentando valor ao empreendimento.

Como o caso 2 obteve os melhores resultados de perfil de tensão e perdas elétricas, o mesmo será comparado com o caso base, que é o caso sem a instalação dos REDs. A Figura 8.16 apresenta o perfil de tensão do caso base. O custo das perdas elétricas do caso base, também determinado a partir da tarifa branca, é de R\$ 673.802,92.



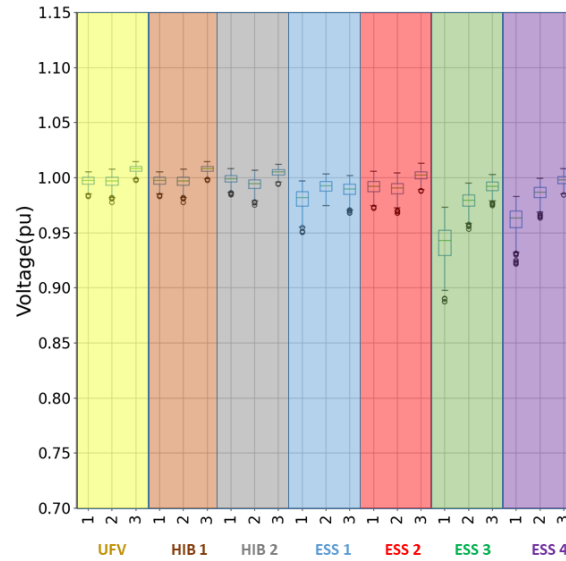


Figura 8.16: Perfil de tensão do caso base.

O caso 2 possui um custo das perdas elétricas 5 % a.a. maior do que o caso base. Uma possível explicação para tal seria a menor circulação de potência ativa na rede dada a não instalação de novas fontes geradoras de energia elétrica, que seriam os REDs. No que diz respeito ao perfil de tensão, é importante destacar que o caso base não apresenta problemas de sobretensão. Por outro lado, no caso 2, devido à ausência de restrições de potência nas descargas das baterias, observam-se problemas de sobretensão (Figuras 8.15 e 8.16). Uma solução para a mitigação dos problemas de sobretensão e perdas elétricas do caso 2 seria alterar a descarga das baterias, mesmo ocasionando redução do ganho comercial. Caso a receita adicional proveniente de serviços ancilares pela prestação de controle de tensão e perdas elétricas cubra os prejuízos comerciais dessa limitação de potência da descarga das baterias, tal solução seria viabilizada economicamente. Portanto, com base nas análises de tensão e perdas, conclui-se que a integração não consciente de REDs à rede resulta naturalmente em problemas de tensão e perdas elétricas na rede de distribuição local.

Neste trabalho, foi proposto um modelo de Programação Linear Inteira Mista (PLIM) estocástico para avaliar a viabilidade econômica de Recursos Energéticos Distribuídos (REDs), incluindo sistemas fotovoltaicos (FVs) e sistemas de armazenamento de energia em baterias (ESS), organizados como uma usina virtual (VPP). O modelo permite otimizar contratos energéticos anuais e a operação de carga/descarga das baterias, considerando avanços regulatórios, como as novas Resoluções Normativas da ANEEL.

Esse modelo foi aplicado em quatro VPPs distintas: uma Usina Fotovoltaica (UFV), um ESS, um sistema híbrido (HIB) (contendo uma UFV e um ESS) e o estudo de caso da Energisa Tocantins (ETO), composto por quatro UFVs, quatro ESSs e dois HIBs. Essa abordagem permitiu uma avaliação abrangente da contribuição de cada sistema na VPP. Os resultados mostraram que a VPP apenas com UFV alcançou os melhores retornos financeiros, com TIR variando de 40% a.a. a 80% a.a.

Também é crucial considerar que o custo de investimento abrange apenas a aquisição dos painéis FVs, baterias e inversores, para simplificação. Não foram incluídos os custos relacionados a outros equipamentos elétricos e estruturais, despesas de instalação, engenharia de projeto e operação (OPEX), bem como a taxa de degradação dos componentes. Essa omissão pode subestimar os custos totais do projeto, já que não contempla gastos adicionais como mão de obra, arrendamento de terrenos e custos de importação das baterias, o que poderia encarecer significativamente o projeto e inviabilizá-lo.

