



MODELOS DE NEGÓCIO PARA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
FOTOVOLTAICA NO BRASIL: CARACTERÍSTICAS E IMPACTOS COM A  
ALTERAÇÃO DA COMPENSAÇÃO DA ENERGIA

Rodrigo Campos de Souza

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Planejamento Energético, COPPE, da Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Mestre em Planejamento Energético.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior  
Maurício Tiomno Tolmasquim

Rio de Janeiro  
Março de 2020

MODELOS DE NEGÓCIO PARA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
FOTOVOLTAICA NO BRASIL: CARACTERÍSTICAS E IMPACTOS COM A  
ALTERAÇÃO DA COMPENSAÇÃO DA ENERGIA

Rodrigo Campos de Souza

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ  
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA DA  
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS REQUISITOS  
NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM CIÊNCIAS EM  
PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Orientadores: Prof. Amaro Olímpio Pereira Júnior  
Prof. Maurício Tiomno Tolmasquim

Aprovada por: Dr. Amaro Olímpio Pereira Júnior  
Dr. Maurício Tiomno Tolmasquim  
Dra. Carmen Lucia Tancredo Borges  
Dr. Helder Queiroz Pinto Júnior

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL  
MARÇO DE 2020

Souza, Rodrigo Campos de

Modelos de Negócio para Micro e Minigeração Distribuída Fotovoltaica no Brasil: Características e Impactos com a Alteração da Compensação da Energia / Rodrigo Campos de Souza. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2020.

XII, 132 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior

Maurício Tiomno Tolmasquim

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Programa Planejamento Energético, 2020.

Referências Bibliográficas: p. 113-120.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Geração distribuída. 3. Modelos de negócios. 4. Compensação da energia. I. Pereira Júnior, Amaro Olímpio *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

Ao meu pai (*in memoriam*), à  
minha mãe e ao meu irmão.

## AGRADECIMENTOS

Ao meu pai, Fernando, um humilde serralheiro e consertador de tudo, nascido na amada cidade de Viçosa. Curioso pela ciência, tecnologia e pelos mistérios da vida, me inspirou a aprender, desenvolver e a seguir o caminho da ciência. Dividimos a alegria do meu ingresso ao mestrado e tenho certeza que agora está lá, feliz também com essa conquista.

À minha mãe, Maria das Graças, que não sabe o significado da palavra mestrado, mas cujos olhos brilham de alegria a cada nova etapa vencida.

Ao meu irmão, Bruno, parceiro para todas as horas, sempre inspirador!

Aos professores Amaro e Maurício Tolmasquim, pela paciência, ensinamentos e por acreditarem no meu trabalho.

Ao amigo George Alves, uma pessoa fantástica e que me deu todo apoio para fazer o mestrado.

Aos amigos da Eletrobras, em especial, ao Bruno Leão, cuja parceria durante o curso fez toda a diferença.

À Milene, pela paciência, apoio e companheirismo durante todo o mestrado.

Ao amigo Fred, pela ricas conversas e ensinamentos sobre modelos de negócios.

A todos os professores e funcionários do PPE. Realmente um curso excepcional.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

MODELOS DE NEGÓCIO PARA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA  
FOTOVOLTAICA NO BRASIL: CARACTERÍSTICAS E IMPACTOS COM A  
ALTERAÇÃO DA COMPENSAÇÃO DA ENERGIA

Rodrigo Campos de Souza

Março/2020

Orientadores: Amaro Olímpio Pereira Júnior  
Maurício Tiomno Tolmasquim

Programa: Planejamento Energético

O Brasil possui grande potencial para desenvolvimento da energia solar, e a Geração Distribuída (GD) por sistemas fotovoltaicos tem sido alternativa para geração de eletricidade por diversos consumidores. Neste estudo, o objetivo foi identificar os modelos de negócios fotovoltaicos praticados no país, no âmbito da Resolução Normativa nº 482 de 2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), e verificar os impactos das mudanças da compensação da energia na atratividade do investimento. Aplicou-se a metodologia do fluxo de caixa descontado para avaliar os modelos de negócios identificados. O modelo *Turnkey* de aquisição de uma planta fotovoltaica, para instalação junto à unidade consumidora comercial, sofre menos impacto com a alteração das regras de compensação do que o setor residencial, devido ao seu perfil de consumo diurno que harmoniza com momento de geração da planta solar. Porém, ambos os setores permanecem atrativos. Para compensação remota da energia, os créditos de energia não são suficientes para recuperar o investimento. Uma simultaneidade mínima é requerida para manter a viabilidade do projeto dentro do período vida útil da planta. O modelo de Locação seria possível a grandes consumidores comerciais, desde que a planta seja instalada junto à unidade consumidora. A Comunidade Solar, modelo alternativo para consumidores sem espaço disponível para instalação de um sistema fotovoltaico, também é impactada com alterações da valoração da energia injetada.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

BUSINESS MODELS FOR MICRO AND MINI PHOTOVOLTAIC GENERATION IN  
BRAZIL: CHARACTERISTICS AND IMPACTS OF CHANGES TO THE NET-  
METERING

Rodrigo Campos de Souza

March/2020

Advisors: Amaro Olímpio Pereira Júnior  
Maurício Tiomno Tolmasquim

Department: Energy Planning

Brazil has great potential for the development of solar energy, and Distributed Generation (DG) through photovoltaic systems has been an alternative for electricity generation by several consumers. In this study, the objective was to identify the photovoltaic business models practiced in the country, within the scope of Normative Resolution nº 482 of 2012 from the National Electric Energy Agency (ANEEL), and to verify the impacts of changes to the net-metering on the investment attractiveness. The discounted cash flow methodology was applied to assess the identified business models. The Turnkey model of acquisition of a photovoltaic plant, for installation next to the commercial consumer unit, suffers less impact with the alteration of net-metering than the residential sector, due to its daytime consumption profile that harmonizes with the generation time of the solar plant. However, both sectors remain attractive. For remote net-metering, energy credits are not sufficient to recover the investment. Minimum concurrency is required to maintain the project's viability within the plant's lifetime. The Lease model would be possible for large commercial consumers, provided that the design is installed next to the consumer unit. The Community Solar, an alternative model for consumers with no space available for installing a photovoltaic system, is also impacted by changes in the value of the injected energy. Any scenario of changes to the net-metering regulation would make the enterprise unfeasible.

## SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO .....	1
2	REGULAÇÃO DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	6
2.1	Contexto Regulatório.....	6
2.2	Modalidades de Compensação de Energia .....	9
2.3	Estrutura Tarifária.....	14
2.4	Sistema de Compensação de Energia Elétrica.....	17
2.5	Impactos da Difusão da Micro e Minigeração no Setor Elétrico .....	21
2.6	Revisão da Resolução 482.....	24
3	MODELOS DE NEGÓCIOS FOTOVOLTAICOS .....	29
3.1	Definição de Modelo de Negócios .....	29
3.2	Modelos de Negócios Fotovoltaicos no Contexto internacional .....	32
3.3	<i>Business Model Canvas</i> .....	37
3.4	Barreiras para Expansão da Geração Fotovoltaica no Mercado Global.....	40
3.5	Mercado no Brasil .....	43
3.6	Modelos de Negócios no Brasil .....	46
3.6.1	<i>Turnkey</i> .....	47
3.6.2	Compra Coletiva .....	48
3.6.3	Locação .....	49
3.6.4	<i>Leasing</i> .....	52
3.7	Pilares e Riscos dos Negócios .....	52
4	IMPACTOS DA ALTERAÇÃO DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA NOS MODELOS DE NEGÓCIOS.....	56
4.1	Metodologia Proposta.....	56
4.1.1	Indicadores de Desempenho Financeiro .....	58
4.2	Modelos Analisados .....	61
4.3	Alternativas de Compensação da Energia Injetada .....	62
4.4	Parâmetros Técnicos.....	65
4.4.1	Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos .....	65
4.4.2	Produtividade do Sistema Fotovoltaico e Vida Útil .....	68
4.5	Parâmetros Económico-financeiros.....	69
4.5.1	Investimento Inicial .....	70
4.5.2	Parâmetros para os Modelos <i>Turnkey</i> e Compra Coletiva .....	71
4.5.3	Parâmetros para os Modelos de Locação .....	75
4.6	Resumo das Análises e Premissas .....	81
4.7	Resultados .....	83



4.7.1 Caso 1: <i>Turnkey</i> Residencial com geração junto à carga.....	84
4.7.2 Caso 2: <i>Turnkey</i> Residencial com autoconsumo remoto.....	86
4.7.3 Caso 3: <i>Turnkey</i> Comercial com geração junto à carga .....	90
4.7.4 Caso 4: <i>Turnkey</i> Comercial com autoconsumo remoto.....	92
4.7.5 Caso 5: Compra Coletiva com geração compartilhada.....	95
4.7.6 Caso 6: Locação Único Cliente com geração junto à carga .....	97
4.7.7 Caso 7: Locação Único Cliente com autoconsumo remoto .....	99
4.7.8 Caso 8: Comunidade Solar .....	102
4.7.9 <i>Leasing</i> .....	105
5 CONCLUSÃO .....	107
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	112
APÊNDICE .....	120

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Quantidade Anual de Conexões de Micro e Minigeração Distribuída. ....	7
Figura 2 - Histórico da Capacidade Instalada Acumulada por fonte de Geração. ....	8
Figura 3 - Distribuição de Frequência da Potência dos SFVs instalados junto a carga. ....	10
Figura 4 - Distribuição de Frequência da Potência dos SFVs por autoconsumo remoto. ....	11
Figura 5 - Distribuição de Frequência da Potência dos SFVs de Geração Compartilhada... ..	12
Figura 6 - Exemplo de Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras.....	13
Figura 7 - Composição da Tarifa de Energia em Função dos Custos. ....	15
Figura 8 - Componentes tarifários da TE. ....	16
Figura 9 - Componentes tarifários da TUSD. ....	16
Figura 10 - Exemplos de perfis de consumo de energia e geração fotovoltaica. ....	20
Figura 11 - Alternativas de compensação da energia em função dos componentes tarifárias. ..	25
Figura 12 - Nova proposta de Compensação da Energia, apresentada na Consulta Pública nº 25/2019. ....	26
Figura 13 - Evolução dos Modelos de Negócios. ....	33
Figura 14 - Classe de consumo com MMSGD Fotovoltaica. ....	44
Figura 15 - Preços dos SFV no mercado brasileiro. ....	45
Figura 16 - Modelo de Negócio <i>Turnkey</i> . ....	47
Figura 17 - Modelo de Negócio Compra Coletiva. ....	49
Figura 18 - Modelo de Negócio: Locação para um único cliente. ....	50
Figura 19 - Modelo de Negócio: Locação de lotes de uma usina. ....	51
Figura 20 - Estrutura da Metodologia Proposta.....	57
Figura 21 - Seleção dos Modelos de Negócios.....	62
Figura 22 - Cenários de Compensação da Energia Injetada. ....	63
Figura 23 - Composição do custo total da instalação de um SFV. ....	70
Figura 24 - Fluxo de Caixa: modelos <i>Turnkey</i> e Compra Coletiva. ....	71
Figura 25 - Resumo dos cenários analisados. ....	81
Figura 26 - Percentual de valoração dos componentes da tarifa de energia compensada em relação à tarifa da distribuidora, com ou sem incidência de ICMS, PIS e COFINS isentos. ....	83
Figura 27 - Resultado do VPL do modelo <i>Turnkey</i> Residencial com geração junto à carga. ....	84
Figura 28 - Resultado do VPL do modelo <i>Turnkey</i> Residencial com autoconsumo remoto puro. ....	87
Figura 29 - Resultado do VPL do modelo <i>Turnkey</i> Residencial com autoconsumo remoto em função da simultaneidade. ....	89
Figura 30 - Resultado do VPL do modelo <i>Turnkey</i> Comercial com geração junto à carga. ....	91
Figura 31 - Resultado do VPL do modelo <i>Turnkey</i> Comercial com autoconsumo remoto puro.....	92
Figura 32 - Resultado do VPL do modelo <i>Turnkey</i> Comercial com autoconsumo remoto em função da simultaneidade.....	94
Figura 33 - Resultado do VPL do modelo Compra Coletiva por meio de Cooperativa Residencial. ....	95
Figura 34 - Resultado do VPL do projeto para modelo de locação para um único cliente, geração junto à carga, com um contrato de 10 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia.....	97

Figura 35 - Resultado do VPL do Projeto para modelo de locação para um único cliente, com autoconsumo remoto e contrato de 10 anos para um aluguel igual a 90% da economia de energia. ....	100
Figura 36 -VPL do Projeto, de acordo com o tempo de contrato e a simultaneidade entre o consumo e a geração, para o Cenário 5-C .....	101
Figura 37 - Resultado do VPL do projeto para modelo de locação de lotes solares, com contratos garantidos por 10 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia. ....	102
Figura 38 - Resultado do VPL do projeto para modelo de locação de lotes solares, período de análise de 25 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia. ....	103

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Os Nove componentes de um modelo de Negócios.....	31
Tabela 2 - Classificação dos Modelos de Negócios Fotovoltaicos .....	34
Tabela 3 - Business Model Canvas dos Principais Modelos de Negócios Fotovoltaicos ..	37
Tabela 4 - Barreiras para adoção da GD .....	42
Tabela 5 - Principais Modelos de Negócios Fotovoltaicos no Brasil.....	46
Tabela 6 - Os quatro pilares dos modelos de negócios fotovoltaicos .....	53
Tabela 7 - Alíquotas de ICMS por faixa de Consumo, no Estado do Rio de Janeiro ...	65
Tabela 8 - Potência dos SFVs para cada modelo de negócio .....	67
Tabela 9 - Investimento Inicial dos Projetos.....	70
Tabela 10 - Tarifas de energia elétrica do Grupo B1.....	73
Tabela 11 - Fluxo de Caixa Livre para a Empresa e para os Sócios .....	75
Tabela 12 - Premissas básicas do financiamento .....	80
Tabela 13 - Parâmetros dos modelos <i>Turnkey</i> e Compra Coletiva. ....	81
Tabela 14 - Parâmetros dos modelos de locação .....	82
Tabela 15 - Impacto financeiro para o modelo <i>Turnkey</i> Residencial com geração junto à carga, considerando um gatilho em quatro anos.....	85
Tabela 16 - Impacto financeiro para o modelo <i>Turnkey</i> Residencial com autoconsumo remota puro, considerando um gatilho em 4 anos .....	88
Tabela 17 - Impacto financeiro para o modelo <i>Turnkey</i> Comercial com geração junto à carga, considerando-se um gatilho em quatro anos.....	91
Tabela 18 - Impacto financeiro para o modelo <i>Turnkey</i> Comercial com autoconsumo remoto puro, considerando um gatilho em quatro anos .....	93
Tabela 19 - Impacto financeiros para o modelo de Compra Coletiva por meio de cooperativa residencial .....	96
Tabela 20 - Impacto financeiro no projeto do modelo de locação para um único cliente comercial, geração junto à carga, com um tempo de contrato de 10 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia .....	98
Tabela 21 - Impacto financeiro para o acionista no modelo de locação para um único cliente comercial, geração junto à carga, com um tempo de contrato de 10 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia .....	99
Tabela 22 - Impacto financeiro no projeto do modelo de locação de lotes solares, período de análise 25 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia .....	104
Tabela 23 - Impacto financeiro para o acionista no modelo de locação de lotes solares, período de análise 25 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia .....	105

# 1 INTRODUÇÃO

A preocupação com a geração de energia por fontes renováveis ganhou maior importância com a 21ª Conferência das Partes (COP 21) em Paris, no ano de 2015. Chefes de Estado se reuniram com o objetivo de estabelecer um acordo para redução das emissões de gases de efeito estufa para enfrentar o aquecimento global e as mudanças climáticas. O Brasil comprometeu-se a reduzir em 37% as emissões de gases, até 2025, com um indicativo de chegar em 2030 com uma redução de 43%, tendo como linha de base comparativa para essas promessas o ano de 2005. (MME, 2019a).

Em um contexto de economia de baixo carbono, energia renovável e crescimento sustentável, a Geração Distribuída (GD) de energia por fontes renováveis apresenta-se como importante vetor à condução de uma matriz global limpa, além de possibilitar a geração de energia por pequenos consumidores. A GD de energia tem como característica principal a instalação da central geradora próxima à carga de consumo. Assim, haverá benefícios como adiamento de investimentos em expansão, nos sistemas que transmitem e distribuem energia, e também a redução de perdas no sistema elétrico.

A GD já é reconhecida como alternativa ao atendimento da demanda de energia em longo prazo no Brasil. A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) estimou uma participação de 5,7% da GD fotovoltaica no atendimento à demanda total de energia elétrica em 2050, gerando 12 GW médios ao final do período. (EPE, 2016). No Plano Decenal de Energia 2029 (PDE 2029), estima-se que haverá em 2029 cerca de 1,3 milhões de adotantes de micro ou minigeração distribuída (MMGD), totalizando uma geração de 2,3 MW médios, atendendo a 2,3% da demanda total final no final do horizonte (EPE, 2019a)

Dentre as possibilidades desse tipo de geração, a energia solar fotovoltaica vem se destacando entre as fontes de energia limpa, principalmente, por redução dos seus custos ao longo dos anos, baixo impacto ambiental, modularidade e por ser uma tecnologia de fácil instalação. Segundo a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, 2019), os custos da energia solar fotovoltaica caíram 73% no período de 2010 a 2018.

O Brasil possui grande potencial para desenvolvimento de GD fotovoltaica e diversos estímulos vêm sendo promovidos para a sua utilização. Pereira *et al.* (2006) mostraram que o Brasil apresenta média de irradiação global relativamente alta e uniforme em boa parte do país, entre 1.500 kWh/m<sup>2</sup> e 2.500 kWh/m<sup>2</sup>, superior à média de países onde o

uso da energia solar é bastante difundido, como por exemplo na Alemanha (900-1.650 Wh/m<sup>2</sup>) e Espanha (1.200-1.850 Wh/m<sup>2</sup>).

Entre os estímulos brasileiros quanto à adoção da GD, destaca-se a Resolução Normativa nº 482 (REN 482), de 17 de abril de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel). Esta permite que Sistemas Fotovoltaicos (SFV), com capacidade de até 5MW, conectem-se à rede elétrica de forma simplificada, atendendo ao consumo local e injetando o excedente de geração na rede, produzindo créditos de energia que podem ser compensados posteriormente (ANEEL, 2012). Esse sistema de compensação de energia, conhecido como *net-metering*, permite que o consumidor gere a sua própria energia (denominado prossumidor) e pague em sua conta de luz apenas a diferença entre o consumo e a produção.

Apesar de determinadas barreiras, tais como o custo de instalação e a falta de incentivos fiscais, verifica-se acentuado crescimento da geração distribuída no Brasil a partir do incentivo dado pela REN 482. Desde a sua implantação em 2012, houve um crescimento exponencial da quantidade de conexões, totalizando 114.383 conexões de micro e minigeradores à rede elétrica, até agosto de 2019, em que a fonte solar fotovoltaica representa 99% do número total de instalações, com uma potência instalada de 1.304 MW. Com relação à participação da classe de consumidores, destacam-se a classe residencial, com 72% das instalações, e a comercial, com 17%. (ANEEL, 2019a).

A REN 482 passou por uma série de aprimoramentos no decorrer dos anos, de forma a incentivar a difusão da MMGD, como o aumento do limite de potência instalada e a criação de novas modalidades para compensação da energia: autoconsumo remoto, geração compartilhada e empreendimento de múltiplas unidades consumidoras. Essas atualizações deram origem a REN nº 687, de 24 de novembro de 2015 e a REN nº 786, de 17 de outubro de 2017.

Esses avanços na regulação permitiram a expansão do mercado de GD no país, possibilitando a criação de novas oportunidades de negócios para diferentes agentes da sociedade e do setor elétrico. O Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina – IDEAL, por exemplo, estimou que, no ano de 2018, o mercado era composto por cerca de três mil empresas no setor da energia solar fotovoltaica, fomentando diversos setores da economia brasileira (IDEAL, 2019).

No estudo estratégico do mercado fotovoltaico de geração distribuída, realizado por Greener (2019a), encontrou-se que o mercado atingiu um faturamento estimado de R\$

4,0 bilhões em 2018. Segundo Abradee (2013), a GD poderá movimentar valores da ordem de R\$ 62 bilhões até o ano de 2030, em um cenário conservador, ou seja, não se considera qualquer tipo de incentivo governamental no mercado e mantém-se a regulação apenas da conexão à rede, sem nenhuma tarifa prêmio.

Assim, o papel do consumidor final gerando sua própria energia sinaliza uma mudança de paradigma no mercado de geração e proporciona novo ambiente de negócios. Em pesquisa realizada pela PWC (2013), com executivos de 53 empresas de geração e distribuição de 35 países, 94% deles preveem uma transformação completa ou importantes mudanças no modelo de negócio de suas companhias até 2030, principalmente, em função do advento da GD.

Nessa mesma pesquisa, 64% dos entrevistados acreditam que há grande probabilidade de que mais de 20% da energia gerada mundialmente venha dessa modalidade até 2030. Adicionalmente, 67% dos executivos acreditam que o mercado de energia corresponderá a uma combinação de geração centralizada em grande escala e geração distribuída.

O mercado de GD de energia solar fotovoltaica vem crescendo significativamente no Brasil, fruto de mudanças regulatórias e facilidade de acesso da conexão à rede elétrica. Modelos de negócios foram criados para alcançar vantagem competitiva nesse nicho de mercado de fontes renováveis e para tornar a geração distribuída cada vez mais acessível à população. Ressalta-se, contudo, que apesar de mudanças regulatórias propiciarem a inserção da GD, sua instabilidade ou alterações constantes podem acarretar risco para os diferentes agentes do mercado, uma vez que aumenta as incertezas quanto à previsibilidade do retorno do investimento. Por um lado, a regulação do setor elétrico deve atentar para problemas relacionados ao aumento da inserção da GD na rede, de forma a manter o equilíbrio financeiro do setor elétrico e a qualidade do fornecimento da energia. Ao mesmo tempo, deve buscar viabilizar a expansão do sistema de geração descentralizada.

Em 05 de julho de 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) deu início às discussões sobre o aprimoramento do marco-regulatório legal do setor elétrico, por meio da Consulta Pública nº 33 de 2017 (MME, 2017). Entre os temas abordados, tem-se no Grupo 3 – Alocação de Custos e Racionalização, diretrizes para o aperfeiçoamento da estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras atendidas em baixa tensão e valorização adequada do uso da rede de distribuição, a partir da segregação das tarifas de uso da rede e de consumo.

O processo de revisão do modelo tarifário iniciou-se em 08 de março de 2018, com a abertura da Consulta Pública nº 002/2018 da Aneel. O objetivo era fomentar a discussão sobre a tarifa binômica e os impactos associados à sua aplicação para as unidades consumidoras do Grupo B (baixa tensão), que inclui residências, comércios e pequenas indústrias, dentre outros. A consulta pública foi realizada no período de 09-03-2018 a 11-05-2018, envolvendo associações e entidades de classes, distribuidoras de energia e consultorias, em questões relativas ao equilíbrio econômico entre as distribuidoras e os consumidores, subsídios cruzados, avanços tecnológicos e custos do uso da rede.