A análise de 35 distribuidoras no Brasil destacou a importância de tarifas atrativas para maximizar a lucratividade, assim como a localização estratégica dos painéis FV para otimizar a captação solar e, consequentemente, a lucratividade do projeto.

A comparação realizada para as VPPs iniciando antes e após a Lei 14.300/2022 indicou uma diminuição na atratividade do empreendimento. No entanto, todas as VPPs analisadas, exceto o estudo de caso ETO considerando o custo das perdas elétricas, permaneceram economicamente viáveis. Para o estudo de caso da ETO, ao considerar o custo das perdas elétricas, tornou-se inviável a partir de 2023, segundo o critério de TIR maior ou igual TMA para

viabilidade econômica.

No estudo de caso da ETO, além da análise do modelo comercial, foi investigado os aspectos da rede elétrica de distribuição, como perdas elétricas e perfil de tensão, comparando três casos: o caso base, representando a rede sem os REDs; o caso 1, onde os ESS podem ser carregados na taxa total permitida; e o caso 2, onde os ESS podem ser carregados limitados a metade da capacidade de potência.

Na comparação entre o caso 1 e o caso 2, o caso 2 apresentou menores perdas elétricas e mitigou problemas de subtensão, mantendo o mesmo ganho comercial. Ao limitar a potência de carregamento das baterias, o caso 2 reduz os picos de extração de energia elétrica da rede de distribuição local, oferecendo oportunidades de gerar uma receita adicional proveniente de serviços ancilares tanto voltada para redução de perdas quanto para controle de tensão junto à distribuidora de energia local.

Agora, comparando o caso base, que é o caso sem a integração de REDs na rede de distribuição, com o caso 2, que foi o caso que obteve os melhores resultados, o caso 2 gerou problemas de sobretensão e maiores perdas elétricas no sistema. Uma possível solução para a mitigação dos problemas de sobretensão e perdas elétricas do caso 2 seria alterar a descarga das baterias, mesmo ocasionando redução do ganho comercial. Caso a receita adicional proveniente de serviços ancilares pela prestação de controle de tensão e perdas elétricas cubra os prejuízos comerciais dessa limitação na potência da descarga das baterias, tal solução seria viabilizada economicamente. Essa comparação evidenciou a necessidade de uma integração consciente de REDs na rede, mitigando, assim, problemas de tensão e perdas no sistema de distribuição local.

Em suma, os resultados evidenciam a eficácia do modelo matemático proposto em minimizar custos, bem como na otimização da operação das baterias. Todos os contratos otimizados foram bem ajustados pelo modelo proposto, não há perda contratual, ou seja, todo crédito tem um débito correspondente, não ocorrendo perda financeira. Dessa forma, a partir do lucro gerado pelo empreendimento, agregador lucra, consumidores economizam com relação ao ACR e, por fim, a distribuidora pode vir a se beneficiar com serviços ancilares prestados.

Pesquisas futuras podem explorar mais cenários de integração de REDs, quantificar a receita adicional proveniente de prestação de serviços ancilares, adicionar custos relacionáveis, como mão de obra, arrendamento do terreno, entre outros, e adicionar restrições de tensão no modelo de otimização. Além disso, a inclusão de outros serviços ancilares, como capacidade de hospedagem,

pode maximizar a receita da VPP.

## Referências bibliográficas

- [1] ZUBO, R. H. A. et al. **Operation and planning of distribution networks with integration of renewable distributed generators considering uncertainties: A review**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72:1177–1198, 05 2017.
- [2] GREENER. **Análise do Marco Legal da Geração Distribuída**. Relatório técnico, Greener, [https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/01/Analise-Completa-Marco-Legal-da-GD-Aprovacao-do-Marco-Legal\\_14.03.22.pptx-1.pdf](https://www.greener.com.br/wp-content/uploads/2022/01/Analise-Completa-Marco-Legal-da-GD-Aprovacao-do-Marco-Legal_14.03.22.pptx-1.pdf), janeiro 2022.
- [3] ANEEL. **Tarifa Branca**. Recurso online, ANEEL, <http://www.aneel.gov.br/tarifa-branca>, 2018. Acesso em: setembro 2023.
- [4] MEDIUM. **The 4Ds Transforming the Energy Market**. Technical report, DEEP, <https://medium.com/@d33p/the-4ds-transforming-the-energy-market-1fb61fba385e>, 2018. Acesso em: setembro 2023.
- [5] M., P.; P., E. **Distributed Energy Generation Market by Technology (micro-turbines, combustion turbines, micro-hydropower, reciprocating engines, fuel cells, wind turbines, solar PV), and End-use Industry (Residential, Commercial, and Industrial): Global Opportunity Analysis and Industry Forecast**. Recurso online, Allied Market Research, <https://www.alliedmarketresearch.com/distributed-energy-generation-market-A13784>, 2023. Acesso em: setembro 2023.
- [6] EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. PDE 2029, EPE, <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/Documents/PDE2020>.
- [7] BRASIL, M. **Brasil ultrapassa 21 GW em geração distribuída de energia solar**. Recurso online, epbr, <https://epbr.com.br/brasil-ultrapassa-21-gw-em-geracao-distribuida-de-energia-solar/#:~:text=Gera%C3%A7%C3%A3o%20distribu%C3%ADda%20em%20n%C3%BAmeros&text=Ainda%20segundo%20dados%20da%20Aneel,de%201%20GW%20da%20industrial.>, 2023. Acesso em: setembro 2023.

- [8] PRECEDENCE RESEARCH. **Energy Storage Systems Market**. Technical report, <https://www.precedenceresearch.com/energy-storage-systems-market>, 2023. Acesso em: setembro 2023.
- [9] CHAGAS, C. **Mercado de armazenamento de energia deve crescer 84Brasil até 2030**. Technical report, <https://editorabrasilenergia.com.br/mercado-de-armazenamento-de-energia-deve-crescer-84-no-brasil-ate-2030/#:~:text=%E2%80%9CA%20proje%C3%A7%C3%A3o%20de%20crescimento%20no,at%C3%A9%202030%E2%80%9D%20afirma%20ele.>, 2023. Acesso em: setembro 2023.
- [10] SARMIENTO-VINTIMILLA, J. et al. **Applications, Operational Architectures and Development of Virtual Power Plants as a Strategy to Facilitate the Integration of Distributed Energy Resources**. *Energies*, 15:775, 01 2022.
- [11] LIMA, D. A. et al. **Toward a New Transactive Energy System with Distributed Energy Resources in Brazil: A Real Case Application**. *IEEE Power & Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, 2023.
- [12] ANEEL. **Resolução Normativa 482 de 17 de abril de 2012**. Ren, ANEEL, <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/atren2012482.pdf>, abril 2012.
- [13] PRESIDENTE DA REPÚBLICA DO BRASIL. **Lei 14.300 de 6 de janeiro de 2022**. Lei, Diário Oficial da União, <http://in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>, janeiro 2022.
- [14] LIMA, D. A. et al. **Avaliação abrangente de novos modelos de negócios com Recursos Energéticos Distribuídos no Brasil após a Lei 14.300/2022**. 2023.
- [15] EPE. **Documento de Apoio ao Plano Nacional de Energia 2050 - Recursos Energéticos Distribuídos**. Documento de apoio ao PNE 2050, EPE, <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-457/GTJaneiro> 2019.
- [16] ACKERMANN, T. ; ANDERSSON, G.; SÖDER, L. **Distributed generation: a definition**. *Electric Power Systems Research*, 57(3):195–204, 2001.
- [17] D'HAEN, P. **Behind The Meter Electricity Generation**. Recurso online, SP Energy Networks,