Adicionalmente, em maio de 2018, a Aneel instaurou a Consulta Pública nº 10/2018 a fim de obter subsídios para o aprimoramento das regras aplicáveis a MMGD e ao sistema de compensação. Segundo Aneel (2018a), o número de consumidores que instalaram a micro ou minigeração em 2017 foi 48% inferior às projeções realizadas pela agência em 2015. Entretanto, a potência efetivamente instalada foi 68% superior à projeção, em virtude da expansão das modalidades geração compartilhada e autoconsumo remoto, criadas com a REN 687.

Assim, dado o impacto técnico e econômico que o aumento da capacidade instalada de GD poderá causar ao setor elétrico e às tarifas dos consumidores, como mudanças de fluxo de potência, perda de mercado das distribuidoras e aumento das tarifas, e buscando a valorização do uso da rede, a Consulta Pública nº 10/2018 propôs 6 (seis) alternativas de compensação da energia injetada na rede. Estas alternativas consideram a remuneração ou não dos diferentes componentes da Tarifa de Energia (TE) e Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

A GD fotovoltaica é uma nova opção dentro do mercado de energia e a tarifa de energia, bem como a valoração da energia injetada na rede, são variáveis importantes para a viabilidade econômico-financeira de aquisição de um sistema fotovoltaico. Como atualmente a compensação de energia é remunerada pelo valor integral da tarifa de energia elétrica da distribuidora local, sua alteração impacta na viabilidade do empreendimento e afeta os diferentes agentes interessados no desenvolvimento desse mercado.

Modelos de negócios deverão ser revistos e reinventados, frente aos desafios decorrentes das mudanças regulatórias, de modo a atender as necessidades dos diferentes agentes envolvidos e promover a inserção da GD no sistema elétrico brasileiro. A difusão da GD no planejamento energético dependerá, basicamente, de como consumidores interessados em produzir sua própria energia enxergarão as novas propostas de valores para aquisição do sistema fotovoltaico, em um novo cenário de compensação da energia.



Portanto, este trabalho tem como objetivo identificar os modelos de negócios fotovoltaicos praticados no Brasil, no âmbito da REN 482 da Aneel, e verificar os impactos das mudanças da compensação da energia na atratividade do investimento. Para isso, realiza-se uma revisão bibliográfica sobre a regulação, compensação da energia e composição das tarifas, que embasam as discussões em torno da difusão da GD no mercado brasileiro. Adicionalmente, é importante o entendimento de como os negócios são estruturados, visando romper as barreiras do cliente quanto à aquisição do sistema de geração fotovoltaico. Por fim, uma modelagem financeira, utilizando a metodologia do fluxo de caixa descontado, é aplicada para avaliar os modelos de negócios identificados.

Busca-se, desta forma, responder às seguintes questões: Quais os modelos de negócios para micro e minigeração distribuída praticados no Brasil? Quais as lógicas de criação e propostas de valores dos modelos de negócios entregues aos consumidores para promover a difusão do sistema de GD no país? Qual o impacto das possíveis atualizações da REN 482 da Aneel nos modelos de negócios? É viável sem subsídios tarifários e tributários?

Este estudo se limita às regras aplicáveis à MMGD, estabelecida pela REN 482, e aos modelos de negócios possíveis dentro da regulação atual, visto que ela não permite a comercialização da energia. Sistemas com armazenamento de energia, por meio de baterias, não foram contemplados. Além disso, não foram considerados os possíveis modelos para as distribuidoras de energia, que, no momento, atuam apenas de forma passiva nesse mercado, responsáveis somente pela conexão da geração na rede.

Esta dissertação está estruturada em cinco capítulos, incluindo a introdução. O capítulo 2 traz uma revisão sobre o contexto regulatório da GD, enfatizando as características o sistema de compensação e os impactos da difusão da micro e minigeração no setor elétrico, que sinalizam as necessidades de alteração da regulação. Além disso, apresenta diferentes alternativas de remuneração da rede.

No capítulo 3, são apresentados os conceitos e forma de estruturação dos modelos de negócios, bem como os modelos para o mercado fotovoltaico brasileiro, características e riscos envolvidos.

No capítulo 4, são analisados diferentes cenários de compensação e valoração da energia injetada nos modelos de negócios identificados, mostrando-se os impactos financeiros na atratividade do empreendimento. Por fim, no capítulo 5, são apresentadas as conclusões do estudo.

## **2 REGULAÇÃO DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

### **2.1 Contexto Regulatório**

No Brasil, o Decreto de Lei nº 5.163/2004 de 30 de julho de 2004 regulamenta a comercialização de energia elétrica e o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Define a GD, em seu artigo 14º, como sendo a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados ao sistema de distribuição de energia, excluindo-se a geração proveniente de hidroelétrica com capacidade acima de 30MW e termelétrica com eficiência energética inferior a 75%. (BRASIL, 2004).

As condições para a contratação da energia, nos termos do decreto anterior, foram reguladas por meio da Resolução Normativa nº167/2005, permitindo o comércio da energia do empreendimento somente com a distribuidora local, e limitado a 10% da carga necessária pela distribuidora para atendimento aos seus consumidores finais.

A regulação da geração em pequena escala, próxima ao centro consumidor, conectada diretamente ao sistema de média ou baixa tensão, surgiu da Resolução Normativa da Aneel 482/2012 (REN 482), publicada em 17 de abril de 2012. Essa resolução estabeleceu os conceitos de micro (potência instalada de até 100 kW), minigeração distribuída (potência de 100 kW até 1MW) e instituiu o sistema de compensação de energia. Esse sistema torna possível que o excedente produzido pelo gerador seja injetado na rede distribuidora, gerando créditos que poderão ser compensados posteriormente, através do uso da energia fornecida pela distribuidora, no mesmo período, ou em até 60 meses. Corresponde a uma troca gratuita, não caracterizando venda de energia, e só pode ser compensada na própria unidade consumidora.

Em 2015, a Aneel realizou vários aprimoramentos no Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), em seu Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição, no enquadramento da potência de geração, e criou novas modalidades de compensação. Essas modificações deram origem à Resolução Normativa nº 687 (REN 687). A microgeração foi reclassificada ao limite de potência instalada, igual a 75 kW, e a minigeração ampliou-se para 5 MW, que é a potência máxima de conexão. As formas de compensação de energia foram expandidas. Inclui-se a possibilidade de geração em local diferente ao do consumo (geração remota), a compensação em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios) e a geração compartilhada entre diferentes consumidores, atendidos dentro da mesma área de concessão da distribuidora.

Ainda no mesmo ano, o Ministério de Minas e Energia (MME), por meio da Portaria nº 538/2015, estabeleceu o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica – ProGD, com o objetivo de promover a ampliação da GD. Promoveu a implantação do sistema de geração em edificações públicas, comerciais, industriais e residenciais, por meio de incentivos como isenção de impostos e linhas especiais de financiamento.

Posteriormente, por meio da Resolução Normativa nº 786 (REN 786), de 17 de outubro de 2017, a Aneel alterou o limite de minigeração a partir de fontes hídricas. Além disso, vetou o reenquadramento de unidades de geração que já estavam em operação ou comercializando a sua energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) ou com a distribuidora.

A evolução da regulação ao longo dos anos proporcionou a inserção da GD no setor elétrico brasileiro de modo mais efetivo, gerando créditos para 155.988 unidades consumidoras pelo sistema de compensação (Aneel, 2019a). Anterior a REN 482, quando as unidades geradoras próximas à carga estavam limitadas ao comércio com as distribuidoras, as quantidades de conexões eram ínfimas e pontuais, conforme apresentado na Figura 1. Até o final de 2013, constavam somente 79 unidades de geração distribuídas. Com o advento da REN 482, quadruplicou-se o número de conexões à rede e, em 2015, com a REN 687, aliada a outros incentivos governamentais, como a isenção de impostos federais e de alíquotas de importação de módulos fotovoltaicos, estabeleceu-se novo cenário de difusão da GD, com aumentos significativos das quantidades de conexões.

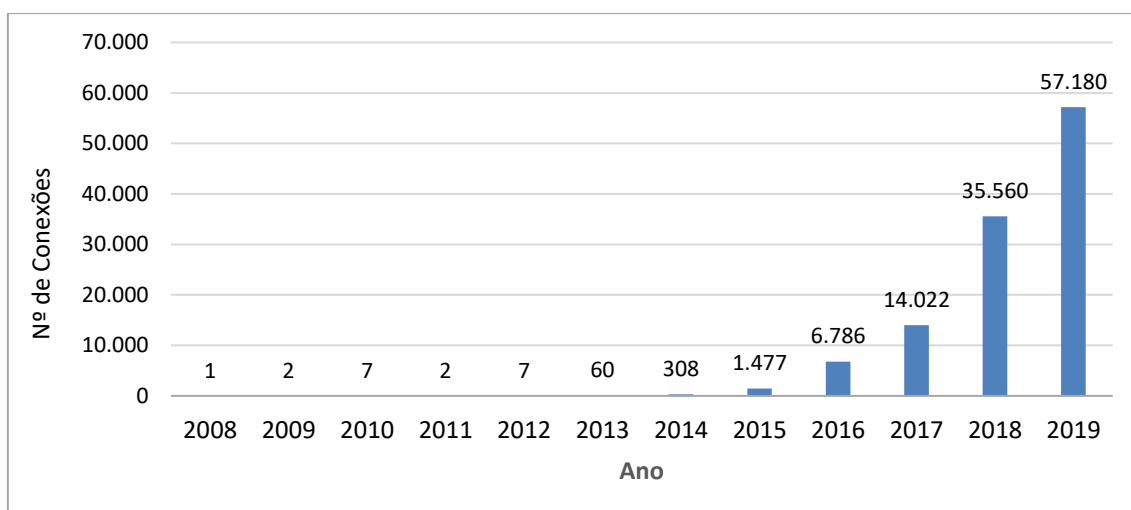


Figura 1 - Quantidade Anual de Conexões de Micro e Minigeração Distribuída.

Fonte: Elaboração própria a partir de Aneel (2019a).

A regulação permite a compensação de energia na rede proveniente de fontes como a solar, eólica, biomassa, hidráulica ou cogeração qualificada. Contudo, a geração que mais se destaca é de energia solar fotovoltaica, correspondendo a 89% da potência instalada, e a 99% do número total de instalações registradas até o primeiro semestre de 2019. A central geradora fotovoltaica acumulou, até o primeiro semestre de 2019, aproximadamente 1,4 GW de potência instalada, enquanto as centrais hidráulicas, enquadradas na REN 482, somaram aproximadamente 96 MW. Na Figura 2, ilustra-se a evolução das diferentes fontes de geração no âmbito da MMGD.

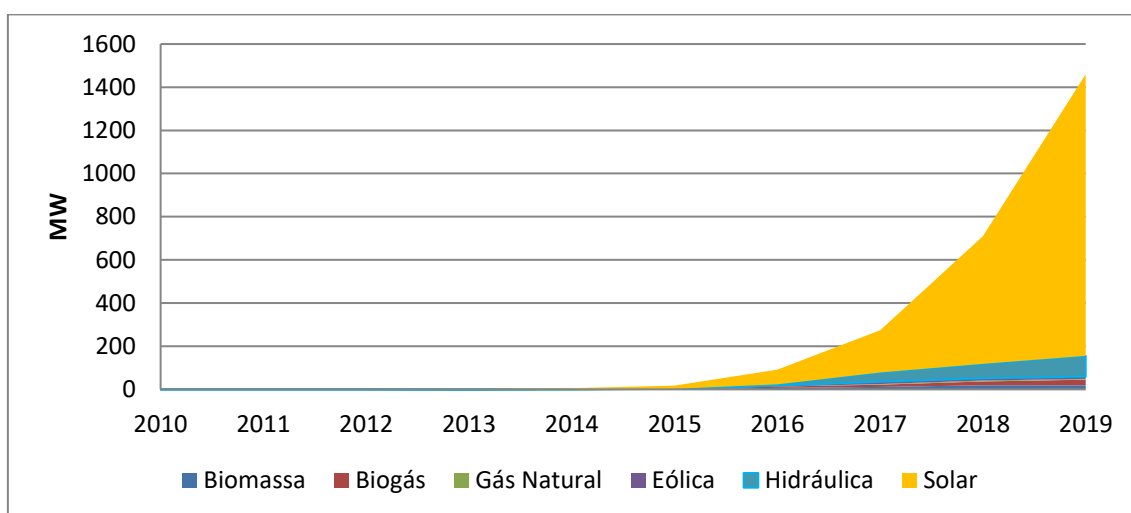


Figura 2 - Histórico da Capacidade Instalada Acumulada por fonte de Geração.

Fonte: Elaboração própria a partir de Aneel (2019a).

De forma geral, a MMGD conquistou maior atratividade e cresceu no mercado em virtude da concessão de alguns incentivos fiscais, a partir de 2015, sendo o mais significativo o Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015, do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz). Essa medida autorizou os Estados a promoverem isenção da cobrança de Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre a energia injetada pelo prosumidor na rede da distribuidora. (CONFAZ, 2015a).

Segundo IPEA (2018), os tributos e encargos incidentes na tarifa de energia elétrica podem onerar o valor total da tarifa em mais de 40%, dependendo das alíquotas de cada Estado, o que afeta significativamente o retorno financeiro dos investimentos em GD. Em 06 de outubro de 2015, por meio da Lei nº 13.169, o governo brasileiro também isentou as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social – COFINS sobre a energia ativa injetada pelos micro e minigeradores.

Outra iniciativa do governo brasileiro, para incentivar a adoção da geração distribuída fotovoltaica, foi reduzir de 14% para 2% a alíquota do Imposto de Importação incidente na importação de módulos fotovoltaicos e em bens destinados à produção de equipamentos de geração solar fotovoltaica. (MME, 2019b).

Portanto, as políticas públicas e os aprimoramentos da regulação foram fundamentais para a viabilização de pequenos e médios empreendimentos de geração, próximo à carga. Permitiram a geração própria de energia por consumidores residenciais, comerciais e pequenas indústrias, que somente atuavam de forma passiva em um mercado regulado de energia. O setor residencial, por exemplo, já conta com 69 mil instalações de microgeração conectadas à rede, com uma potência instalada de 360 MW (ANEEL, 2019a), um valor ainda tímido diante de um mercado que apresenta um potencial técnico de 32.820 MW médios (EPE, 2014)

## **2.2 Modalidades de Compensação de Energia**

Políticas públicas e mecanismos de regulação são fundamentais para viabilizar a adoção de tecnologias e fontes de geração de energia não convencionais. O desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica e sua aplicação nos sistemas de geração distribuídos foram impulsionados no decorrer dos anos por mecanismos como as tarifas prêmio (compra da energia gerada por um valor fixo por kWh), subsídios diretos (fiscais ou tributários), cotas de aquisição de energia pelas distribuidoras, entre outros (TOLMASQUIM, 2016). Segundo IEA (2018), até o final de 2017, menos de 1% de instalação fotovoltaica no mundo foi promovida pelo autoconsumo puro, ou seja, sem nenhum incentivo.

A inserção da MMGD no sistema elétrico brasileiro foi alavancada a partir da REN 482, com estabelecimento do sistema de compensação de energia, conhecido como *net-metering*. Esse mecanismo permite que a central geradora injete o excedente da energia na rede da distribuidora, gerando um crédito que poderá ser utilizado para abater o consumo em outro momento. Os créditos gerados são válidos por 60 meses e o cliente terá faturada apenas a diferença entre a energia consumida e a injetada.

Inicialmente, a REN 482 permitiu a compensação dos créditos de energia somente na mesma unidade consumidora que injetou a energia na rede (geração junto à carga). Posteriormente, com o objetivo de fomentar novos empreendimentos de MMGD, a revisão da norma inclui novas modalidades de compensação: autoconsumo remoto,

geração compartilhada e geração em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras (condomínios).

A geração junto à carga corresponde à unidade consumidora que, interessada em gerar a sua própria energia, instala a central geradora no mesmo local onde a energia será consumida. Por exemplo, o consumidor instala um painel fotovoltaico no telhado de sua residência e o conecta, por meio de um conversor de energia, ao circuito elétrico da casa. No momento em que a geração for maior que o consumo, o excedente será injetado na rede da distribuidora.

De acordo com os dados do Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD da Aneel (ANEEL, 2019a), até agosto de 2019, registravam-se 97.023 unidades consumidoras nessa modalidade, sendo 99% compostas por geração fotovoltaica. Entre as modalidades existentes, ela corresponde a 81% da potência instalada fotovoltaica. O histograma com a distribuição da potência dos sistemas fotovoltaicos instalados, apresentado na Figura 3, demonstra que a maioria dos sistemas possuem potência igual a 3 kW, e 64% do total são inferiores a 5 kW. O setor residencial apresenta 75% das quantidades de conexões fotovoltaicas junto à carga, e o comercial contém 17%. Apesar da diferença na quantidade entre esses setores, a potência total instalada no residencial, de 433MW, é somente 9% superior, em relação à comercial.

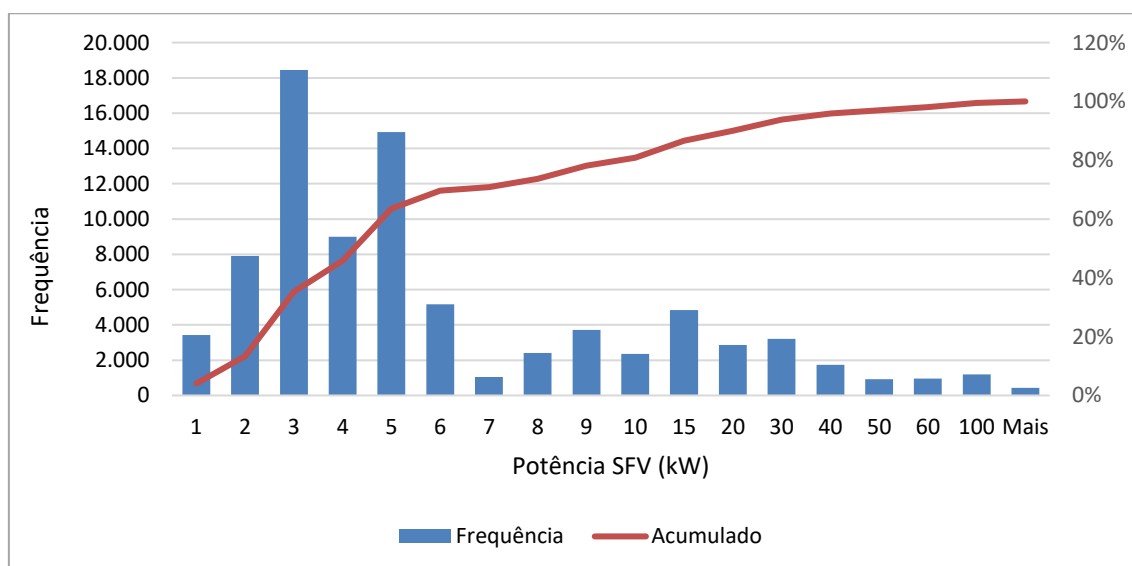


Figura 3 - Distribuição de Frequência da Potência dos SFVs instalados junto a carga.

Fonte: Elaboração própria a partir de Aneel (2019a).

O autoconsumo remoto consiste na geração de energia em outro local diferente de onde será consumida, desde que sob a mesma titularidade, tanto para pessoa física quanto

para pessoa jurídica. Assim, a regulação permite que o prossumidor produza sua energia em um imóvel, como casa de campo ou empresas matrizes, e utilize os créditos da energia injetada na rede para abater o consumo em seu outro imóvel, como em apartamento ou filiais, por exemplo.

Essa modalidade representa 19% da potência instalada de micro e minigeração fotovoltaica, com mais de 45 mil unidades consumidoras recebendo os créditos por meio de geração remota, em 2019. (ANEEL, 2019a). Pelo fato de possibilitar a compensação de energia entre diversas unidades consumidoras do mesmo titular, a modalidade autoconsumo remoto possui SFVs de maior capacidade, conforme ilustrado no histograma da Figura 4. Predominam-se os de potência igual a 5 kW (18% do total), com presença expressiva na faixa de 8 kW a 40 kW, cerca de 40% da quantidade total instalada. Indica, portanto, forte uso dessa faixa de capacidade, principalmente no setor comercial, que representa 46% da potência total instalada que faz uso do autoconsumo remoto.

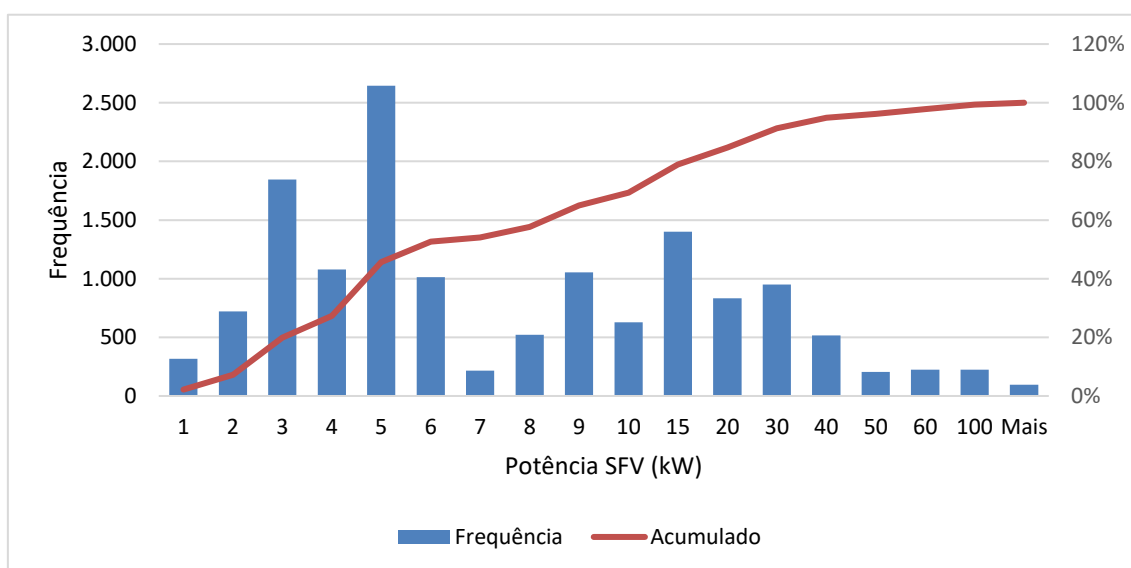


Figura 4 - Distribuição de Frequência da Potência dos SFVs por autoconsumo remoto.

Fonte: Elaboração própria a partir de Aneel (2019a).

A REN 687 possibilitou o compartilhamento da geração entre vários clientes da mesma concessionária de energia, o que a agência reguladora denominou de geração compartilhada. Essa modalidade permite que um conjunto de consumidores se una, por meio de cooperativa ou consórcio, para instalação de uma central de geração distribuída e compartilhem da energia injetada na rede. A energia injetada remotamente é descontada na conta de energia de cada associado, conforme cotas e contrato estabelecidos entre eles.

As pessoas físicas devem se unir por meio de cooperativa, constituída pelo número mínimo de 20 pessoas, sujeita à Lei nº 5.764/71 e ao Código Civil, para o compartilhamento da geração em kWh, em percentuais acordados por todos. Excepcionalmente, é permitida a admissão de pessoas jurídicas na cooperativa, dentro dos critérios estabelecidos pelos parágrafos 2º do artigo 24 e 3º do artigo 29, da Lei nº 5.764/71. Já os consórcios reúnem empresas (pessoas jurídicas), regulados pela Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976, que firmam um contrato entre si, com prazo e número de cotas definidos, beneficiando-se do compartilhamento de um sistema de geração. O consórcio formado torna-se o titular da unidade geradora. Precisa, portanto, inscrever-se no CNPJ, conforme art. 4º da Instrução Normativa da Receita Federal do Brasil nº 1.634/2016. (LIMA, 2018).

Até o primeiro semestre de 2019, somente 1,74% da potência total instalada de MMGD no país estavam enquadrados nessa modalidade, totalizando 329 unidades de geração compartilhada e atendendo a mais de 1.300 unidades consumidoras de energia. Cerca de 90% das instalações fotovoltaicas possuem potência instalada inferior a 40 kW, conforme ilustrado na Figura 5. Somente duas unidades possuem potência igual a 1MW, uma corresponde a um consórcio no Estado de Minas Gerais e outra a uma cooperativa de produtores rurais em São Paulo. Empreendimentos de maior escala, registrados no SISGD como geração compartilhada, correspondem a Centrais de Geração Hidroelétrica (CGH) e Eólica (EOL). (ANEEL, 2019a).

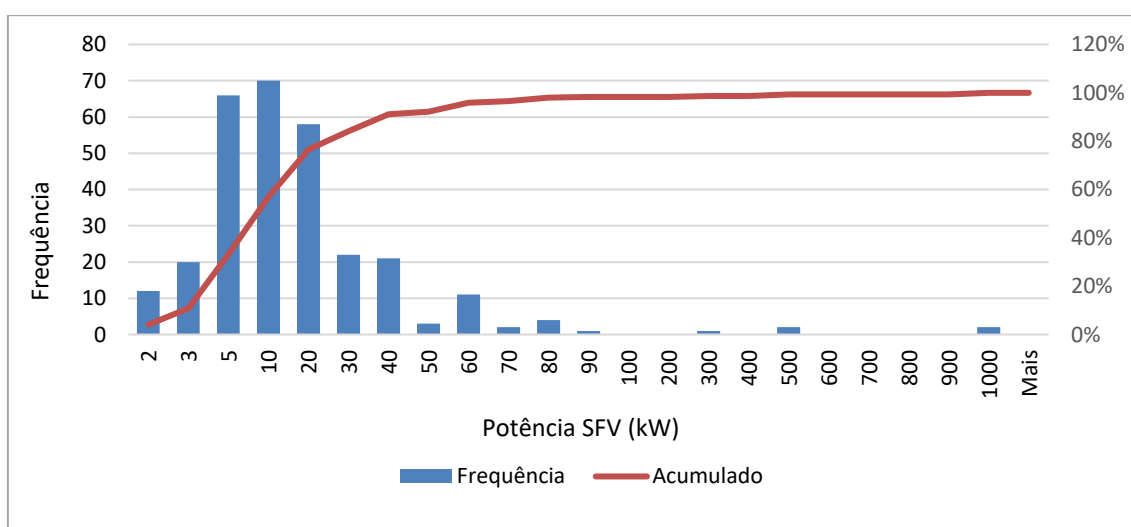


Figura 5 - Distribuição de Frequência da Potência dos SFVs de Geração Compartilhada.

Fonte: Elaboração própria a partir de Aneel (2019a).



Por fim, a evolução da regulação ampliou as modalidades de compensação, através da possibilidade de repartição da energia gerada entre as unidades consumidoras de um mesmo condomínio, residencial ou comercial, verticais ou horizontais, o que a agência reguladora denominou de Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC). Nessa modalidade, os condôminos podem instalar um sistema de geração para compensar o consumo de energia elétrica das áreas comuns e de uso coletivo do condomínio, ou para suprir o consumo de cada consumidor, conforme cotas predefinidas dentre os integrantes. Ressalta-se que REN 687 não permite a instalação do sistema de geração em propriedades de terceiros não integrantes do empreendimento, ou seja, em área não pertencente ao condomínio.

Regulado em 24 de novembro de 2015, o primeiro EMUC foi instalado em maio de 2018, em um condomínio residencial no Estado de Minas Gerais. O empreendimento corresponde à instalação de uma usina fotovoltaica com potência de 437,25 kW para atendimento a 440 unidades consumidoras, conforme ilustrado na Figura 6. (BUIATTI, 2018). Quatro anos após a regulamentação, apenas 32 unidades consumidoras estão registradas como EMUC no SISGD.

Buiatti (2018) destaca algumas barreiras que impedem ou dificultam a instalação de sistemas fotovoltaicos em condomínios, como a inexistência de áreas comuns para atendimento a toda carga, estacionamentos sombreados pelas edificações, telhados ocupados por antenas e falta de terrenos contíguos a condomínios urbanos. Adicionalmente, ABDG (2018) comenta que, por se tratar de alto investimento, o maior entrave à expansão dessa modalidade está no processo de convencimento e aprovação pela maioria dos condôminos.



Figura 6 - Exemplo de Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras

Fonte: (BUIATTI, 2018).

Apesar de as novas modalidades instituídas pela REN 687/2015 apresentarem participação tímida no mercado de MMGD, elas democratizaram o acesso de novos consumidores ao sistema de compensação de energia. Consumidores que não possuem área disponível para a instalação de uma central de geração, como os residentes em apartamentos ou em grandes centros urbanos, podem gerar sua própria energia por meio do autoconsumo remoto ou de geração compartilhada. Tendo em vista essa possibilidade, a partir da REN 687, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) passou a considerar em sua metodologia de projeção da difusão da MMGD no Brasil, para o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE), todos os domicílios aptos como sendo o mercado potencial de adoção. Além disso, foram incluídos domicílios de menor renda, a partir de três salários mínimos. (EPE, 2019b).

É importante destacar que o sistema de compensação de energia, nos termos da REN 482 e suas atualizações, é válido para qualquer classe de consumidor (residencial, comercial, industrial, iluminação pública, poder público) e estrutura tarifária. Entretanto, as regras se aplicam somente aos consumidores do mercado cativo de energia, ou seja, àqueles que compram sua energia diretamente das concessionárias de distribuição, e a compensação é aplicada somente dentro da mesma área de concessão.

### **2.3 Estrutura Tarifária**

O sistema de compensação de energia possibilita que o excedente de energia produzido pelo consumidor seja injetado na rede distribuidora, gerando um crédito para abater o consumo, posteriormente. Contudo, é importante ressaltar que esse crédito é remunerado pelo valor da tarifa de energia elétrica da distribuidora local, ou seja, ao injetar o excedente na rede, essa energia é valorada ao preço de varejo praticado no mercado cativo de energia. Logo, essa remuneração do excedente também deve ser levada em consideração, ao se determinar viabilidade do empreendimento, juntamente com custo de aquisição do sistema e o consumo evitado.

Tendo em vista a forma de valoração da energia injetada na rede e as discussões em torno das alternativas da forma de compensação, é necessário o entendimento da estrutura tarifária aplicada aos consumidores do mercado cativo de energia.

A estrutura tarifária para as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica é estabelecida no submódulo 7.1 do Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, da Aneel. Sua formação engloba todos os custos de energia comprada pelas distribuidoras para revenda aos clientes, transporte, distribuição,

perdas e encargos do setor. Conforme apresentado na Figura 7, o maior custo da estrutura tarifária residencial em 2019 correspondeu ao valor da energia adquirida para atendimento ao mercado (44%) e aos custos associados à distribuição (28%).

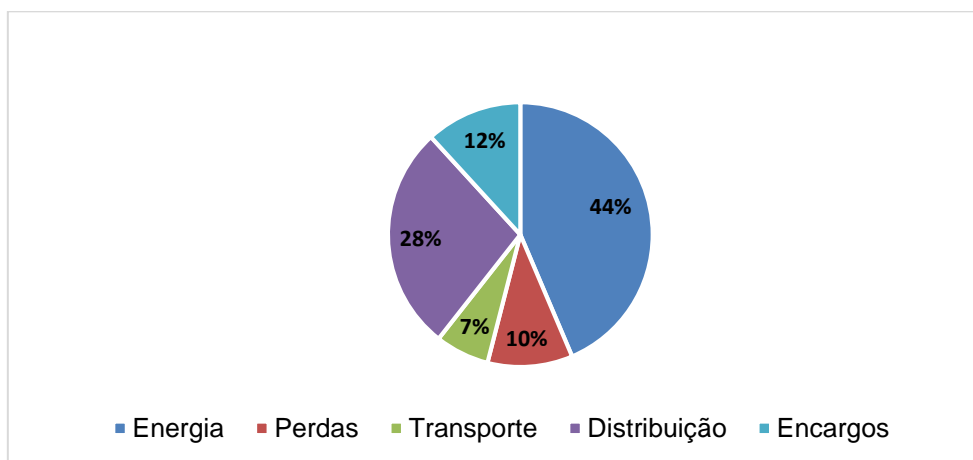


Figura 7 - Composição da Tarifa de Energia em Função dos Custos.

Fonte: Elaboração própria com base em dados da ANEEL (2019b).

De acordo com a Aneel (2017a), definidas as funções de custo, a tarifa de fornecimento de energia elétrica no Brasil é agregada em duas categorias:

- (i) Tarifa de Energia (TE);
- (ii) Tarifa do Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

A TE reflete os custos da compra da energia pela distribuidora por meio de leilões regulados, realizados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), aos custos de transporte da energia de Itaipu e sua rede básica, às perdas técnicas e aos encargos setoriais. A TUSD destina-se à remuneração dos investimentos e serviços das concessionárias de distribuição, do transporte da energia pela rede de transmissão e distribuição, dos encargos e das perdas técnicas inerentes ao setor. Os encargos são utilizados para financiar o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro e as políticas energéticas do governo federal (Serviços do Sistema -ESS, Energia de Reserva- EER, Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética - P&D, Compensação Financeira sobre Uso de Recursos Hídricos -CFURH e Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA).

De forma ilustrativa, nas Figuras 8 e 9, apresentam-se a composição dos custos com respectivos componentes tarifários da TE e da TUSD:



Figura 8 - Componentes tarifários da TE.

Fonte: (ANEEL, 2017a).

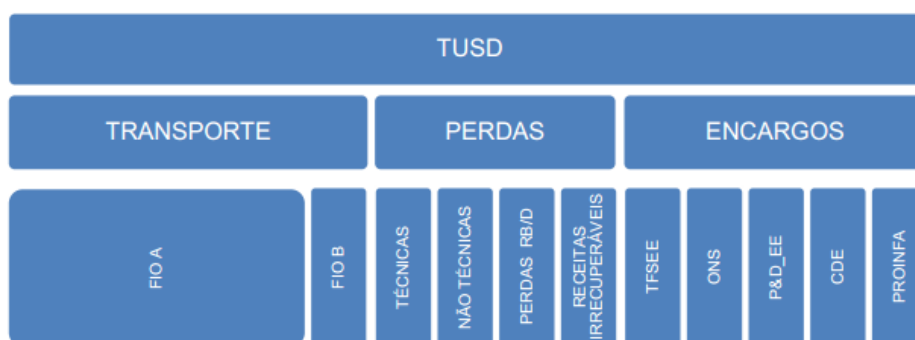


Figura 9 - Componentes tarifários da TUSD.

Fonte: (ANEEL, 2017a).

Vale destacar que na TUSD inclui-se uma parcela (designada de TUSD Fio B) em que estão inseridos os custos gerenciáveis da distribuição de energia, que são os custos de prestação de serviço de distribuição, e a remuneração dos investimentos em capital físico feitos pelas distribuidoras. O valor dessa parcela é aprovado pela Aneel e atualizado anualmente com base no IGP-M das distribuidoras. Na revisão anual, aplica-se também o chamado Fator X, que objetiva permitir a apropriação de parte dos ganhos de escala e de produtividade pelo consumidor, atuando como incentivo aos ganhos de eficiência. (CASTRO *et al.*, 2016).

Tem-se na estrutura tarifária a separação entre os custos da energia e os custos de uso da rede de distribuição. A remuneração de ambos os custos é feita de forma volumétrica, ou seja, de acordo com o consumo de energia (R\$/MWh) ou em R\$/kWh). Adicionalmente, tanto para a TE quanto para a TUSD, são estabelecidos diferentes valores, de acordo com a faixa de tensão (grupos), modalidades e postos tarifários (ponta, intermediário e fora de ponta).

A Resolução Normativa nº 414/2010 da Aneel (REN 414) classifica as unidades consumidoras em dois Grupos (A e B), de acordo com o fornecimento de tensão da rede.

O Grupo A compreende aqueles atendidos com tensão igual ou superior a 2,3 kV, e é caracterizado pela tarifa binômia, que considera o consumo de energia elétrica (R\$/MWh) e a demanda de potência contratada (R\$/kW). Eles podem ser tarifados nas modalidades horárias Azul ou Verde. No Grupo B, estão as unidades consumidoras, com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV, caracterizado pela tarifa monômia, que considera apenas o consumo de energia elétrica. As modalidades permitidas nesse grupo são a Convencional ou Branca (tarifas de consumo diferenciadas de acordo com o horário de utilização).

Dadas as particularidades da tarifa em função da sua classificação e aplicação, de modo geral, o valor do kWh fornecido pela distribuidora, incluídos os tributos, pode ser descrito da seguinte forma:

$$Tarifa\ Energia = \frac{TUSD+TE}{1-(PIS+COFINS+ICMS)} \quad (1)$$

Por fim, à tarifa de fornecimento das distribuidoras para o seu mercado cativo de energia incluem também o adicional das bandeiras tarifárias, que reflete o custo sazonal da geração de energia e a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP).

A tarifa média residencial, cobrada pelas concessionárias do Brasil em 2019, sem a incidência dos tributos ICMS e PIS/COFINS, foi de 0,569 R\$/kWh, sendo que 46,4% correspondem ao valor da TUSD (ANEEL, 2019b). Ela difere por região, em virtude do tamanho do mercado (número de consumidores), da infraestrutura, dos quilômetros de rede e custos das distribuidoras de energia.

## 2.4 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

A regulação brasileira adotou o sistema *net metering* como o instrumento de incentivo à sistemas de geração de pequeno e médio porte, instalados em unidades residenciais, comerciais e industriais, conectados diretamente à rede de distribuição local. Esse Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) existe em vários países, como na Bélgica, Suécia, Canada e Estados Unidos, proporcionando o desenvolvimento do mercado de geração distribuída. Em 2017, o *net metering*, juntamente com o autoconsumo, correspondeu a 8,5% dos incentivos praticados no mercado fotovoltaico. IEA (2018).

Por esse SCEE, a unidade consumidora que conecta o seu sistema de geração à rede da distribuidora compensa seu consumo de acordo com a energia injetada na rede. Para instalações que dispõem de tarifa horária (tarifas azul, verde ou branca), a energia

injetada deve ser utilizada para compensar o consumo mensal no mesmo posto tarifário (ponta, fora de ponta, intermediário). Caso haja créditos disponíveis, esse saldo poderá ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário, a partir da aplicação de um fator de ajuste, resultado da razão entre os componentes TE (Tarifas de Energia) de cada posto tarifário. (ANEEL, 2016).

Além disso, ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, um valor mínimo será cobrado na fatura do prosumidor. Para clientes conectados em baixa tensão (grupo B), o mínimo a ser faturado será o custo de disponibilidade, equivalente a 30 kWh para circuitos monofásicos, 50 kWh para os bifásicos e 100 kWh para os circuitos trifásicos. Para prosumidores conectados em alta tensão (Grupo A), a parcela da fatura referente ao consumo poderá ser zerada, mas ele ainda pagará a parcela correspondente à demanda contratada.

Estabelecida inicialmente pela REN 482, foi somente através da Resolução Normativa n.º 517, de 11 de dezembro de 2012, que a Aneel esclareceu o conceito do SCEE aplicado à micro e minigeração distribuída. Enquadrou-a como um empréstimo gratuito, de forma a não caracterizar a compra e venda de energia, buscando evitar questões tributárias incidentes sobre a contabilização da energia injetada.

O Conselho Nacional de Política Fazendária estabeleceu, em abril de 2013, por meio do Convênio ICMS 6, que o ICMS deveria incidir sobre toda a energia consumida pela distribuidora, independente da compensação da energia. (CONFAZ, 2013). Visando incentivar o desenvolvimento da GD, o Estado de Minas Gerais foi o primeiro a promover a desoneração do tributo na energia injetada e compensada, por meio da lei nº 20.824, de 31 de julho de 2013, estabelecendo a cobrança de ICMS apenas sobre o consumo líquido da unidade.

Posteriormente, o Convênio ICMS 06 foi revogado através da publicação do Convênio ICMS 16, em 2015, autorizando os Estados a conceder a isenção do ICMS na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição, ou seja, tributado também somente sobre o consumo líquido. (CONFAZ, 2015a). A mesma lógica acontece em relação aos tributos federais (PIS e COFINS), a partir da Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015.

Em ato contínuo ao Convênio ICMS 16, o CONFAZ publicou o Convênio 130/2015, em novembro de 2015, condicionando à isenção do ICMS somente as unidades de geração com capacidade instalada de até 1MW. (CONFAZ, 2015b). Posteriormente à edição do

referido convênio, a Aneel atualizou a regulação, permitindo a geração compartilhada e compensação de energia em empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, além de aumentar o limite da capacidade instalada para até 5MW, por meio da REN 687. Entretanto, essas alterações não foram contempladas pelo CONFAZ. Apenas o Estado de Minas Gerais não seguiu esse entendimento e promulgou a Lei nº 22.549, em 30 de junho de 2017, englobando todas as modalidades e potência da nova regulação.

Assim, excetuando-se Minas Gerais, a isenção estabelecida pelo Convênio ICMS 16 é válida somente para as modalidades junto à carga e ao autoconsumo remoto, limitadas à potência de 1MW, nos termos da REN 482. Adicionalmente, a isenção não se aplica ao custo de disponibilidade, à energia reativa, à demanda de potência, aos encargos de conexão ou uso do sistema de distribuição, e a quaisquer outros valores cobrados pela distribuidora. Isso significa que o convênio isenta o imposto sobre o componente TE da tarifa, mas permite a cobrança do imposto sobre a TUSD.

Silva (2019) ressalta que a cobrança da alíquota de ICMS no componente TUSD da tarifa da energia compensada penaliza o prosumidor, pois a precificação do crédito da energia injetada torna-se inferior à consumida pela distribuidora. Além disso, o autor comenta que a tributação sobre o sistema de compensação representa um risco para os projetos de geração fotovoltaica, visto que o convênio pode ser revogado mediante uma crise fiscal ou ao aumento da competitividade da fonte de geração.

No entanto, uma forma de diminuir os riscos e as influências tributárias, bem como de auferir maior retorno financeiro à instalação de um SFV, é por meio da simultaneidade entre o consumo e a geração. Ao consumir a energia no mesmo momento em que o sistema a estiver gerando, essa energia não é registrada pelo medidor, diminuindo o imposto a ser pago, e sendo valorada à tarifa praticada pela distribuidora local. Além disso, quanto maior a simultaneidade entre a geração e carga, menor a exposição do prosumidor às regras de compensação e possíveis alterações da regulação.

Cabe destacar que o percentual de simultaneidade depende do perfil de carga de cada consumidor, além dos níveis de radiação solar e da capacidade instalada para a geração da energia. Na Figura 10, exemplifica-se a curva de carga para a classe residencial e comercial. Unidades consumidoras residenciais apresentam um desequilíbrio maior entre o consumo e a geração, injetando a maior parte da energia durante o dia e consumindo um montante maior da rede no período noturno. Em virtude de suas atividades predominantemente diurnas, momento de maior produção de energia solar,

possibilita à classe comercial maior consumo direto da geração fotovoltaica (RAUSCHMAYER; GALDINO, 2014).

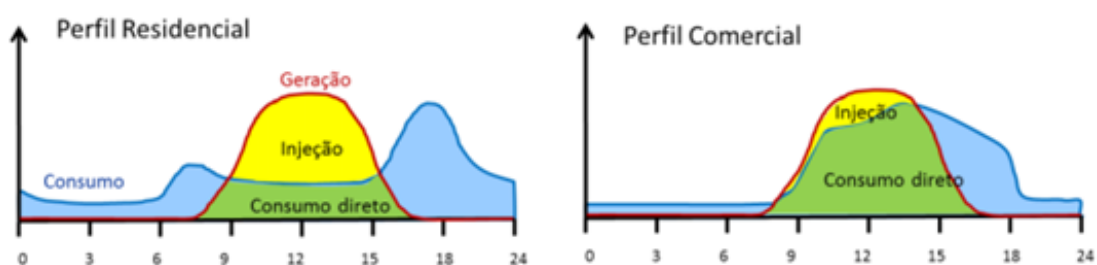


Figura 10 - Exemplos de perfis de consumo de energia e geração fotovoltaica.

Fonte: Rauschmayer e Galdino (2014).

Em sua análise para a estimativa da projeção de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar no horizonte 2017-2024, a Aneel (2017b) estimou em 55% o percentual de injeção de energia na rede pelo microgerador residencial e 76% de simultaneidade para sistemas da classe comercial.

O projeto de P&D Telhados Solares, desenvolvido pela Universidade Estadual de Campinas (UNICAMP), em parceria com a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), constatou simultaneidade média de 38,92%, a partir do monitoramento de 231 sistemas de microgeração solar fotovoltaica instalados em diferentes perfis de consumidores na cidade de Campinas, majoritariamente residencial. (CPFL, 2019).

Diniz (2019), por sua vez, apresentou um fator de simultaneidade 39,32% para o setor residencial, 53,17% para o comercial e 79,53% para o industrial, ao monitorar 94 SFVS conectados à rede, sendo 20,69% unidades residenciais, 72,41% comerciais e 6,9% industriais. Em seus cálculos, a Associação Brasileira de Geração Distribuída estimou em 48% a simultaneidade em instalações residenciais e 90% as instalações comerciais. (ABDG, 2019).

O fator de simultaneidade depende, portanto, do perfil de consumidor do cliente e é válido somente para sistemas conectados junto à carga. Para empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, ele depende da carga da área de uso comum do condomínio. O excedente, caso houver, será injetado automaticamente na rede.

Nas modalidades de autoconsumo remoto e geração compartilhada, não há simultaneidade. A energia gerada pelo SFV é totalmente injetada na rede da



distribuidora para abater o consumo em outro local, de acordo com o percentual de crédito alocado para cada unidade consumidora participante dessas modalidades.