- [https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/behind\\_the\\_meter.aspx](https://www.spenergynetworks.co.uk/pages/behind_the_meter.aspx), 2023. Acesso em: setembro 2023.
- [18] DOWNING , J. et al. **Pathways to Commercial Liftoff: Virtual Power Plants**. Relatório técnico, U.S. Department of Energy, <https://liftoff.energy.gov/vpp/>, Setembro 2023.
- [19] C. GOUVEIA. **Resiliência do Sistema Elétrico de Energia – um novo paradigma de operação e planejamento**. Recurso online, Água & Ambiente - Portal Ambiente Online, <https://www.ambienteonline.pt/noticias/resiliencia-do-sistema-eletrico-de-energia-um-novo-paradigma-de-operacao-e-planeamento#:~:text=A%20resili%C3%A2ncia%20do%20sistema%20el%C3%A9trico,ocorr%C3%A2ncia%20de%20um%20evento%20extremo.>, 2023. Acesso em: setembro 2023.
- [20] PUC-RIO. **Análise da Confiabilidade em Sistemas de Potência**. Relatório técnico, PUC-RIO, [https://www.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0024856\\_03\\_cap\\_02.pdf](https://www.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0024856_03_cap_02.pdf), 2023. Acesso em: setembro 2023.
- [21] SOLARVOLT. **Entenda as vantagens da geração distribuída de energia**. Recurso online, SolarVolt, <https://www.solarvoltenergia.com.br/blog/entenda-as-vantagens-da-geracao-distribuida-de-energia/>, 2023. Acesso em: setembro 2023.
- [22] JAIN, S. et al. **Distributed generation deployment: State-of-the-art of distribution system planning in sustainable era**. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 77:363–385, 2017.
- [23] BRITO, L. et al. **Impactos da geração distribuída fotovoltaica na tensão elétrica de uma rede de distribuição em baixa tensão**. Revista, O setor elétrico, <https://www.osestoreletrico.com.br/impactos-da-geracao-distribuida-fotovoltaica-na-tensao-eletrica-de-uma-rede-de-distribuicao-em-baixa-tensao/>, Outubro 2022. Acesso em: setembro 2023.
- [24] YADAV, A.; SRIVASTAVA, L. **Optimal placement of distributed generation: An overview and key issues**. In *2014 International Conference on Power Signals Control and Computations (EPSCICON)*, pages 1–6, 2014.
- [25] NEY, R. C. **Planejamento Multiobjetivo Otimizado de recursos energético distribuídos aplicando o método Strength Pareto Evolutionary Algorithm**. Dissertação de mestrado, UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA MARIA, Santa Maria, RS, 2020.

- [26] BEGOVIC, M. M. et al. **Integration of Photovoltaic Distributed Generation in the Power Distribution Grid**. In *2012 45th Hawaii International Conference on System Sciences*, pages 1977–1986, 2012.
- [27] CÂMARA DOS DEPUTADOS. **Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004**. Decreto, Câmara dos Deputados, <https://www2.camara.leg.br/legin/fed/decret/2004/decreto-5163-30-julho-2004-533148-norma-atualizada-pe.pdf>, julho 2004.
- [28] ANEEL. **Mercado**. Recurso online, ANEEL, <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/mercado>, março 2022. Acesso em: setembro 2023.
- [29] ENERGÊS. **Entendendo a fatura de energia – 3**. Recurso online, Energês, <https://energes.com.br/entendendo-a-fatura-de-energia-3/>, junho 2020. Acesso em: setembro 2023.
- [30] ANEEL. **Resolução Normativa 1.000 de 7 de dezembro de 2021**. Ren, ANEEL, <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>, dezembro 2021.
- [31] ANEEL. **Anexo LI - Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição**. Procedimentos gerais aneel, ANEEL, <https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/componentes-tarifarias#~:text=Apresenta%20os%20valores%20das%20Tarifas,das%20distribuidoras%20de%20energia%20el%C3%A9trica.>, agosto 2023.
- [32] EPE. **Matriz Energética e Elétrica**. Recurso online, EPE, <https://www.epe.gov.br/pt/abcedenergia/matriz-energetica-e-eletrica>, 2022. Acesso em: setembro 2023.
- [33] ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída**. Recurso online, ANEEL, <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>, agosto 2023. Acesso em: setembro 2023.
- [34] ANEEL. **Resolução Normativa 687 de 24 de novembro de 2015**. Ren, ANEEL, <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>, novembro 2015.
- [35] ANEEL. **Resolução Normativa 786 de 17 de outubro de 2017**. Ren, ANEEL, <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017786.pdf>, outubro 2017.
- [36] ANEEL. **Resolução Normativa 1.059 de 7 de fevereiro de 2023**. Ren, ANEEL, <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/resolucao-normativa-aneel-n-1.059-de-7-de-fevereiro-de-2023-463828999>, fevereiro 2023.