## **2.5 Impactos da Difusão da Micro e Minigeração no Setor Elétrico**

A difusão da MMGD traz vários benefícios para o setor elétrico, como menor necessidade de investimentos na expansão da rede de transmissão e centrais de geração, redução de perdas técnicas, benefícios ambientais e diversificação da matriz elétrica. Embora sejam evidentes os benefícios associados à difusão desse tipo de geração, sua inserção impõe vários desafios técnicos e econômicos ao setor elétrico.

Do ponto de vista tecnológico, o aumento do número de conexões na rede de distribuição implica mudança do fluxo de potência, dificuldade de controle de tensão da rede, alteração do nível de curto circuito e aumento do grau de complexidade nos procedimentos de operação e manutenção (TARANTO *et al.*, 2017). Gouvêa (2019) menciona que as perturbações técnicas na rede de distribuição exigirão mais investimentos em tecnologias, para garantir a qualidade de serviços ancilares<sup>1</sup> e monitoramento, elevando assim as despesas nesse segmento.

Em seus estudos sobre os impactos técnicos da conexão de SFVs na área de concessão da CPFL Paulista, Freitas (2018) comenta que 85% das redes de baixa tensão da distribuidora permitem uma penetração de até 20% de microgeração sem necessidade de reforço. Ressalta que, para maior nível de penetração, o carregamento dos cabos e desequilíbrios de tensão de atendimento aos consumidores serão impactados.

Cemig (2019) analisou as perdas técnicas de 100 casos de conexões de GD em seu sistema elétrico de média tensão, com as potências dos SFVs, variando de 150 kW a 5 MW. Os resultados indicaram que 88% das centrais geradoras de até 1MW reduziram as perdas elétricas da rede, contribuindo com a eficiência do sistema de distribuição. Por outro lado, 68% dos geradores na faixa de 1 MW a 2 MW proporcionaram perdas de energia na rede e, para 90% dos casos com potência superior a 2,5MW, as perdas foram quase 7 vezes maiores que a faixa anterior.

Segundo CGEE (2017), o aumento da participação da geração distribuída poderá impactar positivamente a qualidade e operação do sistema, desde que tomadas as precauções adequadas. Inicialmente, com a baixa presença de GD, apenas ações corretivas e de

---

<sup>1</sup> Serviços ancilares são serviços que auxiliam os operadores do sistema a manterem a confiabilidade da rede com suficiente qualidade da energia (CASTRO *et al.*, 2018).

monitoramentos serão necessárias para conter os impactos. Posteriormente, a maior penetração exigirá reforços nas redes de distribuição e a implementação de novas estratégias de controle.

Os desafios técnicos da conexão de recursos distribuídos na rede estão relacionados ao aumento da capacidade instalada e, portanto, à injeção da energia na rede. Assim, o perfil da curva de carga do consumidor é um fator essencial para diminuir as perdas elétricas. Caso a geração seja simultânea ao consumo, a energia deixa de circular na rede elétrica, aliviando as perturbações técnicas no sistema.

Entretanto, a característica intermitente dos sistemas fotovoltaicos, principal tecnologia empregada atualmente na GD, impõe vários desafios quanto ao planejamento da geração e operação do sistema elétrico. A geração fotovoltaica depende das condições climáticas e da irradiação solar, produzindo energia somente durante o período diurno. Uma eventual flutuação da produção ou a necessidade de energia no período noturno, quando o perfil de carga aumenta consideravelmente, principalmente no setor residencial, exigirá a complementaridade por outras fontes com alta flexibilidade de operação, de modo a atender a demanda de carga da rede.

Segundo reportado por Castro *et al.* (2018), essa queda na oferta da geração distribuída fotovoltaica, ao final do dia, com a retomada acentuada de outras fontes, requer o uso de usinas com tecnologias mais flexíveis, sistemas de armazenamento ou formas de tarifação diferenciadas para minimizar o impacto operacional sobre o sistema.

Além das questões técnicas, a expansão da geração distribuída apresenta desafios econômicos e regulatórios, tanto para o consumidor cativo e o prossumidor, quanto para as distribuidoras de energia. A tarifa volumétrica aplicada ao sistema de compensação de energia não separa o custo da energia do custo da rede (custo do fio), sendo um benefício para quem instala um sistema de geração própria, mas um prejuízo para as distribuidoras e, conseqüentemente, para os demais usuários da rede.

A tarifa de energia remunera os custos de geração, uso das redes de transmissão e distribuição, além dos encargos embutidos. Ao instalar um sistema de geração própria, o consumidor utiliza a rede da concessionária como backup de sua geração, mas não a remunera pela prestação desse serviço. A remuneração mínima pelo custo de disponibilidade nem sempre é suficiente para remunerar a parte da tarifa relacionada diretamente à potência da rede demandada, para atender o pico de carga no qual a rede é

dimensionada. Aliado a isso, ocorre menor consumo de energia da rede, acarretando perdas de receita para a distribuidora, de acordo com modelo regulatório brasileiro.

O modelo atual de remuneração da distribuidora é a regulação por preço-teto, ou *price-cap*, que privilegia o volume de energia vendido. Isso significa que, à medida que mais consumidores aderirem à geração distribuída, o volume consumido cairá, impactando perda de receita das distribuidoras (SILVA *et al.*, 2016).

Além da perda de faturamento, as distribuidoras necessitarão de mais investimentos para adequar a rede e manter a qualidade do suprimento. Portanto, haverá consequente aumento na tarifa de energia elétrica para os demais consumidores que não instalaram um sistema de geração. Dessa forma, existe um subsídio cruzado entres os consumidores e prosumidores da mesma distribuidora, pois os que não possuem um sistema de geração arcam com os custos da rede daqueles que a utilizam apenas como *backup* para compensação da energia.

Em Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL, sobre as projeções de crescimento de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2017-2024, ano base 2016, a Aneel estimou que o impacto tarifário acumulado médio no país seria de 1,1% em 2024. Os maiores impactos seriam na distribuidora Ampla, com 2,4%; e na Cemig, com 2,6%. (ANEEL, 2017b).

Apesar do crescimento da GD nos últimos anos, a quantidade de unidades consumidoras, gerando a sua própria energia, ainda é baixa diante do potencial técnico brasileiro e do mercado das distribuidoras de energia. Segundo a Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica, existiam 83,6 milhões de clientes atendidos pelas distribuidoras até dezembro de 2018 (ABRADEE, 2018). Nesse mesmo período, o SISGD da Aneel registrou cerca de 58 mil unidades de micro e minigeração, portanto, 0,069% do mercado das distribuidoras.

Em um cenário de grande expansão da inserção de geração distribuída, a perda de mercado das distribuidoras pode acarretar um ciclo denominado 'Espiral da Morte' (GOUVÊA, 2019; CASTRO *et al.*, 2018). A queda de receita por causa do menor volume de energia vendido, associada ao aumento dos custos para a adequação e manutenção da rede, ocasiona aumento das tarifas durante a revisão tarifária, recaindo sobre os consumidores que não possuem geração própria. Esse aumento pode provocar ainda mais a redução do consumo bem como incentivar a adoção da GD por novos usuários, alimentando o ciclo e desequilibrando o setor de distribuição de energia.

A regulação do setor elétrico deve acompanhar a difusão da geração distribuída, de modo a manter a eficiência alocativa dos custos entre consumidores e prossumidores, mantendo o equilíbrio financeiro e estimulando a sua expansão. EPE (2018) sugere que a aplicação de tarifas horárias, sinal locacional na distribuição ou tarifas multipartes poderia estimular a inserção eficiente dos recursos energéticos distribuídos.

## **2.6 Revisão da Resolução 482**

Em maio de 2018, a Aneel instaurou a Consulta Pública nº 10/2018, para obter subsídios para o aprimoramento das regras aplicáveis a micro e minigeração distribuída e ao sistema de compensação. A agência propôs (6) seis alternativas de compensação da energia injetada, considerando a remuneração dos diferentes componentes da tarifa, da seguinte forma:

- Alternativa 0 – Cenário atual: a compensação da energia injetada na rede se dá por todos os componentes da TUSD e da TE;
- Alternativa 1 – Incide Fio B: o componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. Os demais componentes tarifários continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- Alternativa 2 – Incide Fio A e Fio B: os componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos: equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre os componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.
- Alternativa 4 – Incide em toda a TUSD: com esta alternativa, os componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.
- Alternativa 5 – Incide em toda a TUSD e nos Encargos e demais componentes da TE: nesse caso, apenas o componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. Os demais componentes tarifários incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.

De forma gráfica, as alternativas sugeridas estão ilustradas na Figura 11 abaixo:

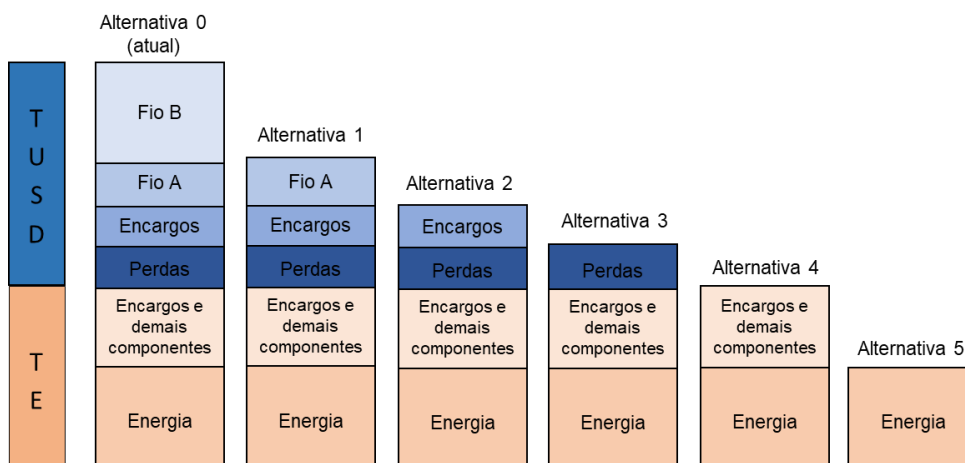


Figura 11 - Alternativas de compensação da energia em função dos componentes tarifárias.

Fonte: Elaboração própria.

Em outubro de 2019, por meio da Consulta Pública nº 25/2019, a Aneel apresentou a minuta da nova regulação da MMD, para discussão com a sociedade. (ANEEL, 2019c). A minuta propõe as seguintes alterações no SCEE:

#### Para geração com compensação Local:

- **Conexões já existentes:** continuam com as regras atualmente vigentes para o sistema de compensação até o final de 2030. A partir dessa data, passam para a Alternativa 5 (compensação somente do componente tarifário TE Energia).
- **Novos Consumidores:** Alternativa 2 (em que não são compensados os componentes tarifários TUSD Fio B e Fio A), alterando para a Alternativa 5 (compensação somente do componente tarifário TE Energia), quando atingida a potência instalada de 6,6 GW em todo o país.

#### Para geração com compensação Remota:

- **Conexões já existentes:** continuam com as regras atualmente vigentes para o sistema de compensação até o final de 2030. A partir dessa data, passam para a Alternativa 5 (compensação somente do componente tarifário TE Energia);
- **Novos Consumidores:** será aplicada a Alternativa 5 (compensação somente do componente tarifário TE Energia), imediatamente após a publicação da resolução.

Na Figura 12 estão ilustradas as alterações propostas. Destaca-se a presença de um gatilho para alteração da alternativa de compensação da geração local para novos prossumidores. A mudança da Alternativa 2 para 5 ocorreria quando fosse atingido o limite de 6,6 GW de capacidade instalada de MMGD, com compensação local, para todo o país, proporcionalizado para cada distribuidora, conforme seu mercado de energia.

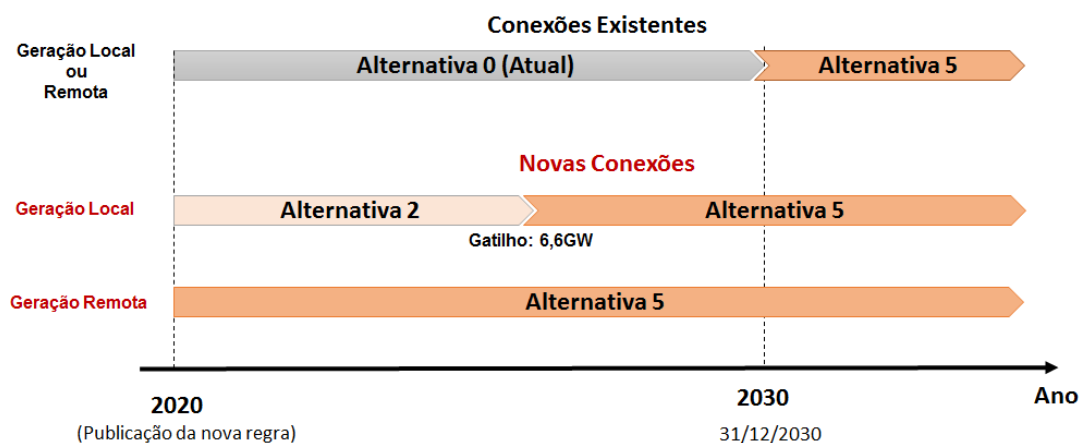


Figura 12 - Nova proposta de Compensação da Energia, apresentada na Consulta Pública nº 25/2019.

Fonte: Elaboração própria.

Nos sistemas de minigeração distribuída (potência maior que 75 kW) para unidades consumidoras do Grupo A, a Aneel propõe uma alteração na forma de contratação demanda<sup>2</sup>.

Pela regra atual, o prossumidor conectado em alta tensão diminui o seu consumo, ao gerar a própria energia, mas continua pagando a tarifa de demanda, conforme contratado com a distribuidora. Caso a unidade apenas injete a energia na rede para compensar em outra unidade, como as usinas fotovoltaicas instaladas remotamente, o cliente deve pagar também pela demanda, mesmo não havendo carga associada diretamente.

A nova proposta sugere dupla contratação de demanda para esse perfil de prossumidor. Para unidades geradoras que consomem e injetam energia através do mesmo ponto de conexão, propõe-se uma contratação de demanda referente à unidade consumidora e outra para a central geradora. À primeira, mantêm-se as condições atuais de contratação e faturamento para clientes do Grupo A. Para a parte geradora, o Montante de Uso do

<sup>2</sup> Demanda contratada: demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixados em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja utilizada ou não durante o período de faturamento, expressa em quilowatts (kW) (REN 414, 2010)

Sistema de Distribuição (MUSD)<sup>3</sup> deve ser determinado pelo valor declarado de sua máxima potência injetável no sistema, a qual deve ter valor igual, no mínimo, à potência instalada, subtraída da mínima carga própria. Entretanto, a tarifa aplicada, nesse caso, corresponderá à tarifa de geração – TUSDg, cujo valor médio no Brasil, no subgrupo A4, é de R\$ 5,87/kW, enquanto a TUSD para consumidores, no mesmo nível de tensão, é de R\$ 15,75/kW. (ANEEL, 2019c).

O faturamento da parte geradora ocorreria, observando-se a diferença entre o MUSD contratado referente à central geradora e o MUSD da unidade consumidora, multiplicado pelo TUSDg. Caso o MUSD utilizado na parcela do faturamento da unidade consumidora seja maior que o MUSD contratado referente à central geradora, a parcela de faturamento associada à central geradora será nula. Na equação 2, resume-se o faturamento final para esse tipo de consumidor.

$$\text{Faturamento Total} = \text{Unidade Consumidora} + \text{Central Geradora} \quad (2)$$

$$\text{Faturamento Total} = \text{MUSDc} * \text{TUSDc} + (\text{MUSDg} - \text{MUSDc}) * \text{TUSDg}$$

Em que:

*MUSDc = Montante de Uso do Sistema de Distribuição para a unidade Consumidora;*

*MUSDg = Montante de Uso do Sistema de Distribuição para central Geradora;*

*TUSDc = Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para a unidade Consumidora;*

*TUSDg = Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição para a unidade Geradora.*

Para unidades geradoras sem carga associada, que apenas injetam energia para compensar em outro local, como no caso de Comunidades Solares, o valor final corresponde apenas ao faturamento da parte geradora, sem contratação MUSDc, conforme mostrado na equação 3.

$$\text{Faturamento Remoto Puro} = \text{MUSDg} * \text{TUSDg} \quad (3)$$

Segundo Aneel (2019c), o minigerador continua enquadrado como um consumidor cativo, e não gerador, mas essa contratação dupla remuneraria o uso da rede e os procedimentos de conexão, diante do uso que ele faz da rede de distribuição. Para microgeração, com

---

<sup>3</sup> MUSD - Montante de Uso do Sistema de Distribuição: potência ativa média, integralizada em intervalos de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, injetada ou requerida do sistema elétrico de distribuição pela geração ou carga, expressa em quilowatts (kW); (REN 414, Aneel).

potência instalada menor que 75 kW, essa alteração não se aplica. Mantêm-se as regras atualmente vigentes.

Além das alterações na compensação da energia e nas condições para conexão de micro e minigeração na rede, uma novidade foi a possibilidade de outra forma de associação na geração compartilhada. Para essa modalidade, são permitidas somente associações de consumidores por meio de consórcio ou cooperativa. A agência incluiu uma nova forma, chamada de Condomínio Voluntário. Ressalta-se que esse tipo de associação ou outras similares deverão ser inscritas no CNPJ e não podem se caracterizar como um modelo voltado à comercialização de energia.



### **3 MODELOS DE NEGÓCIOS FOTOVOLTAICOS**

O avanço de novas tecnologias de geração de energia elétrica, associado à redução de seus custos e a mudanças na regulação, permite a viabilização de novas relações comerciais no setor de eletricidade. A inserção de tecnologias de geração descentralizadas, como os painéis fotovoltaicos, por exemplo, rompe a forma tradicional de fornecimento de energia, caracterizada pela geração centralizada de energia em larga escala, transmitidas até os centros urbanos e distribuída aos consumidores finais.

Segundo Bajay *et al.* (2018), os avanços do setor, o crescimento da indústria e do mercado impulsionam a necessidade de novos modelos de negócios. Neste capítulo, apresenta-se, portanto, o conceito e os modelos praticados no setor fotovoltaico distribuído, tanto no cenário internacional quanto no nacional.

#### **3.1 Definição de Modelo de Negócios**

A GD fotovoltaica, bem como outras fontes de recursos energéticos distribuídos, possibilita ao cliente uma nova visão sobre a geração e o consumo de energia, oferecendo-lhe soluções de acordo com a sua necessidade. Desde as econômicas, com a redução do valor pago pela energia fornecida pela distribuidora, como por motivos ambientais, sociais ou de segurança energética. Assim, ela abre espaço para novos modelos de negócios no mercado de energia.

De acordo com Vilela (2014), não existe uma definição única sobre o que é um modelo de negócios. Zott *et al.* (2010), por exemplo, analisaram 103 publicações sobre o tema e verificaram que mais de um terço delas não definem claramente o conceito de modelo de negócios, e menos de 44% o define enumerando seus principais componentes. Ainda, segundo o autor, as definições existentes se sobrepõem parcialmente, possibilitando, portanto, infinitas interpretações.

De modo geral, pode-se entender o modelo de negócios como a forma de uma organização criar e agregar valor às suas atividades ou produtos, para atender as necessidades de um público específico do mercado, e obter retorno financeiro com isso.

Uma definição simples, bastante difundida no meio acadêmico, utilizada por várias empresas, consultores e aplicada no setor de energia renovável foi proposta por Alexander Osterwalder e Pigneur (2011). (RICHTER, 2011; VILELA, 2014; HOOGRUIN, 2017). Segundo os autores, um modelo de negócios descreve a lógica de criação,

entrega e captura de valor por parte de uma organização. (OSTERWALDER; PIGNEUR, 2011).

Com base na metodologia de gestão estratégica *Balanced Scorecard* (BSC)<sup>4</sup>, desenvolvida por Kaplan, e outras definições de modelos na literatura, Osterwalder e Pigneur (2011) identificaram quatro pilares (ou áreas) básicos que compõem os modelos de negócios:

1. **Produtos (ou Proposta de Valor):** corresponde aos produtos ou serviços oferecidos por uma organização que cria valor (utilidade) para o cliente, satisfazendo suas necessidades;
2. **Clientes:** descreve o público alvo da organização, como ela se relaciona com os clientes e entrega os produtos e serviços oferecidos;
3. **Infraestrutura:** arquitetura necessária para promover a proposta de valor, incluindo os seus ativos, recursos humanos e principais parcerias;
4. **Viabilidade Financeira:** corresponde ao modelo de receita da organização e estrutura de custos, para sustentabilidade dos negócios.

Adicionalmente, o autor detalhou os pilares acima, subdividindo-os em nove componentes-chave inter-relacionados, que resumem toda a lógica de criação e modelagem de um negócio, conforme apresentado na Tabela 1.

---

<sup>4</sup> O *Balanced Scorecard* é uma metodologia de gestão estratégica, desenvolvida no início da década de 1990 por David Norton e Robert Kaplan, que auxilia uma empresa no planejamento e controle de seu desempenho por meio de indicadores.

Tabela 1 - Os Nove componentes de um modelo de Negócios

Pilar	Componentes	Descrição
Produtos	Proposta de Valor	Descreve os produtos e serviços que criam valor para um segmento de clientes específico. Motivo pelo qual os clientes escolhem uma empresa.
Clientes	Segmentos de Clientes	Define os diferentes grupos de pessoas ou organizações que uma empresa busca alcançar, servir e oferecer valor.
	Relacionamento com Clientes	Descreve o tipo de relação que a empresa quer estabelecer com os clientes, podendo ser pessoais até automatizadas.
	Canais	Apresenta como uma empresa se comunica e alcança seus clientes para entregar uma proposta de valor.
Infraestrutura	Recursos Principais	Recursos necessários para fazer o modelo de negócio funcionar. Podem ser físicos, financeiros, intelectuais ou humanos.
	Atividades-Chave	São as ações mais importantes que uma empresa deve executar para fazer seu modelo de negócios funcionar e operar com sucesso no mercado.
	Parcerias Principais	Rede de fornecedores e os parceiros que põem o modelo de negócios para funcionar
Viabilidade Financeira	Fontes de Receita	Descreve como a empresa ganha dinheiro a partir de cada segmento de cliente.
	Estrutura dos Custos	Descreve todos os custos envolvidos na operação de um modelo de negócios.

Fonte: Adaptado de Osterwalder e Pigneur (2011).

A partir desses nove componentes, Osterwalder e Pigneur (2011) desenvolveram um modelo visual para facilitar a elaboração dos negócios, denominado pelos autores de *Business Model Canvas*. Essa ferramenta tem sido aplicada por corporações em seus negócios, como IBM, Ericsson, Deloitte, e empregada em estudos sobre a geração distribuída.

Horváth e Szabó (2018) utilizaram-na para avaliar como os modelos de negócios fotovoltaicos contribuem para superar os obstáculos à difusão da geração distribuída. Richter (2011), por sua vez, empregou os quatro pilares para investigar como as concessionárias de energia da Alemanha moldam seus negócios para lidar com expansão das fontes de energia renováveis. Hoogduin (2017) empregou o *Business Model Canvas* para mapear as principais características dos modelos de negócios fotovoltaicos na Holanda.

Boons e Lüdeke-Freund (2013), com base nos componentes apresentados por Osterwalder e Pigneur, propõem algumas condições básicas para o desenvolvimento de modelos de negócios voltados para soluções sustentáveis. A proposta de valor (ou produto) deve oferecer medidas ecológicas e sociais mensuráveis, bem como motivar os clientes para um consumo responsável. A cadeia de suprimentos da empresa também deve buscar práticas sustentáveis, e o modelo financeiro deve refletir apropriadamente os custos e benefícios dos impactos sociais e questões ecológicas.

Vielha (2014) ressalta que modelos de negócios não devem ser confundidos com estratégias. Os modelos descrevem a estruturação da empresa e a sua lógica de criação de valor, relação entre os clientes e parceiros. A estratégia está relacionada à competição, ou seja, como a empresa se posiciona frente aos concorrentes, para conseguir vantagem competitiva no mercado.

Portanto, em um cenário de expansão dos recursos energéticos distribuídos, em especial, da tecnologia de geração fotovoltaica, a proposta de valor é um elemento-chave para romper as resistências do mercado e oferecer soluções inovadoras aos clientes, propiciando maior penetração da tecnologia no setor elétrico.

### **3.2 Modelos de Negócios Fotovoltaicos no Contexto internacional**

Ao analisar o crescimento da indústria e do mercado fotovoltaico nos Estados Unidos, Frantzis *et al.* (2008) identificaram três gerações de modelos de negócios fotovoltaicos. Inicialmente, o mercado era voltado apenas à venda de equipamentos para os usuários finais, ou seja, o modelo focava na produção, venda e instalação de sistemas fotovoltaicos para conexão à rede da concessionária. Esta atuava de forma passiva, promovendo somente a conexão e o *net metering*. O cliente era o responsável pela compra, pelo financiamento, pela operação e manutenção do sistema. Esse modelo foi denominado pelo autor de Geração Zero.

Posteriormente, com o desenvolvimento do mercado e maior atratividade dos sistemas fotovoltaicos, o modelo evoluiu para a Primeira Geração, não sendo mais o usuário o proprietário do equipamento. O sistema de geração é controlado e operado por terceiros, que os alugam ou vendem a energia gerada pelo SFV. Esse modelo reduz a complexidade da instalação e o risco para o cliente, bem como permite aos terceiros acesso a melhores condições de financiamentos. A concessionária, nesse caso, assume um papel maior como facilitadora.

A Segunda Geração corresponde à integração completa dos sistemas fotovoltaicos à infraestrutura de distribuição. A concessionária torna-se ativa, quanto à propriedade dos sistemas, oferecendo serviços e soluções que envolvam tanto a instalação, como financiamentos, gerenciamento da demanda e armazenamento da energia. É um modelo que ainda está emergindo, pois depende de tecnologias de automação e mecanismos de regulação. Na Figura 13, sintetiza-se essa evolução.

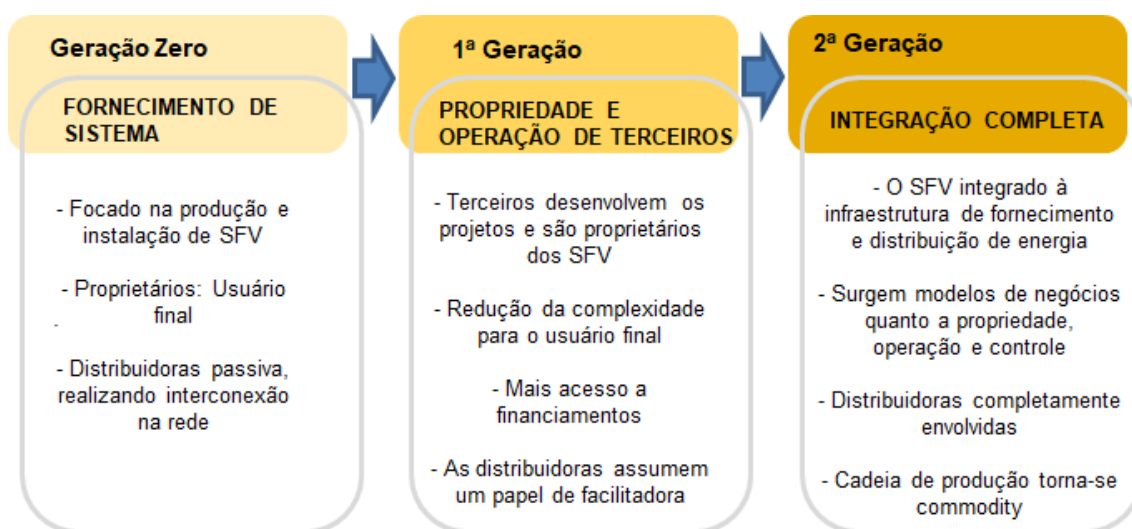


Figura 13 - Evolução dos Modelos de Negócios.

Fonte: Adaptado de Frantzis *et al.* (2008).

A evolução dos modelos de negócios está pautada em quem é o proprietário do sistema de geração. Nesse sentido, Frantzis *et al.* (2008) comentam que os modelos podem ser categorizados de duas formas: pela propriedade e pela aplicação. Quanto à propriedade, existem três categorias: Usuário do Sistema, no qual consumidor é o dono do SFV; Terceiros, quando as instalações não pertencem ao usuário, mas a uma empresa que aluga ou vende a energia ao consumidor final e; Concessionária, quando as distribuidoras são proprietárias dos sistemas de geração distribuídos. Em relação à aplicação, podem ser comerciais ou residenciais, em novas construções ou instaladas em edificações já existentes. Essas classificações estão sumarizadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Classificação dos Modelos de Negócios Fotovoltaicos

Propriedade	Aplicação			
Usuário	Residencial	Residencial	Comercial	Comercial
Terceiros	Novas Construções	Retrofit	Novas Construções	Retrofit
Concessionária				

Fonte: Adaptado de Frantzis *et al.* (2008).

Segundo Vilela e Silva (2017), essa classificação possibilita a criação de vários modelos comerciais para a geração distribuída. Eles são elaborados de acordo com a característica de cada mercado, políticas de incentivos e regulação local. Apesar das várias possibilidades, Castaneda *et al.* (2019) comentam que três princípios modelos podem ser identificados na literatura:

1. Propriedade do Cliente (*Customer-Owned*);
2. Propriedade de Terceiros (*Third Party Ownership*);
3. Comunidade Solar (*Community Solar ou Solar Shares*).

Nota-se que os modelos apresentados seguem a lógica de classificação proposta por Frantzis *et al.* (2008), cujo foco está na forma como o cliente interage com a tecnologia, atuando de forma ativa ou passiva, em relação à aquisição do sistema de geração. Além disso, os modelos não são exclusivos para a geração fotovoltaica, podendo ser empregados para qualquer fonte de geração distribuída.

No modelo Propriedade do Cliente (do inglês *Customer-Owned*), os clientes possuem recursos financeiros suficientes ou facilidades de acesso a financiamentos para comprar o sistema fotovoltaico. Além disso, dispõem de uma área adequada para instalação (telhado ou terrenos), sem sombreamento e localizada em uma região com boa incidência solar. Uma empresa integradora, por exemplo, pode fornecer a solução completa, projetando e instalando todo o sistema de geração na propriedade do cliente.

Dessa forma, o consumidor assume o risco do investimento, do desempenho e da manutenção do sistema (HAMWI; LIZARRALDE, 2017). Por outro lado, torna-se parcialmente ou totalmente independente dos fornecedores de energia convencionais, podendo injetar o excedente de energia na rede e usufruir de benefícios, de acordo com a regulação e os mecanismos de compensação (SAUTER; WATSON, 2007). Na Alemanha, por exemplo, esse modelo associado à *feed-in-tariff* teve um papel importante na difusão do SFV no país.

O modelo Propriedade de Terceiros, conhecido na literatura como *Third-party, Third-parties, Third-party owner, Third-party ownership, Third-party-owned, Third party PV, Solar City model, Third-party financing, Solar services model* ou *Solar energy management service model* (HORVÁTH; SZABÓ, 2018), baseia-se em oferecer os serviços relacionados à geração fotovoltaica e não à venda do produto. A propriedade do sistema de geração é de uma empresa, que oferece a instalação e manutenção dos equipamentos nas instalações do consumidor, por meio de aluguel ou venda da eletricidade, firmando contratos de longos prazos com o cliente (HAMWI; LIZARRALDE, 2017).

Esse modelo emergiu nos Estados Unidos, em 2005, inicialmente aplicado ao setor comercial, mas expandiu-se rapidamente para o setor residencial. Em 2014, esse modelo representava 72% dos sistemas solares residenciais no país. Adicionalmente, o modelo passou a ser adotado em outros países, como Holanda, Dinamarca, China e Alemanha (HORVÁTH; SZABÓ, 2018).

De acordo com Villela (2014), esse modelo elimina as barreiras financeiras e os riscos tecnológicos ao usuário, como os altos custos iniciais de aquisição do sistema, necessidade de adquirir um financiamento e riscos relacionados à tecnologia, como a manutenção, o rendimento e sua obsolescência, que são assumidos por terceiros. Horváth e Szabó (2018) complementam que os clientes já contam com uma economia na fatura de eletricidade desde o primeiro mês, e que não precisam se preocupar com o longo período de retorno financeiro desse tipo de tecnologia.

O terceiro modelo, Comunidade Solar, corresponde a uma solução inovadora para diminuir os custos de aquisição de um SFV e para usuários que não possuem local adequado para gerar a sua própria energia. Nesse modelo, um grupo de consumidores se une para compartilhar a geração de uma planta de maior escala, localizada em um único local específico, por meio de virtual *net-metering*.

A planta pode ser operada e administrada por diferentes organizações, incluindo as concessionárias locais, cooperativas e desenvolvedores de projetos solares (HORVÁTH; SZABÓ, 2018). Segundo Villela *et al.* (2017), os interessados nesse modelo são locatários de imóveis, empresas comerciais que alugam edifícios, residências com sombreamento ou sem condições estruturais para instalar um sistema fotovoltaico.

Na literatura, dois termos são usualmente utilizados para expressar esse tipo de modelo: Community Solar e Shared Solar. Entretanto, Augustine e McGavisk (2016 apud VILELA

E SILVA, 2017) ressaltam que há uma diferença entre os modelos: no Community Solar o cliente pode comprar uma parte do sistema de geração, enquanto que no Shared Solar há apenas compra de energia. Assim, diferenciam-se quanto à propriedade da geração compartilhada, que pode ser parte do cliente ou de terceiros.

Nos Estados Unidos, a primeira Comunidade Solar surgiu em 2006, com uma capacidade instalada de 36 kW, atendendo a 73 consumidores. Desde então, o modelo cresce significativamente no país. Em 2017, havia mais de 180 comunidades solares, espalhadas em 29 Estados, totalizando uma potência de 250 MW (CAREY *et al.*, 2017).

Com a presença de novos modelos para fornecimento de energia, as concessionárias de energia deverão se adaptar para evitarem a perda de receita e para se beneficiarem da difusão em larga escala da GD. Gouvêa (2019) apresenta três modelos para atuação dessas empresas:

1. Distribuidoras como proprietárias dos ativos;
2. Distribuidoras como financiadoras de ativos;
3. Distribuidoras contratam energia para revender.

No primeiro modelo, os equipamentos de geração e a energia injetada pertenceriam à concessionária, que atuaria instalando os sistemas nas dependências dos consumidores residenciais ou comerciais, prestando manutenção e demais serviços. Em contrapartida, os clientes receberiam um aluguel pela disponibilização do espaço para a instalação. Além disso, a distribuidora continuaria vendendo a energia, possibilitando, inclusive, melhor planejamento e controle da inserção da GD na sua área de concessão.

Como financiadora de ativos, elas não seriam proprietárias dos SFVs, mas atuariam oferecendo empréstimos e financiamentos para os consumidores adquirirem o sistema de geração. Comportariam, portanto, como um banco, e seus clientes seriam os proprietários dos equipamentos e da energia gerada.

Na última sugestão de atuação, a distribuidora compraria a energia gerada por terceiros, a partir de contratos bilaterais do tipo PPA - *Power Purchase Agreement*, e a revenderia aos consumidores, conforme modelo tradicional.



### 3.3 Business Model Canvas

Os modelos de negócios apresentados ofertam diferentes soluções aos clientes para terem acesso à tecnologia de geração fotovoltaica. São estruturados de acordo com a legislação e incentivos de cada país e, principalmente, em função da proposta de valor que buscam ofertar ao mercado.

De modo a fornecer uma perspectiva geral de como eles são organizados, Harvárd e Szabó (2018), por meio do *Business Model Canvas*, mapearam as principais características dos três modelos de negócios. O resultado está sintetizado na Tabela 3.

Tabela 3 - Business Model Canvas dos Principais Modelos de Negócios Fotovoltaicos

<b>Componentes</b>	<b>Host-Owned</b>	<b>Third-party-owned</b>	<b>Community-shared</b>
Proposta de valor	<p>Sistemas fixos (Kits fotovoltaicos)</p> <p>Sistema individual</p> <p>Independência da concessionária</p> <p>Reduzir a conta de energia</p> <p>Benefícios do feed-in tariffs, se existir.</p> <p>Reduz risco do investimento</p> <p>Benefícios tributários</p> <p>Programas especiais de financiamento</p>	<p>Sem custo inicial de aquisição</p> <p>Redução imediata da conta de energia</p> <p>Preço competitivo da energia</p> <p>Previsão do custo da energia</p> <p>Remove custos de operação e manutenção</p> <p>Reduz riscos tecnológicos</p> <p>Possibilidade de instalação individual</p>	<p>Uso de um SFV sem necessidade de hospedagem</p> <p>Diminuição das barreiras financeiras e de custo</p> <p>Flexibilidade</p> <p>Reduz a fatura de energia</p>
Segmento de Clientes	<p>Residências</p> <p>Fazendas</p> <p>Pequenas e médias empresas</p>	<p>Residências</p> <p>Fazendas</p> <p>Empresas</p> <p>Instituições públicas</p> <p>Investidores públicos e privados</p>	<p>Residências</p> <p>Bancos</p> <p>Companhias que têm imóveis alugados</p> <p>Organizações sem fins lucrativos</p> <p>Universidades</p>

(Continua...)

Tabela 3 – Cont.,

<b>Componentes</b>	<b>Host-Owned</b>	<b>Third-party-owned</b>	<b>Community-shared</b>
Relacionamento com Clientes	Interação direta com o cliente Contato online Contato direto Personalizado	Contratos de longo prazo Contato online	Contato online Contato direto Personalizado
Canais	Representantes de vendas Website Marketing multinível Canais personalizados	Representantes de vendas Website Conferências e eventos Mídia	Representantes de vendas Programas educacionais Website Conferências e reuniões Mídia
Recursos Principais	Conhecimento técnico Equipe especializada Visibilidade da empresa Imagem da marca Conhecimento do mercado	Base de clientes Software de gerenciamento Funcionários especializados	Comprar dos Sistemas Operação e Manutenção Base de Clientes Infraestrutura de TI Representantes de Vendas Equipe de trabalho
Atividades Chave	Turnkey Vendas de Kits fotovoltaicos Serviço de suporte ao cliente Seguros de SFV Marketing	Aluguel ou PPA Gerenciamento de fundos Turnkey Documentação, licenças Operação e manutenção Venda de certificados de energia renovável	Gerenciamento de assinantes Instalação Sistema de compras Manutenção e operação Conformidade regulatória Relatório dos dados

(Continua...)

Tabela 3 – Cont.,

<b>Componentes</b>	<b>Host-Owned</b>	<b>Third-party-owned</b>	<b>Community-shared</b>
Parcerias Principais	Fabricantes Concessionária Bancos	Bancos e grandes corporações Concessionárias Produtores e revendedores de SFV Consultores Seguradoras Escritórios de advocacia Empresas de manutenção	Concessionárias Companhias de construção Produtores e vendedores
Fontes de receitas	Instalação dos SFV Manutenção Reparação Consultoria Vendas de Kit fotovoltaicos	PPA - Power Purchase Agreements <i>Leasing</i> Locação Subsídios e incentivos governamentais Incentivos estaduais Taxas de desenvolvimento e monitoramento	Vendas de cotas solares Assinaturas Incentivos estaduais Incentivos tributários Depreciação acelerada
Estrutura dos custos	Custo de venda Estoque Inventário Salários	Custos gerenciamento do PPA e <i>leasing</i> Aquisição de investimentos Custo de marketing Estoque	Desenvolvimento inicial da infraestrutura Operação e Manutenção Custos de TI Salários

Fonte: Adaptado de Horváth e Szabó (2018).

Conforme descrito na Tabela 3, o *modelo Host-Owned* oferece ao cliente a vantagem de produzir sua própria energia, acarretando redução da fatura da distribuidora. Os consumidores são influenciados por mecanismos de incentivos, como o *feed-in tariffs*, que impacta retorno e risco do investimento. Para isso, uma das atividades-chave é o investimento em propaganda e equipe de venda, pois a receita desse modelo de negócio é proveniente da venda e instalação dos SFV.

Por outro lado, *Third-party-owned* remove a barreira de alto investimento inicial e proporciona aos locatários a redução imediata da conta de energia, com preços competitivos, sem sofrerem flutuações. Entretanto, devem firmar contratos de longos prazos com as empresas fornecedoras. Para consumidores que querem usufruir da tecnologia, mas não possuem área disponível ou vivem em imóveis alugados, por exemplo, *Community-shared* apresenta-se como boa solução, oferecendo flexibilidade por meio de cotas de geração de uma grande usina.

Os segmentos de clientes de cada modelo correspondem ao grupo de consumidores interessados nesse tipo de geração. Segundo Frantzis *et al.* (2008), membros do *Host-Owned* são geralmente os adotantes iniciais da tecnologia, motivados pela independência energética e pelo meio ambiente. No *Third-party-owned* e *Community-shared*, o foco está nos consumidores que não podem pagar os altos custos iniciais.

Pelo fato de assumirem os riscos, os dois últimos modelos exigem maior estrutura e parceiros estratégicos para sucesso da organização. Os modelos estão associados ao gerenciamento e à manutenção das instalações, requerendo equipes especializadas para os projetos, para captura dos clientes e para elaboração dos contratos. Em razão do alto investimento, parcerias com bancos e investidores são essenciais para viabilização do empreendimento.

### **3.4 Barreiras para Expansão da Geração Fotovoltaica no Mercado Global**

O mercado global de energia solar fotovoltaico cresceu de forma significativa nos últimos anos. Em 2018, a capacidade total instalada alcançou 505 GW em todo o mundo, o que equivale a um crescimento 36 vezes maior que o total de 2008. Somente em 2018, foram adicionados ao mercado mais de 100 GW de capacidade. A alta demanda, em mercados emergentes e na Europa, associada às contínuas reduções dos preços, contribuiu para esse crescimento. (REN21, 2019).

Apesar da redução dos custos, na maioria dos países, existe a necessidade de incentivos e políticas públicas para apoio à energia solar, sendo, ainda, o *feed-in tariffs* o principal vetor de incentivo. Além disso, outros desafios, como a instabilidade regulatória em muitos países e o acesso a financiamentos, precisam ser superados, para que a energia solar fotovoltaica se torne importante fonte de eletricidade em todo o mundo. (REN 21, 2019).

Segundo SITAWI (2016), os principais fatores que impulsionam o crescimento da geração distribuída são:

- **Redução do Custo da Tecnologia:** proporciona maior competitividade das tecnologias de GD frente a geração centralizada;
- **Incentivos Fiscais:** reduzem o capital inicial a ser investido e o custo total do projeto;
- **Custo da Energia:** viabilizam a competitividade da GD devido aos altos custos da tarifa de energia dos consumidores;
- **Metas de Renováveis:** a definição de metas de participação de energias renováveis na matriz elétrica do país impulsiona o desenvolvimento de programas de incentivo e fomento a GD;
- **Alterações Regulatórias:** a implementação de marcos regulatórios propícios, como o *net metering*, *feed-in tariffs* e a tarifação horária, incentivam a instalação de sistemas distribuídos;
- **Novos Modelos de Negócios/Financiamentos:** a introdução de novos modelos de negócios, como *leasing* solar, PPAs e financiamentos públicos, reduzem o investimento inicial, melhorando a rentabilidade do projeto.

Destaca-se, entre esses fatores, a importância de modelos de negócios inovadores para alavancar a inserção da GD, desenvolvendo produtos e soluções criativas para superar as barreiras do mercado. Em seu estudo, Horváth e Szabó (2018) identificaram os principais fatores que dificultam a adoção, agrupados em 5 (cinco) grupos principais de barreiras, conforme apresentado na Tabela 4.

As barreiras financeiras e de rentabilidade estão relacionadas aos altos custos iniciais para aquisição dos sistemas, que resultam em um longo período de retorno dos investimentos, diminuindo a demanda pelo produto, especialmente para o setor residencial. Além disso, há os custos adicionais, como a manutenção e operação, bem como os custos relacionados à conexão do SFV à rede da concessionária. As linhas de financiamento nem sempre são atrativas ou estão disponíveis para determinadores

setores, inibindo a buscas de empréstimos para compensar a falta de recursos para compra do sistema de GD.

Segundo Horváth e Szabó (2018), a conscientização e informação dos clientes são elementos fundamentais no mercado de energia renovável. Determinados segmentos de clientes não são qualificáveis, dada a falta de conhecimento da tecnologia ou de informações sobre os benefícios da energia renovável. Barreiras comportamentais e preocupações relacionadas a investimentos influenciam a decisão do cliente. Em geral, as pessoas têm aversão ao risco e não reconhecem as vantagens oferecidas pela tecnologia.

Tabela 4 - Barreiras para adoção da GD

<b>Barreiras</b>	<b>Principais fatores</b>
Financeiras e de Rentabilidade	Alto investimento Inicial
	Falta de recursos financeiros
	Custos Adicionais
	Rentabilidade
	Empréstimos
Conscientização e Comportamentais	Falta de conhecimento e informação
	Ausência de clientes qualificados
	Desinformação sobre os benefícios da GD
	Barreiras comportamentais e preocupações
Regulatórias e Institucionais	Deficiências na estrutura legal
	Questões sobre tributação, <i>feed-in-tariffs</i> ou <i>net metering</i>
	Preço da eletricidade
	Instabilidade regulatória
Tecnológicos	Capacidade do Grid
	Segurança no suprimento
	Risco de performance
Recursos da Empresas	Falta de competência
	Falha no portfólio de produtos
	Falhas no gerenciamento ou nas habilidades dos negócios

Fonte: Adaptado de Horváth e Szabó (2018).