- [37] GREENER. **Lei 14.300 Geração Distribuída e a atratividade com as novas regras.** Webinar, Greener, <https://www.youtube.com/watch?v=hljOuTsDdXU>, fevereiro 2022.
- [38] SOLAR INOVE. **Principais Mudanças da Lei 14.300/2022.** Recurso online, Solar Inove, <https://blog.solarinove.com.br/principais-mudancas-da-lei-14-300-2022/>, 2022. Acesso em: setembro 2023.
- [39] ENERGÊS. **Conheça as novas formas de geração compartilhada pela Lei 14.300.** Recurso online, Energês, <https://www.aldo.com.br/blog/geracao-compartilhada/>, janeiro 2023. Acesso em: setembro 2023.
- [40] ANEEL. **Resolução Normativa 1.040 de 30 de agosto de 2022.** Ren, ANEEL, <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20221040.pdf>, agosto 2022.
- [41] ANEEL. **Resolução Homologatória 3.169 de 29 de dezembro de 2022.** Reh, ANEEL, <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20223169ti.pdf>, dezembro 2022.
- [42] ENERGÊS. **Conheça a explicação de Joiris, do Energês, sobre GD I GD II e GD III.** Recurso online, Energês, <https://www.aldo.com.br/blog/gd-i-gd-ii-e-gd-iii/>, março 2023. Acesso em: setembro 2023.
- [43] INSTITUTO LUMIS. **GD I, GD II e GD III - o que é e quais diferenças.** Webinar, Instituto LUMIS, <https://www.youtube.com/watch?v=KhzhQBtklVI>, maio 2023.
- [44] ENERGÊS. **Unidades com MMGD que são enquadradas como GD I.** Recurso online, Energês, <https://energes.com.br/enquadramento-gd-i/>, outubro 2022. Acesso em: setembro 2023.
- [45] LTSC ADVOGADOS. **Aspectos regulatórios acerca da inversão de fluxo na Geração Distribuída.** 19º fórum gd - região nordeste, LTSC Advogados, <https://www.youtube.com/watch?v=AV31wZpnJDU>, junho 2023.
- [46] BURGER, S. P.; LUKE, M. **Business models for distributed energy resources: A review and empirical analysis.** *MIT Energy Initiative*, 2016.
- [47] BURGER, S. P.; LUKE, M. **Business models for distributed energy resources: A review and empirical analysis.** *Energy Policy*, 109:230–248, 2017.