Barreiras regulatórias e institucionais estão relacionadas às deficiências da legislação, à ausência de políticas ambientais e energéticas em determinados governos, e à instabilidade regulatória. As alterações nos mecanismos de incentivos, como o *feed-in*

*tariff* ou *net metering*, a falta de subsídios tributários ou o baixo preço da energia convencional, combinados com os altos custos dos SFVs, formam uma série de barreiras para implantação da tecnologia. Portanto, a estabilidade regulatória e os programas de governos são fundamentais para aumentar a confiabilidade do consumidor e para atrair investidores.

A capacidade e confiabilidade da rede elétrica para absorver o aumento do número de conexões, bem como a produtividade dos sistemas fotovoltaicos, constituem questões críticas, do ponto de vista tecnológico. A rede da concessionária deve ser capaz de absorver as alterações no fluxo da energia e promover a segurança no suprimento. Dessa forma, investimentos em tecnologia são fundamentais para garantir a qualidade da rede. Quanto aos SFVs, um desempenho baixo da geração influenciará negativamente o retorno do investimento, desestimulando a aquisição.

A última barreira mencionada pelos autores refere-se à falta de competência técnica e gerencial na condução dos negócios por parte de algumas empresas. As concessionárias de energia, por exemplo, não desenvolveram seus negócios, produtos ou serviços para criar valor da GD no segmento de clientes residenciais. Companhias que atuam no mercado apresentam deficiências na gestão de seus negócios e qualificação técnica, atividades-chave para criação de valor e operacionalização da empresa.

### **3.5 Mercado no Brasil**

O mercado para o desenvolvimento da MMGD corresponde aos consumidores cativos de energia<sup>5</sup>, ou seja, aqueles que compram diretamente e compulsoriamente a energia da distribuidora da região onde estão atendidos. São consumidores com demanda contratada de até 500 kW, que não podem escolher livremente seu fornecedor de energia, nem negociar as tarifas de consumo, que são fixadas pela Aneel (ABRACEEL, 2019). De acordo com a CCEE (2019), esse mercado corresponde a 68% da energia elétrica consumida no país.

Conforme ilustrado na Figura 14, a MMGD fotovoltaica se desenvolveu em todos os setores da economia. O setor residencial e o comercial totalizam 90,72% das conexões, seguidos pelo setor rural com 5,96%, e o industrial com 2,73%. Em relação à tensão da rede onde as unidades consumidoras são atendidas, somente 2,18% pertencem ao Grupo A, atendido

---

<sup>5</sup> Os consumidores são divididos conforme a contratação da energia: cativos ou livres. Os consumidores livres podem escolher livremente seus fornecedores de energia, negociando diretamente com os geradores ou comercializadores.

com tensão igual ou superior a 2,3 kV, com aplicabilidade da tarifa binômica (demanda e consumo). O Grupo B, com tarifa 100% volumétrica, atendido em baixa tensão, compreende 79,87% da potência fotovoltaica instalada (ANEEL, 2019a).

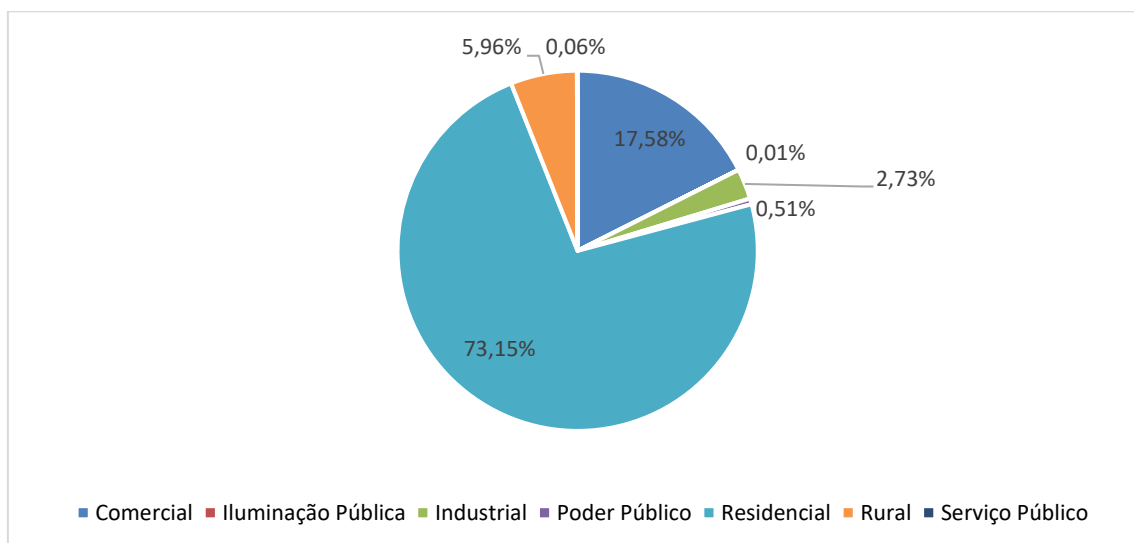


Figura 14 - Classe de consumo com MMGD Fotovoltaica.

Fonte: Elaboração própria com base em Aneel (2019a).

Em uma pesquisa de satisfação com 83 consumidores de MMGD, realizada pela Aneel em 2014, cerca de dois anos após a promulgação da REN 482, observou-se que a principal motivação para eles adquirirem um sistema de geração foram as questões relacionadas à sustentabilidade que esse tipo de geração proporciona. O retorno financeiro corresponde a 29% da motivação, enquanto o desenvolvimento sustentável apresentou um percentual de 45% dentre os entrevistados. (ANEEL, 2015)

Com a difusão da MMGD impulsionada pela REN 687, associada ao aumento das tarifas de energia e à redução dos custos do SFV, o perfil dos consumidores mudou. Segundo estudo estratégico da Greener (2019a), realizado no período de 03 de dezembro de 2018 a 09 de janeiro de 2019, com 760 empresas atuantes no mercado de GD, para 92,9% dos clientes, a principal motivação para comprarem um sistema fotovoltaico foi a economia de energia. A sustentabilidade representou apenas 2,3% dos entrevistados.

De 2013 a 2018, houve uma redução de cerca de 30% dos preços dos SFV no mercado brasileiro (IDEAL, 2019). Segundo Greener (2019a), de junho de 2018 a janeiro de 2019 houve uma redução média de 7,5% no preço final do sistema fotovoltaico. Na Figura 15, apresenta-se o custo médio dos sistemas fotovoltaicos para clientes finais no ano de 2019, de acordo com a potência dos sistemas. O preço final engloba toda a infraestrutura para geração, bem como a mão de obra para instalação. Percebe-se claramente o ganho de



escala na instalação de sistemas de maior porte. Em uma planta 5MWp, o preço final chega a R\$3,39 R\$/Wp. No entanto, nota-se que os preços se aproximam para grandes capacidades, sinalizando que o ganho de escala é limitado.

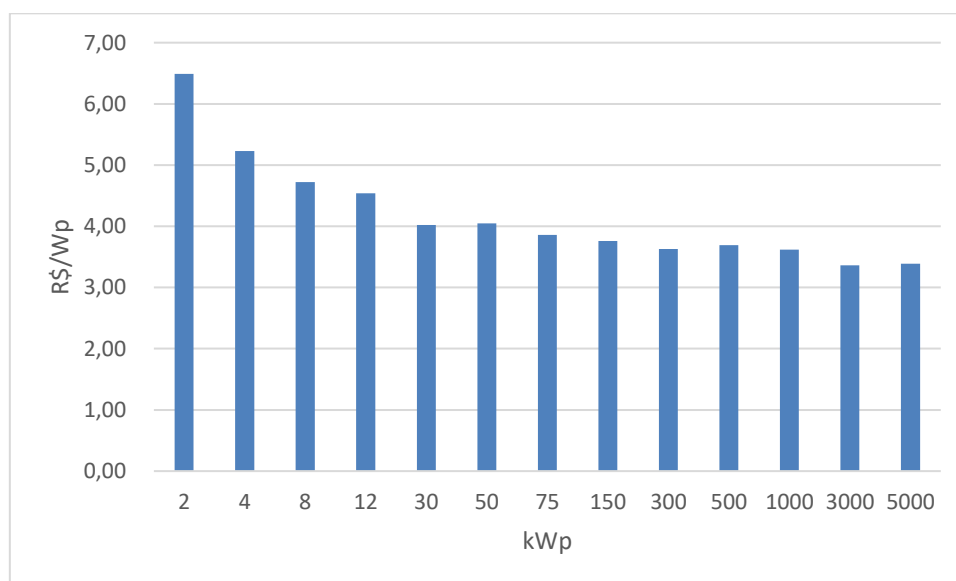


Figura 15 - Preços dos SFV no mercado brasileiro.

Fonte: Elaboração com base em dados da Greener (2019a).

O nicho de mercado é um ponto-chave para determinar quem tem condições de adquirir um SFV, ou seja, determina os segmentos de clientes aptos a comprar o produto. Segundo a EPE (2019b), dados os custos iniciais da tecnologia, somente domicílios com maior renda teriam condições de adquiri-la. Ela considera que o potencial de mercado é formado por domicílios com renda superior a três salários mínimos, que representou um grupo de 17,5% do total de domicílios no país em 2018. Entretanto, Konzen (2014) ressalta que o estímulo à adoção da tecnologia varia de acordo com a atratividade econômica e o perfil de investimento de cada consumidor, ou seja, está relacionada, quanto à sua percepção, ao risco e retorno financeiro da aquisição do sistema.

Estima-se que existam mais de 3 mil empresas no Brasil atuando no setor de energia solar fotovoltaica. Cerca de 70 linhas de financiamento para projetos de geração distribuída fotovoltaica para residências e pequenos comércios são oferecidas tanto por bancos públicos quanto por bancos privados, com taxas de juros variando entre 0,9% e 1,3% ao mês. (IDEAL, 2019).

### 3.6 Modelos de Negócios no Brasil

A REN 482 possibilitou o desenvolvimento de um novo mercado para MMGD no Brasil. Segundo Rubin (2018), há quatro modelos de negócios possíveis no país:

1. *Turnkey* (ou Aquisição)
2. Compra Coletiva
3. Locação
4. *Leasing*

Os modelos podem ser classificados de acordo com quem possui a propriedade do sistema fotovoltaico, conforme sugerido por Frantzis *et al.* (2008), e demonstrado na Tabela 5. Nos modelos de *Turnkey* e Compra Coletiva, a propriedade do sistema de geração é do cliente, ou seja, do próprio usuário, enquanto na Locação e *Leasing* ele detém somente a posse, sendo a propriedade de Terceiros, ou seja, de uma empresa ou investidor.

Tabela 5 - Principais Modelos de Negócios Fotovoltaicos no Brasil

Propriedade	Modelos de Negócios	
<b>Usuário</b>	<b><i>Turnkey</i></b> Venda e instalação do SFV pela empresa ao cliente	<b>Compra Coletiva</b> O consumidor é proprietário de parte de uma usina, vendida em cotas.
<b>Terceiros</b>	<b>Locação</b> O SFV é alugado para o cliente	<b><i>Leasing</i></b> O SFV é arrendado ao cliente por um determinado período e, ao final do contrato, pode adquiri-lo por um valor residual.

Fonte: Rubin (2018).

Cada modelo apresenta uma proposta de valor ao cliente, de acordo com suas necessidades e barreiras para aquisição. Além disso, movimenta uma cadeia de serviços associados à implantação dos projetos, compreendidos basicamente por agentes integradores, responsáveis pelos fornecimentos dos sistemas, projetos e trâmites legais; por instaladores, responsáveis pela instalação dos SFVs; e por agentes de manutenção, que promovem o acompanhamento e manutenção dos equipamentos (TOLMASQUIM, 2016).

A seguir, apresentam-se o funcionamento dos modelos acima, suas principais características e correlações com as modalidades de compensação estabelecidas pela REN 482.

### 3.6.1 Turnkey

*Turnkey* corresponde ao modelo clássico de aquisição de um sistema de geração fotovoltaico. Uma empresa fornece a solução completa para o cliente: projeta, vende, instala e entrega o SFV operando para o usuário. O cliente se torna o proprietário final do equipamento, gerando e compensando o excedente da energia na rede, por meio do *net metering*. Esse modelo é apresentado na Figura 16.

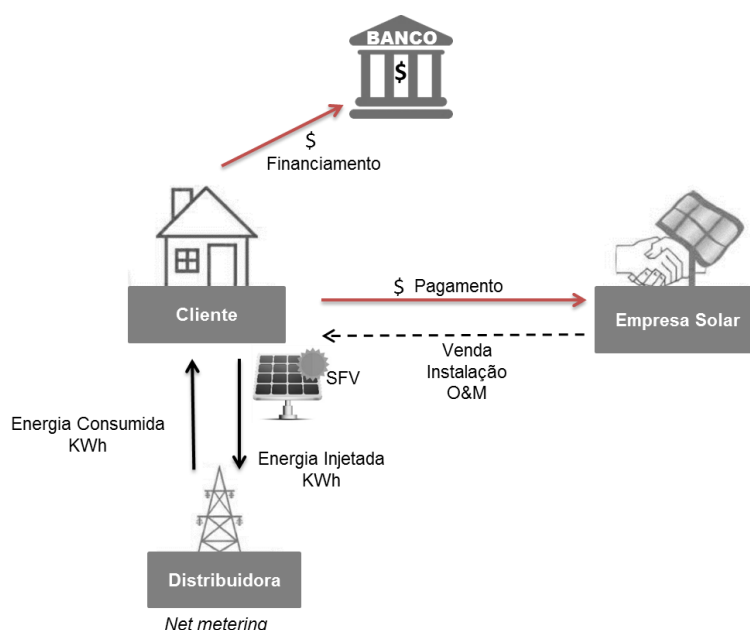


Figura 16 - Modelo de Negócio *Turnkey*.

Fonte: Elaboração própria com base em Cela (2016).

O cliente, consumidor cativo do mercado de energia, pode adquirir o SFV por meio de pagamento à vista, financiado com o banco ou diretamente com a empresa fornecedora da solução, que compra o kit fotovoltaico do distribuidor e faz a venda parcelada para o cliente final, com juros embutidos (GREENER, 2019a).

Segundo estudo estratégico do mercado fotovoltaico de geração distribuída brasileiro, realizado pela Greener (2019a), 40,4% dos SFV são pagos à vista e 39,6% utilizam financiamento bancário como forma de pagamento. O parcelamento via empresa integradora corresponde a 13,9%.

A proposta de valor compreende a redução dos custos da energia do cliente e questões relacionadas à sustentabilidade, geração limpa de baixo impacto ambiental e também ao retorno do investimento. Além disso, a empresa oferece uma solução completa e independente de geração, motivando o cliente a adquirir o sistema. A fonte de receita da empresa integradora depende da quantidade de sistemas vendidos, manutenção do sistema no cliente e, ou juros do financiamento, quando for o caso.

O retorno financeiro do cliente é com base no consumo evitado e *net meeting*, remunerado à tarifa da distribuidora e compensado localmente ou remotamente, de acordo com a disponibilidade de espaço para a instalação do sistema. Entretanto, ele arca com o custo de aquisição, assume os riscos da tecnologia (rendimento, degradação, furtos etc.) e o custo de operação e manutenção do sistema.

### **3.6.2 Compra Coletiva**

O estabelecimento das modalidades de geração compartilhada e empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras, dado pela REN 687, permitiu ao mercado ofertar ao cliente uma nova forma de aquisição de um SFV.

No modelo de Compra Coletiva, ilustrado na Figura 17, os consumidores podem se reunir, por meio de cooperativas (pessoas físicas), consórcios (pessoas jurídicas) ou condomínios, e adquirir uma única planta de geração. Essa planta é dividida em cotas de energia, de acordo com o aporte financeiro de cada cliente. A energia do SFV é injetada na rede, gerando créditos que serão alocados a cada integrante da geração compartilhada.

Nesse modelo, os participantes podem usufruir dos mesmos benefícios de um consumidor que adquiriu um sistema fotovoltaico para autoconsumo remoto. Entretanto, dado o aumento de escala da usina, necessário para atender vários usuários, há ganho de CAPEX e OPEX<sup>6</sup> no projeto. O preço final do SFV diminui, conforme demonstrado anteriormente na Figura 15.

---

<sup>6</sup> CAPEX – *Capital Expenditure*, expressão inglesa que corresponde ao montante de investimentos realizados em equipamentos e instalações. OPEX - *Operational Expenditure* refere-se ao custo associado à manutenção dos equipamentos.

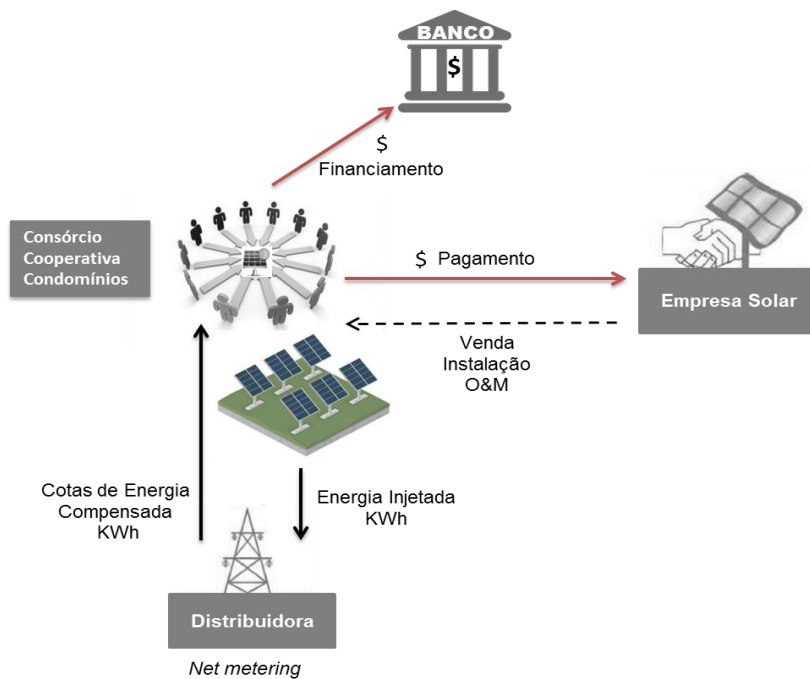


Figura 17 - Modelo de Negócio Compra Coletiva.

Fonte: Elaboração própria. Figuras Cella (2016).

Tem-se, portanto, a redução dos custos de investimento como a principal proposta de valor do modelo. Adicionalmente, oferece a possibilidade de geração para unidades consumidoras que não possuem telhado ou espaço disponível para instalação própria de um SFV, proporcionando-lhes uma redução da fatura de energia a partir dos créditos gerados.

O alcance de mercado para a empresa solar aumenta, nesse caso, pois reduz a barreira de investimento e de ausência de telhados, atraindo um novo segmento de clientes. Além disso, possibilita a venda de usinas de maior escala.

A desvantagem para o cliente desse modelo está na burocracia para formar os consórcios e as cooperativas, bem como suas taxas de administração. Para usinas com potência acima de 75 kW, haverá pagamento de demanda contratada. Além disso, apesar de elas permitirem um autoconsumo remoto, a compensação da energia não possui isenção do ICMS estabelecido pelo Convênio ICMS 16/2015, salvo no Estado de Minas Gerais.

### 3.6.3 Locação

Romper a barreira de alto investimento inicial para instalação de um SFV é a proposta do modelo de negócio do tipo Locação. Nesse modelo, o cliente detém somente a posse do equipamento, que é propriedade de um terceiro. Uma empresa investe em um SFV e oferece a instalação ao cliente, por meio de contratos de aluguel. Por assumir os custos

iniciais, a empresa pode financiar a aquisição do sistema e captar recursos através de outros investidores, compartilhando os riscos.

Duas formas de locação são possíveis: alugar um SFV para um único cliente ou alugar cotas (ou lotes) de energia de uma usina solar. No primeiro modelo, ilustrado na Figura 18, o SFV é oferecido a um grande consumidor, em geral, comercial ou industrial de pequeno porte. A planta é instalada no local (propriedade ou posse) do cliente, junto à carga ou remotamente. O valor da locação é estabelecido com base no custo evitado de energia gerada pelo sistema fotovoltaico e no tempo de contrato. Para um tempo de contrato de 10 anos, é aplicado o desconto de 10% no valor da economia, podendo chegar a 20% para contratos de 20 anos. (DINIZ, 2017).

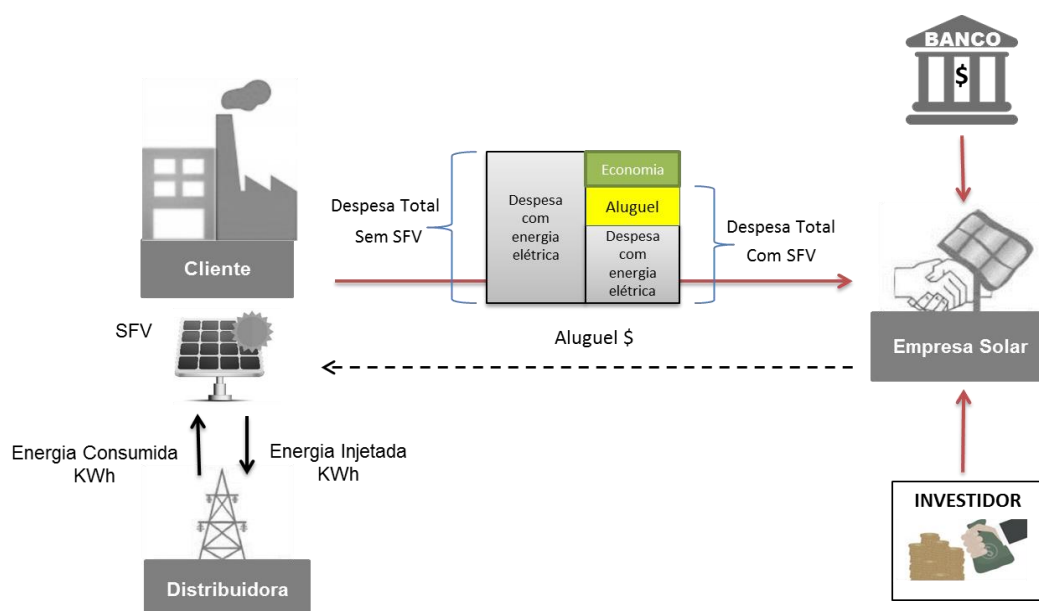


Figura 18 - Modelo de Negócio: Locação para um único cliente.

Fonte: Elaboração própria. Figuras Cella (2016).

Diniz (2017) destaca que, do ponto de vista operacional, esse modelo é semelhante à locação de geradores a diesel, com riscos e níveis de complexidade diferentes. O consumidor gera a sua própria energia, substituindo o valor pago à distribuidora local pelo aluguel do equipamento. Ainda, de acordo com o autor, esse modelo é viável para sistema de maior porte, acima de 10 kWp, e com contrato mínimo de 10 anos.

Dependendo da capacidade do SFV alugado, o cliente pode diminuir praticamente toda a sua despesa de energia com a distribuidora, ficando somente com o custo do aluguel, manutenção do sistema e com o custo de disponibilidade ou demanda contratada, de acordo com sua classificação (Grupo A ou B). Dependendo do contrato, o locador pode

assumir a operação e manutenção do sistema, embutindo esse custo no valor final da locação.

A segunda forma de locação, conhecida também como Comunidade Solar, Fazenda Solar ou Modelo de Assinatura, uma empresa em parceria com investidores constrói uma planta de maior escala (limitada a 5MW pela REN 482) e alugam frações dessa usina (lotes) para os clientes. A energia gerada é totalmente injetada na rede e compensada proporcionalmente aos consumidores que adquirirem os lotes, conforme Figura 19.

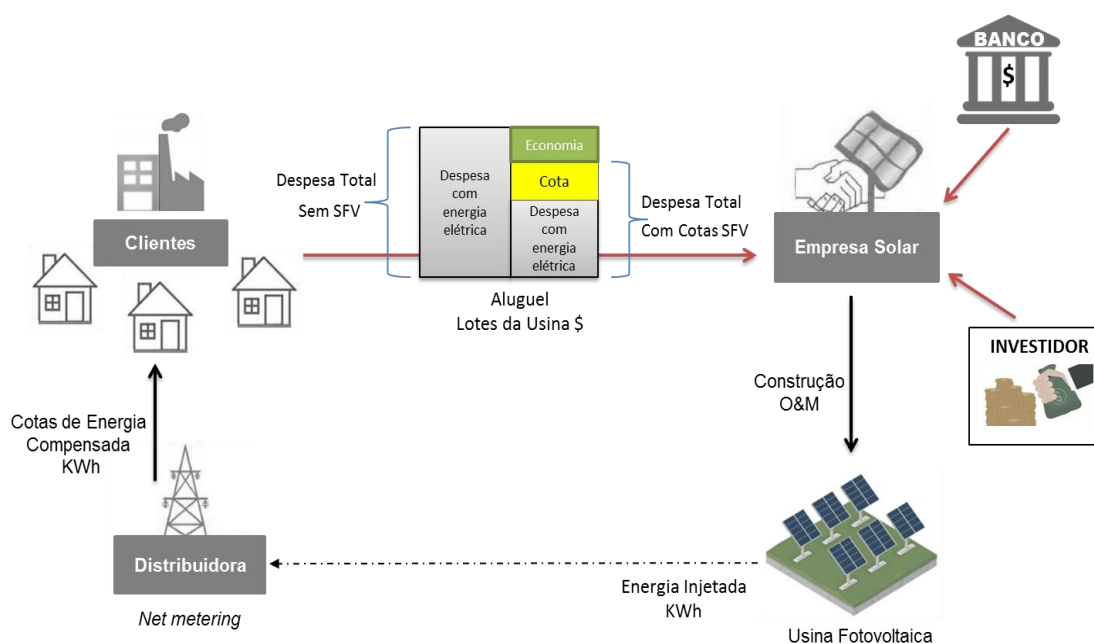


Figura 19 - Modelo de Negócio: Locação de lotes de uma usina.

Fonte: Elaboração própria. Figuras Cella (2016).

De forma semelhante ao primeiro modelo de locação, a proposta de valor está na possibilidade de geração de energia solar sem necessidade de investimento do cliente, pagando um valor de aluguel inferior ao custo de energia tradicional da concessionária. O valor do aluguel é determinado a partir da economia gerada para a locatária e do plano de assinatura (tempo de contratação), que pode ser mensal, semestral ou anual, proporcionando flexibilidade ao cliente. Quanto maior o tempo de contratação, maior é o desconto oferecido ao cliente.

Como as plantas são maiores, há otimização do CAPEX e de rendimento do SFV, pois podem ser instaladas em regiões de boas condições solarimétricas. Além disso, permitem alcançar maior nicho de mercado que o modelo de locação para um único cliente, diminuindo, assim, o risco de inadimplência. Entretanto, por ser enquadrada na modalidade

de geração compartilhada, não possui o benefício tributário do Convênio ICMS 16/2015, válido somente para modalidade de compensação junto à carga e autoconsumo remoto.

### **3.6.4 Leasing**

Classificado na legislação brasileira como contrato de arrendamento mercantil, o modelo *Leasing* é semelhante ao modelo de locação. O cliente não compra o sistema fotovoltaico, mas o aluga e paga mensalidades fixas de acordo com o contrato. Entretanto, ao final do contrato, ele tem a opção de comprar o equipamento pelo valor residual.

Apesar de poder ser realizado por bancos ou sociedades de arrendamento, esse modelo ainda está em desenvolvimento no Brasil. É um modelo com grande potencial de crescimento e já praticado nos Estados Unidos, pelas empresas *SolarCity* e *SunRun*. (GREENER, 2018).

A principal dificuldade de implantação desse modelo está relacionada à baixa liquidez dos equipamentos, que impede de utilizá-lo como garantia, caso haja inadimplência do cliente. Além disso, é exigida carta fiança, seguros e demais garantias, diminuindo a atratividade.

Uma operação que se assemelha ao *Leasing*, praticado por empresas que trabalham com locação, consiste em oferecer aos locatários a possibilidade de compra do SFV após retorno financeiro do negócio. Assim, o locatário pode comprar o produto já depreciado e o locador evita a obrigatoriedade de descomissionamento da planta após o término do contrato.

### **3.7 Pilares e Riscos dos Negócios**

Cada modelo de negócio apresentado acima busca ofertar um valor ao cliente, reduzindo a resistência do consumidor ao uso de sistemas fotovoltaicos. Os quatro pilares básicos dos negócios estão elencados na Tabela 6. Considerando-se a similaridade dos modelos de Locação e *leasing*, eles foram tratados junto na análise.



Tabela 6 - Os quatros pilares dos modelos de negócios fotovoltaicos

Pilares	Modelos		
	<i>Turnkey</i>	Compra Coletiva	Locação/ <i>Leasing</i>
Produtos (Proposta de Valor)	<p>Redução dos custos com energia</p> <p>Retorno do investimento</p> <p>Sustentabilidade</p> <p>Independência</p>	<p>Preço competitivo</p> <p>Redução do investimento</p> <p>Menores custos de OPEX</p> <p>Ganho de escala</p>	<p>Tarifa fixa de energia</p> <p>Previsibilidade</p> <p>Economia dos custos com energia</p> <p>Flexibilidade</p> <p>Sem necessidade de investimento</p> <p>O&amp;M sem custos</p>
Clientes	<p>Residências</p> <p>Comércios</p> <p>Pequenas Indústrias</p>	<p>Condomínios, Consórcio/Cooperativas</p> <p>Consumidores sem áreas disponíveis para instalação do sistema</p> <p>Imóveis alugados</p>	<p>Comercial, pequenas indústrias</p> <p>Grandes consumidores de energia do mercado cativo</p> <p>Imóveis alugados</p> <p>Consumidores sem áreas disponíveis para instalação do sistema</p>
Infraestrutura	<p>Equipe especializada</p> <p>Fornecedores</p> <p>Equipe de venda</p> <p>Marketing</p>	<p>Equipe especializada</p> <p>Fornecedores</p> <p>Equipe de venda</p> <p>Marketing</p>	<p>Equipe especializada</p> <p>Fornecedores</p> <p>Software de gerenciamento</p> <p>Estrutura para venda</p> <p>Apoio jurídico para os Contratos</p> <p>Bancos</p> <p>Investidores</p>
Viabilidade Financeira	<p>Venda</p> <p>Instalação</p> <p>O&amp;M</p>	<p>Venda</p> <p>Instalação</p> <p>O&amp;M</p>	<p>Aluguel</p>

Fonte: Elaboração própria.

*Turnkey* se destina a todos os consumidores interessados em produzir a sua própria energia, que possuem ou não área disponível para instalação do sistema, compensando a sua energia por autoconsumo remoto e arcando com todos os custos. A empresa solar, responsável por vender o produto, não necessita de grande infraestrutura e sim de uma boa rede de fornecedores para oferecer produtos de qualidade a preços competitivos, além de equipe especializada para a montagem e manutenção.

A alternativa aos altos custos é proposta do modelo de compra coletiva. Ela minimiza a barreira de investimento do consumidor e de manutenção do sistema. Assim, o mercado potencial para novos consumidores aumenta, inclusive, para aqueles que moram de alugueis ou em áreas com sombreamento. A empresa tem a vantagem de ofertar sistemas de maior porte, já que a energia será compartilhada entres os consumidores.

O modelo de aluguel propõe-se a eliminar a barreira de alto investimento e as dificuldades burocráticas de instalação de um sistema. Entretanto, exige uma infraestrutura que engloba a parceria com bancos, investidores e equipe jurídica para elaboração e acompanhamento dos contratos, dada a longa relação necessária entre a empresa e o cliente e, principalmente, porque há a transferência de posse, mas não de propriedade do SFV para o cliente, cabendo a devolução do sistema ao final do contrato.

Este último modelo assume, portanto, riscos maiores em relação aos negócios. A empresa deve fornecer as melhores soluções tecnológicas para satisfação do cliente e sua receita depende da adimplência dos clientes, enquanto nos demais cabe apenas a venda dos equipamentos.

Cabe destacar que, por se tratar de um produto tecnológico e de mercado regulado pela REN 482, todos os modelos possuem riscos comuns para o cliente e para a empresa. Silva (2019) aponta que mudanças regulatórias e tributárias podem impactar o desempenho financeiro de projetos de GD e, portanto, a sua atratividade. O incentivo para instalação de MMGD está atrelado à forma de compensação de energia. Alterações na regulação, como na forma de remuneração da energia compensada, podem diminuir a atratividade do investimento, principalmente para os modelos de compra coletiva e locação de lotes solares, que dependem do *virtual net metering* para creditar a energia a seus clientes. Para o modelo *Turnkey*, com compensação local, a simultaneidade entre geração e consumo torna-se um fator relevante na avaliação do empreendimento, nesse caso.

Somado a isso, tem-se a tributação da energia injetada na rede, atualmente isentada pelo Convênio ICMS 16. Porém, Silva (2019) relembra que a isenção de ICMS estabelecida pelo

convênio é decidida na esfera estadual e, dependendo do desequilíbrio fiscal dos Estados, esse benefício pode ser revogado.

Outro fator relevante para os negócios é o preço da eletricidade e de aquisição dos SFVs. A atratividade para o modelo Turnkey está principalmente relacionada aos altos custos da energia no mercado cativo. Dessa forma, quanto maior a relação inversa entre essas duas variáveis, melhor o ambiente para difusão dos negócios.

Em termos macroeconômicos, Greener (2017) destaca a taxa Selic (Sistema Especial de Liquidação e Custódia), inflação e o câmbio como importantes parâmetros para o setor. A taxa básica de juros é uma referência para definir o custo de capital da empresa e taxas de financiamento, portanto, taxas menores tornam o retorno dos investimentos mais atrativos. O aumento da inflação pode reduzir o ganho real do investimento e o câmbio impacta a importação dos módulos fotovoltaicos.

## 4 IMPACTOS DA ALTERAÇÃO DA COMPENSAÇÃO DE ENERGIA NOS MODELOS DE NEGÓCIOS

Os modelos de negócios apresentados foram desenvolvidos a partir das regras estabelecidas pela REN 482. Ela não permite a comercialização da energia dos SFVs, apenas a compensação. Dessa forma, o modelo PPA - *Power Purchase Agreement* (ou contrato de venda de energia) não é válido para as unidades enquadradas nessa resolução. Uma maneira de contornar é por meio de compra ou locação do ativo de geração, já que é permitido ao consumidor o direito de geração própria de energia.

A REN 482 permite ao prosumidor utilizar a energia injetada na rede pelo SFV para abater no seu consumo posteriormente. Essa energia exportada à rede elétrica é valorada à tarifa de energia elétrica da distribuidora, considerando todos os seus componentes tarifários, com ou sem isenção de impostos, a depender da política de incentivo de cada Estado. Neste capítulo, analisam-se, portanto, os impactos econômico-financeiros nos modelos de negócios mediante diferentes formas de remuneração da energia injetada.

### 4.1 Metodologia Proposta

Quatro modelos de negócios foram apresentados neste estudo. Eles foram classificados de acordo com quem possui a propriedade do SFV. Podem ser aplicados a diversos setores da economia e instalados localmente ou remotamente, de acordo com as modalidades de compensação. Dessa forma, são possíveis várias configurações de aplicações.

Assim, a primeira etapa consiste em definir os modelos que serão avaliados, com base no levantamento literário descrito nos capítulos anteriores. Cada modelo identificado corresponde a um caso a ser analisado.

Como a energia gerada e não consumida instantaneamente pela unidade consumidora é injetada na rede para posterior compensação, a segunda etapa apresenta as diferentes alternativas de remuneração dessa energia, para cada caso selecionado. Elas são definidas com base nas sugestões apresentadas pela Aneel, na Consulta Pública nº 10/2018 e na proposta de alteração da regulação, indicada na Consulta Pública nº 25/2019.

A terceira etapa define os parâmetros técnicos de cada estudo. São estabelecidas as potências dos módulos fotovoltaicos, inversores, produtividade de energia, rendimento e vida útil da planta.

Na quarta etapa, apresentam-se os parâmetros econômico-financeiros dos modelos de negócio, o que inclui estabelecer os investimentos iniciais, as receitas e os custos dos projetos, para projeção do fluxo de caixa. A estrutura geral da metodologia está ilustrada na Figura 20.

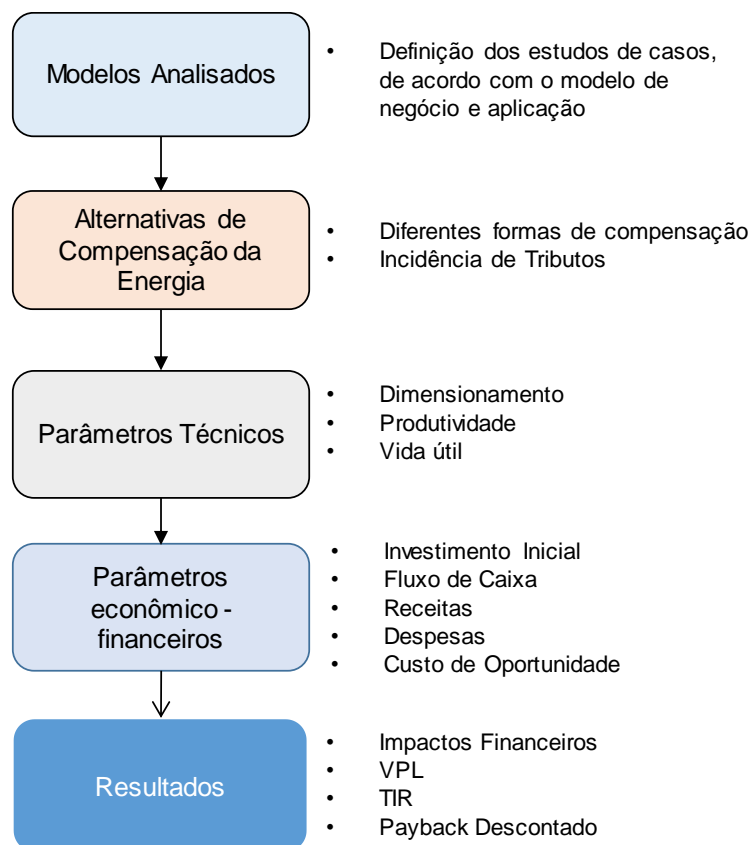


Figura 20 - Estrutura da Metodologia Proposta.

Fonte: Elaboração Própria.

Por fim, a análise financeira das diferentes alternativas de compensação da energia é realizada pelo método de Fluxo de Caixa Descontado, em cada caso. Adicionalmente, é considerada a incidência ou não dos tributos sobre a tarifa, para cada alternativa de compensação. Como indicadores de desempenho financeiro, emprega-se o Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o Período de *Payback* (*Payback* Descontado).

Considera-se, como caso base, a regulação em vigor da MMGD com isenção de ICMS sobre todos os componentes da tarifa (TE e TUSD), conforme Convênio 16 (CONFAZ, 2015a). Os tributos PIS e COFINS foram mantidos isentos, de acordo com a Lei n. 13.169 (2015). Como referência de tarifa e tributos, são utilizados os dados da

distribuidora Light Serviços de Eletricidade S/A, do Rio de Janeiro. Não foi incluído na tarifa o adicional das bandeiras tarifárias e a COSIP.

O impacto da alteração da compensação de energia para novos adotantes é analisado por meio da diferença entre o resultado do indicador de cada cenário alternativo e o resultado do indicador do Cenário Base, que reflete a condição atual. Para o VPL e *Payback* Descontado, os resultados apresentados correspondem à variação percentual em relação ao caso base. À TIR corresponde à diferença entre as taxas, calculada de acordo com a expressão  $(1+TIR_{\text{cenário alternativo}}) / (1+ TIR_{\text{cenário base}}) - 1$ .

Os modelos de negócios são avaliados pela perspectiva de quem possui a propriedade do SFV, ou seja, pela ótica do investidor. Nos modelos de negócio do tipo Turnkey e Compra Coletiva, o proprietário é o cliente final que compra sistema de geração e, no modelo de Locação, o SFV pertence a uma empresa solar. Dessa forma, é possível compreender como os clientes enxergarão a proposta de valor, de retorno do investimento da aquisição do SFV, mediante a mudança de remuneração do uso da rede. No caso da empresa solar, se ela continuará motivada a oferecer o modelo de Locação como solução para redução da barreira de alto investimento para o cliente. O modelo *Leasing* não é considerado no estudo. Ele é apenas discutido, dada a similaridade com o modelo de locação para um único cliente.

Assume-se, nos dois primeiros modelos, que o investimento é adquirido somente com recursos próprios, ou seja, sem financiamento, prática ainda muito adotada no país (GREENER, 2019a). No caso de Locação, conforme apresentado no Capítulo 3, item 3.6.3 desta pesquisa, devido ao alto custo inicial e riscos envolvidos, o investimento da empresa solar pode ser realizado com recursos próprios, somados à captação de recursos financeiros com investidores ou bancos. Portanto, nesse caso, assume-se que a estrutura de capital será composta por capital próprio e de terceiros, por meio de financiamento junto ao Banco Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES).

Todas as análises são realizadas, desconsiderando-se a inflação, ou seja, utiliza-se o Fluxo de Caixa Real para análise dos modelos.

#### **4.1.1 Indicadores de Desempenho Financeiro**

O método do Valor Presente Líquido (VPL) compara todas as entradas e saídas de dinheiro na data inicial do projeto, descontando-se todos os valores futuros do fluxo de

caixa pela taxa de juros que mede o custo de capital. É representado pela seguinte expressão matemática:

$$VPL = \sum_{t=0}^n \frac{Fc}{(1+i)^t} - I_0 \quad (4)$$

Em que:

Fc = Fluxo de caixa líquido;

n = Prazo de análise (ou período de estudo);

i = Taxa de desconto;

I<sub>0</sub> = Investimento Inicial.

Segundo Brealey *et al.* (2013), os projetos que apresentam VLP positivo devem ser aceitos, enquanto aqueles com VLP negativos devem ser rejeitados. Valores nulos significam indiferença em investir ou não no projeto.

A taxa de desconto ou custo do capital corresponde ao custo de oportunidade do capital investido, ou seja, a remuneração mínima aceitável pelo investidor. De acordo com Martelanc (2010), pode ser entendido como a taxa que o investidor pode obter em outro investimento de risco semelhante. Sua estrutura é formada por:

- Custo de Capital Próprio (Ke);
- Custo de Capital de Terceiros (Kd).

O Custo de Capital Próprio (Ke) representa a remuneração exigida pelos investidores para que os mesmos aceitem participar do projeto. A metodologia mais difundida para determinação desse custo é o *Capital Asset Pricing Model* (CAPM). Por esse método, o retorno esperado de um ativo é a soma do retorno sem risco, com um prêmio pelo risco assumido (MARTELANC, 2010).

O Custo de Capital de Terceiros (Kd) corresponde à taxa que os investidores obtêm em empréstimos de longo prazo, ou seja, equivale à taxa de juros do financiamento. Os juros pagos nos empréstimos são dedutíveis para fins de tributação do projeto. Dessa forma, o custo real do empréstimo é menor do que o custo aparente, pois o governo paga parte do empréstimo na forma de redução do imposto de renda e na contribuição social.

Um projeto poderia ser financiado apenas com capital próprio (Kp). Entretanto, dependendo do valor do investimento e dos riscos do projeto, ele é financiado com recursos de terceiros. Nesse caso, a taxa de desconto utilizada para se calcular o VPL do projeto é dada pelo Custo Médio Ponderado do Capital (CMPC) ou *Weighted Average Cost of Capital (WACC)*, em inglês. Ele é obtido a partir do custo médio de capital de terceiros e do custo de capital próprio, ponderados pela participação de cada um deles no investimento associado ao projeto, conforme equação abaixo:

$$WACC = Kd \frac{CT}{CP+CT} (1 - T) + Ke * \frac{CP}{CP+CT} \quad (5)$$

Em que:

Ke = Custo de Capital Próprio;

Kd = Custo de Capital de Terceiros;

CT = Valor do Capital de Terceiro (Dívida);

CP= Valor do Capital Próprio Investido;

T = Alíquota de imposto de renda com o benefício fiscal (1-T) da dívida.

Outro indicador para análise investimento é a Taxa Interna de Retorno (TIR). Corresponde à taxa de desconto que faz o VPL ser igual a zero, conforme equação abaixo:

$$0 = \sum_{t=0}^n \frac{Fc}{(1+TIR)^t} - I_0 \quad (6)$$

A TIR representa, portanto, o maior custo de oportunidade do capital que o projeto pode suportar. O critério é aceitar projetos com a TIR maior ou igual ao valor do custo de capital. Uma característica desse indicador é que, na maioria das vezes, ela dá os mesmos resultados que o método do valor presente líquido, desde que o VPL de um projeto for uma função continuamente decrescente da taxa de desconto (BREALEY *et al.*, 2013). Em projetos em que o fluxo de caixa muda de sinal mais de uma vez, pode haver múltiplos valores de TIR, tornando-se inadequado o seu uso. Além disso, em projetos longos, pode haver diversos custos de oportunidade.

O *Payback* Descontado, por sua vez, representa o tempo de retorno do capital investido, considerando o valor do dinheiro no tempo, como inflação ou custo de oportunidade. É obtido, calculando-se o número de anos que decorrerão até que o somatório do fluxo de caixa descontado se iguale ao valor do investimento inicial (BREALEY *et al.*, 2013).



Quanto menor o *payback*, mais atrativo é o investimento, cujo critério depende do investidor.

## 4.2 Modelos Analisados

O modelo de negócio Turnkey corresponde à aquisição de um SFV para compensação local ou remota da energia gerada, para todos os setores da economia. De acordo com o Sistema de Registro de Geração Distribuída da Aneel (ANEEL, 2019a), os setores residenciais e comerciais totalizam 90,72% das conexões no país. Compensando a energia junto à carga, o setor residencial representa 75% das quantidades de conexões e, remotamente, a 64%. O setor comercial corresponde a 17% das conexões junto à carga e 22% com geração remota.