- [48] BELISSA, T. **Startup lança serviço de energia por assinatura.** Recurso online, Diário do Comércio, <https://diariodocomercio.com.br/negocios/startup-lanca-servico-de-energia-por-assinatura/>, janeiro 2019. Acesso em: setembro 2023.
- [49] LIMA, D. A.; FEIJÃO, V. R. **Stochastic approach for economic viability of photovoltaic systems with battery storage for big electricity consumers in the regulated market in Brazil.** *Electric Power Systems Research*, 205:107744, 2022.
- [50] LIMA, D. A.; FEIJÃO, V. R. **Análise estocástica de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos com armazenamento em baterias para grandes consumidores no ambiente de contratação regulado.** Dissertação de mestrado, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2021.
- [51] GHATIKAR, R. et al. **Distributed energy systems integration and demand optimization for autonomous operations and electric grid transactions.** *Applied Energy*, 11 2015.
- [52] AKTER, M. et al. **An optimal distributed energy management scheme for solving transactive energy sharing problems in residential micro-grids.** *Applied Energy*, 270:115133, 07 2020.
- [53] NAVALLIMA, N.; YUSTALIMA, J. **Virtual power plant models and electricity markets -A review.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 149:111393, 10 2021.
- [54] LIU, J. et al. **Virtual Power Plant with Renewable Energy Sources and Energy Storage Systems for Sustainable Power Grid-Formation, Control Techniques and Demand Response.** *Energies*, 16:3705, 04 2023.
- [55] ZHANG, L. et al. **An optimal dispatch model for virtual power plant that incorporates carbon trading and green certificate trading.** *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 144:108558, 2023.
- [56] MENEZES, M. P. **Impactos da lei 14.300 na viabilidade de usinas de micro e minigeração fotovoltaica: estudo de caso no Ceará.** 2022.
- [57] LIMA, D. A. et al. **Zbus Loss and Usage Factors to Assess the Impact of the Distributed Energy Resources in Distribution Systems.** 2023.

- [58] RAZAVI, S. et al. **Impact of distributed generation on protection and voltage regulation of distribution systems: A review.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 105:157–167, 2019.
- [59] KUANG, H.; LI, S.; WU, Z. **Discussion on advantages and disadvantages of distributed generation connected to the grid.** In *2011 International Conference on Electrical and Control Engineering*, pages 170–173, 2011.
- [60] ROY, N. K.; POTA, H. R. **Current Status and Issues of Concern for the Integration of Distributed Generation Into Electricity Networks.** *IEEE Systems Journal*, 9(3):933–944, 2015.
- [61] PETINTIN, J.O.; SHAABAN, M. **Impact of renewable generation on voltage control in distribution systems.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 65:770–783, 2016.
- [62] JOOS, G. et al. **The potential of distributed generation to provide ancillary services.** In *2000 Power Engineering Society Summer Meeting (Cat. No.00CH37134)*, volume 3, pages 1762–1767 vol. 3, 2000.
- [63] OUREILIDIS, K. et al. **Ancillary Services Market Design in Distribution Networks: Review and Identification of Barriers.** *Energies*, 13(4), 2020.
- [64] LAVI, Y.; APT, J. **Using PV inverters for voltage support at night can lower grid costs.** *Energy Reports*, 8:6347–6354, 2022.
- [65] NIKPOUR, A. et al. **Hybrid stochastic risk-based approach for a microgrid participating in coupled active and reactive power market.** *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 131:107080, 2021.
- [66] NIKPOUR, A.; NATEGHI, A.; SHAFIE-KHAH, M. **Stochastic-Risk Based Approach for Microgrid Participation in Joint Active, Reactive, and Ancillary Services Markets Considering Demand Response.** *IEEE Open Access Journal of Power and Energy*, 10:2–13, 2023.
- [67] GUERRERO, J. et al. **Towards a transactive energy system for integration of distributed energy resources: Home energy management, distributed optimal power flow, and peer-to-peer energy trading.** *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 132:27, 06 2020.
- [68] KOK, K.; WIDERGREN, S. **A Society of Devices: Integrating Intelligent Distributed Resources with Transactive Energy.** *IEEE Power and Energy Magazine*, 14(3):34–45, 2016.

- [69] MNATSAKANYAN, A.; KENNEDY, S. **A Novel Demand Response Model with an Application for a Virtual Power Plant.** *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 6:230–237, 01 2015.
- [70] THE GRIDWISE ARCHITECTURE COUNCIL. **GridWise Transactive Energy Framework.** Relatório Técnico PNNL-22946 Ver. 1.1, The GridWise Architecture Council, [https://gridwiseac.org/pdfs/pnnl\\_22946\\_gwac\\_te\\_framework\\_july\\_2019\\_v1\\_1.pdf](https://gridwiseac.org/pdfs/pnnl_22946_gwac_te_framework_july_2019_v1_1.pdf), Julho 2015.
- [71] QIU, J. et al. **Optimal Scheduling of Distributed Energy Resources as a Virtual Power Plant in a Transactive Energy Framework.** *IET Generation, Transmission & Distribution*, 11, 06 2017.
- [72] SAHIN, T.; SHERECK, D. **Renewable energy sources in a transactive energy market.** In *The 2014 2nd International Conference on Systems and Informatics (ICSAI 2014)*, pages 202–208, 11 2014.
- [73] WANG, Y. et al. **Interactive Dispatch Modes and Bidding Strategy of Multiple Virtual Power Plants Based on Demand Response and Game Theory.** *IEEE Transactions on Smart Grid*, 7:1–1, 03 2015.
- [74] SHARMA, H. et al. **Feasibility of Solar Grid Based Industrial Virtual Power Plant for Optimal Energy Scheduling: A Case of Indian Power Sector.** *Energies*, 01 2022.
- [75] K., V. et al. **Optimal Storage and Solar Capacity of a Residential Household Under Net Metering and Time-of-Use Pricing.** *IEEE Control Systems Letters*, 7:1189–1194, 2023.
- [76] SHAIKH, A. et al. **Design and Modeling of A Grid-Connected PV-WT Hybrid Microgrid System Using Net Metering Facility.** *Iranian Journal of Science and Technology - Transactions of Electrical Engineering*, 46, 07 2022.
- [77] LONGO, H. J. **Técnicas para programação inteira e aplicações em problemas de roteamento de veículos.** Tese, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.
- [78] WOLSEY, L. A. **Integer Programming.**
- [79] RENEWABLES NINJA. **Hourly power output from wind and solar generation.** Banco de dados, <https://renewables.ninja/>. Acesso em: setembro 2023.

- [80] EGITO ENERGIA SOLAR. **Preço Placa Solar Canadian 545Wp Cs6w Hiku6 144 Células Mono.** Technical report, <https://egitosolar.com.br/placa-solar-canadian-545w-cs6w-hiku6-144-celulas-mono>. Acesso em: setembro 2023.
- [81] EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2032 - Micro e Minigeração Distribuída & Baterias.** PDE 2032, EPE, [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno\\_MMGD\\_Baterias.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-689/topico-640/Caderno_MMGD_Baterias.pdf), Outubro 2022.
- [82] SUMINISTRO DEL SOL. **Preço Ingecon Sun 3Play 100TLM De 100kW Three-Phase Grid Inverter.** Technical report, <https://suministrosdelsol.com/en/grid-inverter/817-ingecon-sun-3play-100tlm-de-100kw-three-phase-grid-inverter.html>. Acesso em: setembro 2023.
- [83] ABRACEEL. **Inflação Elétrica.** Technical report, <https://abraceel.com.br/blog/2022/01/conta-de-luz-sobe-mais-que-o-dobro-da-inflacao-no-mercado-cativo/>. Acesso em: setembro 2023.
- [84] GALHARDO, A. **Reunião do Copom em maio manteve Selic inalterada em 13,75%.** Technical report, <https://www.remissaonline.com.br/blog/reuniao-copom-maio-2023/>. Acesso em: setembro 2023.
- [85] RAMOS, D. S.; BRANDÃO, R.; CASTRO, N. J. de. **Por que o preço da energia varia entre as distribuidoras?** Texto de Discussão do Sistema Elétrico TDSE 47, GASEL- UFRJ, [https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/58\\_TDSE47.pdf](https://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/58_TDSE47.pdf), Maio 2012.

A

Anexo

A.1

Tabela das tarifas das 35 distribuidoras do Brasil

Tabela A.1: Tarifas de energia das 35 distribuidoras brasileiras.

Distribuidora	Estado/ Região	Cidade	TE <sup>(B),p</sup>	TE <sup>(B),int</sup>	TE <sup>(B),fp</sup>	TE <sup>(C)</sup>	TE <sup>(V),p</sup>
AmE	AM	Manus	1,76074	1,15765	0,73797	0,83485	2,16194
CEA	AP	Macapá	1,49167	0,99668	0,60820	0,72167	1,82001
CEB(Neoenergia)	DF	Brasília	1,28310	0,85617	0,63658	0,69871	1,31239
CEEE	RS	Porto Alegre	1,26694	0,84580	0,57292	0,65556	1,80981
CELESC	SC	Florianópolis	1,07895	0,72026	0,51138	0,57302	1,31168
CELPE(Neoenergia)	PE	Recife	1,46072	0,94048	0,61568	0,73580	1,85022
CEMIG	MG	Belo Horizonte	1,30041	0,84811	0,54342	0,65313	1,70529
COPEL	PR	Curitiba	1,08963	0,72449	0,50024	0,56974	1,41554
CPFL	SP	Campinas	1,33956	0,87514	0,59227	0,69046	1,75776
EDP	ES	Vitória	1,36748	0,90176	0,59484	0,67384	0,55693
EDP	SP	Aparecida	1,28046	0,84947	0,56471	0,65357	1,41281
ELEKTRO	SP	Ribeirão Branco	1,38872	0,91324	0,58918	0,69294	2,14803
ENEL	CE	Fortaleza	1,54920	0,98313	0,58888	0,70934	1,92761
ENERGISA	AC	Rio Branco	1,69824	1,08204	0,60979	0,73290	1,84277
ENERGISA	MG	Uba	1,37733	0,88696	0,58170	0,76641	2,40557
ENERGISA	MS	Campo Grande	1,83085	1,19299	0,72229	0,88047	2,19789
ENERGISA	MT	Cuiabá	1,79211	1,15913	0,72835	0,88291	2,20878
ENERGISA	PB	João Pessoa	1,32518	0,85197	0,50726	0,35661	1,34586
ENERGISA	PR	Guarapuava	1,20414	0,79279	0,54083	0,62195	1,46478
ENERGISA	RJ	Nova Friburgo	1,81880	1,14578	0,69776	0,82193	2,41261
ENERGISA	RO	Porto Velho	1,44830	0,94460	0,56570	0,65729	1,73055
ENERGISA	SE	Aracaju	1,52190	0,96237	0,55316	0,65761	1,99433
ENERGISA	SP	Sagres	1,20414	0,79279	0,54083	0,62195	1,46478
ENERGISA	TO	Palmas	1,82266	1,14216	0,62670	0,76174	2,32455
EQUATORIAL ENERGIA	AL	Maceió	1,86593	1,21859	0,72629	0,86602	2,65498
EQUATORIAL ENERGIA	MA	São Luís	1,39979	0,89680	0,52631	0,65090	2,16078
EQUATORIAL ENERGIA	PA	Belém	1,89713	1,19751	0,62705	0,76597	3,07167
EQUATORIAL ENERGIA	PI	Teresina	1,65023	1,05913	0,61677	0,74310	2,42170
EQUATORIAL ENERGIA	GO	Goiania	1,24444	0,80768	0,54937	0,63689	1,89816
LIGHT	RJ	Rio de Janeiro	1,45744	1,00100	0,72812	0,81062	1,47584
NEOENERGIA COELBA	BA	Salvador	1,68241	1,06192	0,60081	0,74949	2,89329
NEOENERGIA COSERN	RN	Natal	1,41809	0,89567	0,54607	0,67223	2,38881
RGE SUL	RS	Porto Alegre	1,28618	0,82509	0,53119	0,64309	1,51240
RORAIMA ENERGIA	RR	Boa Vista	1,63373	1,03087	0,65344	0,73513	2,03662
SULGIPE	SE	Araúá	1,45473	0,91677	0,48310	0,60349	1,86333

Os valores apresentados foram acessados em 29 de maio de 2023 e são valores de TE + TUSD (em R\$/kWh), não incluem impostos.

As tarifas branca ponta, branca fora ponta, branca intermediário e convencional são do grupo B3 da classe Comercial, Serviços e outros. A tarifa verde é do grupo A4 e classe demais classes.