A modalidade de compensação por geração compartilhada caracteriza-se como a união de consumidores, por meio de consórcio ou cooperativa, para a aquisição e instalação de uma central de geração distribuída comum aos integrantes. Quando a união ocorre entre participantes de um mesmo condomínio, tem-se a modalidade de Empreendimento de Múltiplas Unidades Consumidoras (EMUC), estabelecida na REN 482. Essa união para aquisição e compartilhamento da mesma unidade geradora caracteriza o modelo de negócio Compra Coletiva.

O modelo de locação surge como alternativa para romper a barreira do alto custo de aquisição de um sistema de geração solar. Uma empresa proprietária de um SFV pode alugar o equipamento para um único cliente, que o instala junto à carga ou remotamente, ou alugar lotes solares de uma usina solar (Comunidade Solar ou Fazenda Solar). Cabe destacar que, neste último caso, trata-se também de uma geração compartilhada. No entanto, a planta é patrocinada e construída por investidores, que alugam frações da usina para os clientes, visando ao retorno do investimento.

No modelo *Leasing*, o cliente também aluga o equipamento, semelhante ao modelo de locação para um único cliente. No entanto, tem a opção de comprar o equipamento ao final do contrato. Assim, dadas as configurações possíveis de aquisição do SFV, estão apresentados na Figura 21 os modelos analisados neste trabalho.

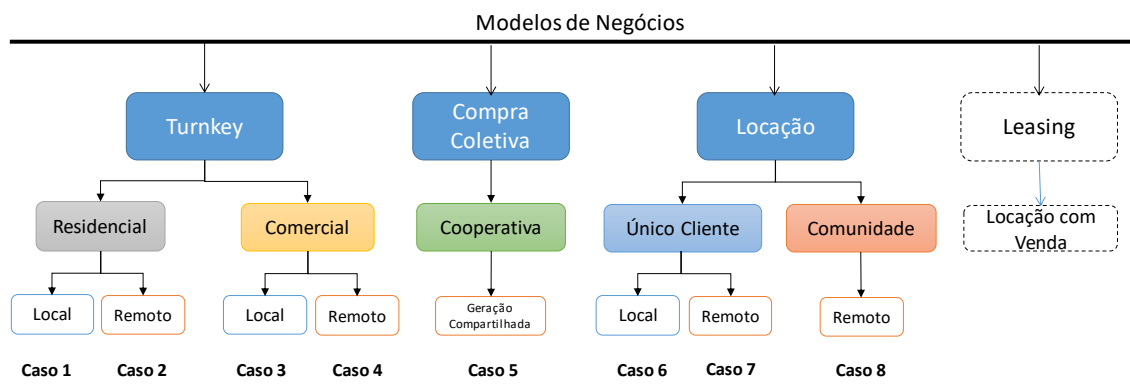


Figura 21 - Seleção dos Modelos de Negócios.

Fonte: Elaboração própria.

A análise da modalidade EMUC na Compra Coletiva não é considerada no estudo, por falta de referências para a sua aplicação. Além disso, representa somente 0,03% das instalações fotovoltaicas no país. Ainda, nesse modelo, é realizado o estudo somente para Cooperativa. Em termos gerais, cooperativa se diferencia do consórcio pela natureza jurídica e pelo tipo de associação, pessoas físicas ou jurídicas, conforme discutido no Capítulo 2, item 2.2. O modelo *Leasing* não é analisado, somente discutido, com base nos resultados do modelo de locação para um único cliente.

### 4.3 Alternativas de Compensação da Energia Injetada

Apesar da existência da proposta de minuta da nova resolução, apresentada na Consulta Pública nº 25/2019, sugerindo as alternativas 2 e 5 como regra de valorização da energia injetada, a proposta ainda está em discussão com a sociedade, podendo ser alterada. Além disso, desde 2015, durante a revisão da REN 482, que resultou na REN 687, a agência reguladora sinalizou a necessidade de atualização das regras de compensação, com foco no aspecto econômico. Assim, mesmo diante da alteração prevista na Consulta Pública nº 25/2019, novas mudanças poderão ocorrer com o tempo, dependendo do avanço da MMDG e de novas políticas públicas.

Portanto, independentemente das alternativas a serem escolhidas, neste trabalho, propõe-se analisar todas as diferentes formas de compensação, para novos prosumidores. Não são considerados os impactos das alterações para as conexões já existentes, pois assim tem-se uma visão completa de como ficarão os modelos de negócios frente à sensibilidade que possuem quanto à forma de precificação do uso da rede da distribuidora.

Para a análise do impacto, 6 (seis) cenários de compensação são considerados, conforme ilustrado na Figura 22.

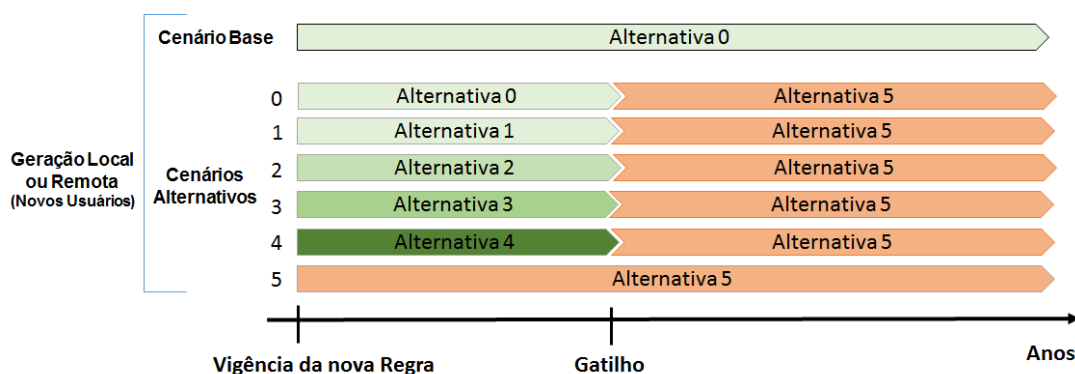


Figura 22 - Cenários de Compensação da Energia Injetada.

Fonte: Elaboração própria.

Como Cenário Base, tem-se a unidade geradora compensando todos os componentes da TUSD e da TE, conforme regra em vigor (Alternativa 0). Como cenários alternativos, consideram-se as Alternativas 0, 1, 2, 3 ou 4 como forma de compensação nos primeiros anos de instalação, alterando para a Alternativa 5 após atingido o gatilho; e a Alternativa 5 como mudança imediata após alteração da norma. Os cenários são os mesmos para compensação local e remota.

Cabe destacar que são possíveis várias combinações de cenários alternativos, após atingido o gatilho. Por exemplo, compensação inicial pela Alternativa 1, com alteração para Alternativa 2, após determinado período. No entanto, escolheu-se a Alternativa 5 para todos os cenários, por representar a compensação de energia valorada sem subsídios.

Para a forma de contratação, no Cenário Base, aplicam-se as regras atuais, tanto para microgeração quanto para minigeração. As unidades consumidoras conectadas em baixa tensão pagam pelo custo de disponibilidade e os clientes conectados em média tensão, mesmo sem carga associada, pagam a demanda contratada (TUSDc). Nos cenários alternativos, as regras dos microgeradores não se alteram, mas aos minigeradores se aplicariam as contratações de demanda de geração (TUSDg), conforme proposta de minuta da Aneel apresentada na Consulta Pública nº 25/2019.

Um parâmetro fundamental é a definição de quando ocorrerá o gatilho, que dependerá da quantidade da potência instalada de geração distribuída no Brasil, a longo prazo, proporcionalizado por distribuidora. Dependendo do mercado, da atratividade de aquisição de SFVs, da forma de compensação e da quantidade de conexões já

existentes, algumas distribuidoras poderão alcançar esse momento de alteração da compensação mais rapidamente.

De acordo com a análise de impacto regulatório sobre a revisão das regras aplicáveis à MMGD, relatório nº 003/2019 da Aneel, estima-se que a alteração da Alternativa 0 para a Alternativa 5, para compensação local, em nível nacional, ocorrerá no ano 2024, considerando-se a entrada das novas regras no ano 2020. Greener (2019b), por sua vez, analisou o momento do gatilho para diferentes distribuidoras do país. Em sua previsão, o ano de gatilho para a distribuidora Light ocorrerá em 2025.

Portanto, assume-se, neste trabalho, que o gatilho ocorrerá em quatro anos, para todos os cenários, considerando-se a vigência da nova regulação no início do ano 2020. Ou seja, o investidor terá quatro anos completos de compensação (48 meses) em uma condição mais atrativa de valoração da energia injetada na rede, caso conecte o seu sistema de geração imediatamente após o início das novas regras. Outra forma de interpretação, desvinculada da data inicial, é considerar que a compensação com a alternativa 5 iniciará somente quatro anos depois de permanência na alternativa anterior.

Uma análise complementar, não considerando o gatilho, isto é, a aplicação de somente uma alternativa de compensação durante todo o projeto, é apresentada no apêndice deste trabalho. Porém, os resultados não são discutidos.

Adicionalmente, conforme discutido no Capítulo 2, o convênio do CONFAZ ICMS 16 autorizou a isenção da cobrança de ICMS sobre a energia injetada na rede da distribuidora, e a Lei nº 3.169 isentou as alíquotas de PIS e COFINS. Entretanto, o convênio do CONFAZ é limitado para sistema de até 1MW de capacidade instalada e não se aplica às modalidades de geração compartilhada e EMUCs, exceto para o Estado de Minas Gerais. Além disso, ele permite a cobrança do ICMS sobre o componente TUSD.

Dada a influência que a cobrança do ICMS tem sobre a compensação da energia, todos os modelos e cenários são avaliados, considerando ou não a sua incidência sobre os componentes tarifários, de acordo com a seguinte forma:

- A. Isenção de ICMS sobre a TE e TUSD (Caso Base);
- B. Isenção de ICMS somente na TE, mas não sobre a TUSD;
- C. Sem isenção de ICMS sobre a TE e TUSD;

Para todos os modelos, foi mantida a isenção de PIS e COFINS. Como essas isenções variam a cada mês, é utilizado o valor médio das alíquotas de 2019 da distribuidora Light, cujos valores são 0,835% e 3,865%, respectivamente. A alíquota de ICMS varia de acordo com o setor e a faixa de consumo, conforme apresentado na Tabela 7. Elas serão definidas após o dimensionamento do SFVs.

Tabela 7 - Alíquotas de ICMS por faixa de Consumo, no Estado do Rio de Janeiro

Classe	Faixa de Consumo	Alíquota
Poder Público Estadual	Isento	Isento
Residencial	Até 50	Isento
Residencial	Até 300	18%
Demais Classes	Até 300	20%
Todas as Classes	De 301 até 450 kWh	31%
Todas as Classes	Acima de 450	30%

Fonte: Light (2019).

#### 4.4 Parâmetros Técnicos

Essa etapa consiste em definir, para cada modelo, a capacidade instalada dos SFVs, produtividade, vida útil da planta e perdas de rendimento ao longo dos anos.

##### 4.4.1 Dimensionamento dos Sistemas Fotovoltaicos

O dimensionamento dos SFVs consiste em estabelecer as potências dos geradores que são aplicados em cada caso. A Resolução Normativa nº 676/2015 da Aneel define a potência instalada de sistemas de geração fotovoltaicos como a potência nominal elétrica, em kW, na saída do inversor, respeitadas as limitações de potência dos módulos, do controlador de carga e outras restrições técnicas. Corresponde, portanto, ao menor valor entre a potência dos módulos e à dos inversores (ANEEL, 2017c). Logo, esse é o valor do sistema registrado no SISGD da Aneel.

É importante destacar que a unidade de medida para a potência dos módulos fotovoltaicos é expressa em Wp (Watt-pico), que corresponde à máxima potência que o equipamento pode fornecer em condições ideais de radiação ( $1.000 \text{ W/m}^2$ ), massa de ar e temperatura ( $25^\circ\text{C}$ ). Os módulos fotovoltaicos geram energia em corrente contínua, sendo necessário, portanto, convertê-la em corrente alternada, por meio de inversores, para uso na rede elétrica.

Os inversores, cuja unidade de potência é o W (Watt), usualmente, são subdimensionados em relação ao gerador fotovoltaico. Como a potência entregue pelo módulo FV varia com o aumento da temperatura, dificilmente, ele entrega a sua potência nominal, mesmo em condições ótimas de radiação. Dada essa característica física dos módulos, o dimensionamento do inversor com menor capacidade diminui os custos totais da energia produzida, sem impactar a quantidade e a qualidade de energia efetivamente gerada (PINHO; GALDINO. 2014).

Essa relação entre a potência nominal do inversor ( $W$ ) e a potência de pico do gerador fotovoltaico ( $W_p$ ) é chamada de Fator de Dimensionamento de Inversores (FDI). Segundo Pinho e Galdino (2014), os fabricantes e instaladores recomendam FDI na faixa de 0,75 a 0,85, com limite superior de 1,05. Apesar de o FDI depender das características dos módulos, inversores e dados de radiação solar, assume-se, neste trabalho, que ele é igual a 0,85, para todos os casos.

Para a escolha das potências aplicáveis às plantas do modelo *Turnkey*, considera-se a distribuição de frequência da potência dos SFVs (em kW), apresentadas nas Figuras 3 e 4 do Capítulo 2, para compensação local e autoconsumo remoto, respectivamente. Observa-se uma predominância de potências diferentes, dependendo da forma de compensação. A potência mais utilizada junto à carga é de 3 kW (27%) e, remotamente, de 5 kW (20%). No entanto, os dados englobam as potências de todos os setores. No entanto, dada a característica intrínseca de maior consumo do setor comercial, espera-se o emprego de geradores de maior capacidade. Pelas figuras, tem-se um predomínio de potências maiores, variando entre 8 kW e 40 kW, sendo o valor de 15 kW o mais frequente.

Assim, tendo-se em vista essas particularidades, para a análise do modelo *Turnkey*, adota-se potência única para compensação local e remota, diferenciadas apenas pelo setor. Isso permite comparação mais precisa dos impactos, de acordo com as alterações na remuneração da energia injetada. Para o residencial, de menor consumo, utiliza-se a potência de 3 kW, e para o comercial, 15 kW.

Quanto ao modelo de Compra Coletiva, por meio geração compartilhada, a potência de instalação mais frequente é igual a 10 kW, conforme apresentado na Figura 5. Entretendo, essa distribuição de frequência agrega todos os dados de geração compartilhada por meio de consórcio ou cooperativas, cujos públicos são diferentes. Portanto, para a análise do Caso 5, considera-se um exemplo de cooperativa de consumidores residenciais presente no Guia de Constituição de Cooperativas de

Geração Distribuída Fotovoltaica, desenvolvida pela Organização das Cooperativas Brasileiras - OCB, em parceria com a Cooperação Alemã para o Desenvolvimento Sustentável, por meio da GIZ (*Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit*) e DGRV, Confederação Alemã de Cooperativas.(LIMA, 2018)

O exemplo considera uma cooperativa formada por 20 unidades consumidoras (UCs) residenciais, com as seguintes características: 15 UCs com perfil de casal, em que cada um consome em torno de 150 kWh/mês; 4 UCs com perfil consumo de família, com características de consumo de em torno de 300 kWh/mês; e 1 UC que representa uma grande família, com consumo de 1.000 kWh/mês. O consumo total é de 4.450 kWh/mês. Todos residem em apartamento, portanto, um terreno será alugado para instalar a planta fotovoltaica, com capacidade estimada de 29,1 kWp para atender todos os participantes.

Para a análise do Modelo de Locação do sistema para o único cliente, Casos 6 e 7, é adotado o mesmo dimensionamento do Modelo *Turnkey* para o setor comercial, definido como sendo igual a 15 kW. Dessa forma, além da análise dos impactos com a mudança de compensação, será possível comparar a atratividade de alugar um equipamento, em vez de comprá-lo. Não se considera a locação para o setor residencial, ainda não praticada no país, por envolver maiores riscos. Adicionalmente, conforme reportado por Diniz (2017), a locação é viável para sistemas acima de 10 kWp.

Na análise de Caso 8, Comunidade Solar (ou Fazenda Solar), a usina destina-se a locação de lotes solares. Como se trata de plantas maiores, para otimização do CAPEX, adota-se, neste trabalho, o maior valor permitido pela REN 482, de 5 MW. Além disso, para esse caso, supõe-se que os lotes serão alugados para os setores residenciais e comerciais. A Tabela 8 apresenta o resumo das premissas de dimensionamento dos SFVs para cada modelo.

Tabela 8 - Potência dos SFVs para cada modelo de negócio

Modelo de Negócio	Turnkey				Compra Coletiva	Locação		
	Residencial		Comercial			Único Cliente		Comunidade
Compensação	Local	Remoto	Local	Remoto	Geração Compartilhada	Local	Remoto	Geração Compartilhada
Potência SFV	3,53 kWp	3,53 kWp	17,64 kWp	17,64 kWp	29,1 kWp	17,64 kWp	17,64 kWp	5,88 MWp
Potência Inversor	3 kW	3 kW	15 kW	15 kW	24,73 kW	15 kW	15 kW	5MW
Estudo de Caso	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5	Caso 6	Caso 7	Caso 8

Observação: FDI igual a 0,85.

Fonte: Elaboração Própria.

#### 4.4.2 Produtividade do Sistema Fotovoltaico e Vida Útil

Para estimar o quanto de energia elétrica o sistema fotovoltaico irá gerar e qual será o seu desempenho, é necessário identificar dados meteorológicos como a irradiação solar, a temperatura e a umidade relativa do ar do local onde se pretende instalar o painel solar. Dessa forma, cada região apresenta um rendimento diferente de geração (MIRANDA, 2013).

De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar (PEREIRA et al, 2017), os valores máximos de irradiação solar são observados na região Nordeste e os menores, na região Norte, devido a nebulosidade frequente nesta região, que reduz a irradiância solar que incide na superfície. No entanto, segundo Pereira *et al.* (2017), o local menos ensolarado no Brasil tem maior capacidade de geração solar do que a região mais ensolarada na Alemanha, por exemplo.

Além dos dados meteorológicos, fatores como sombreamento, perdas elétricas, resistência de conectores e cabeamento, ineficiência dos inversores e temperatura de operação, influenciam no rendimento global do sistema, denominado de *Performance Ratio* (PR). Independentemente da irradiação local, PR representa a relação entre o desempenho real do sistema sobre o desempenho máximo possível (PINHO; GALDINO, 2014). Para sistemas residenciais conectados à rede, os referidos autores sugerem que uma PR entre 0,70 e 0,80. Tolmasquim (2016) considera uma *Performance Ratio* de 0,75 para sistemas no Brasil, ou seja, 25% de perdas no sistema.

Para a geração de energia dos sistemas fotovoltaicos, definidos para cada modelo de negócio deste estudo, são utilizados os dados de produtividade elaborados por Simone (2019). Correlacionando os dados de irradiação solar média do Atlas Brasileiro de Energia Solar com a área de concessão das distribuidoras, e utilizando um PR de 80%, o autor estimou a produtividade média de 1.421 kWh/kWp/ano no âmbito da região atendida pela distribuidora Light. Esse valor corresponde a uma irradiação diária média de 4,866 kWh/m<sup>2</sup>.

Pinho e Galdino (2014) ressaltam que, no caso em que a energia gerada é maior que a consumida, o prosumidor em baixa tensão ainda pagará pelo custo de disponibilidade, equivalente a 100 kWh para um consumidor do grupo B, se trifásico. Portanto, para evitar a perda de crédito, o autor recomenda que o sistema seja dimensionado para atender o consumo médio, descontado o valor da disponibilidade mínima de energia.



Portanto, considerando-se o valor de produtividade de referência (1.421 kWh/kWp/ano) e o fator de dimensionamento dos inversores ( $FDI = 0,85$ ), os SFVs dimensionados em 3,53 e 17,64 kWp atenderiam a uma unidade consumidora com consumo médio mensal, respectivamente, de 450 e 1.852 kWh/mês, considerando-se a disponibilidade mínima de 100 kWh, para instalações trifásicas.

O sistema igual a 29,1 kWp, dimensionado para a cooperativa, geraria em média 2.889 kWh/mês. Essa geração é, então, dividida proporcionalmente, de acordo com a participação financeira na cooperativa e característica de consumo de cada integrante. A Comunidade Solar, com potência igual 5,88 MWp, poderá gerar aproximadamente 584 MWh/mês.

A produtividade dos módulos fotovoltaicos diminui com o tempo, por causa da degradação natural das células fotovoltaicas. Geralmente, os fabricantes garantem uma potência mínima de 90% da potência nominal para os primeiros 10 a 12 anos de operação, diminuído para 80% no restante do período de vida útil do equipamento, em torno de 20 a 25 anos (PINHO; GALDINO 2014). Segundo Konzen (2014), é mais representativo considerar uma redução de 0,5% ao ano em situações reais de projeto.

Os inversores, responsáveis pela conversão da energia gerada pelos módulos fotovoltaicos, possuem tempo de vida útil menor, sendo necessária sua reposição entre 10 e 15 anos após operação (SILVA, 2019).

Portanto, para análise deste estudo, admite-se uma degradação de 0,5% ao ano para o cálculo de produtividade dos sistemas fotovoltaicos, com vida útil de 25 anos. Para os inversores, considera-se a troca no 13º ano de operação, conforme Aneel (2018b).

#### **4.5 Parâmetros Econômico-financeiros**

Essa etapa consiste em definir os investimentos, as receitas e despesas de cada caso analisado, para elaboração do fluxo de caixa do projeto. A análise financeira foi feita sobre a ótica do investidor, ou seja, do cliente que adquire o seu próprio SFV por meio dos modelos *Turnkey* ou *Compra Coleta*, e da empresa que investe em uma planta fotovoltaica, para posteriormente alugá-la a um único consumidor ou a vários, por meio de lotes solares.

### 4.5.1 Investimento Inicial

A estimativa do valor do investimento inicial, para cada caso, é tomada com base na pesquisa de preço de mercado dos sistemas fotovoltaicos, realizada por Greener (2019a), e apresentada anteriormente, no Capítulo 3, Figura 15. Interpolando linearmente e aproximando os valores apresentados, delinea-se o investimento necessário, conforme apresentado na Tabela 9.

Tabela 9 - Investimento Inicial dos Projetos

Potência SFV	3,53 kWp	17,64 kWp	29,1 kWp	5,88 MWp
Preço R\$/Wp	5,86	4,36	4,02	3,39
Investimento R\$	20.685,80	76.910,40	116.580,00	19.933.200,00

Fonte: elaboração própria.

Segundo pesquisa do Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL, 2019), o módulo fotovoltaico corresponde ao componente mais caro de uma instalação, equivalente a 40% dos custos totais. Em seguida, tem-se o inversor, com 19%. Na Figura 23, ilustra-se a composição total do preço com relação aos componentes necessários nas instalações de um SFV.

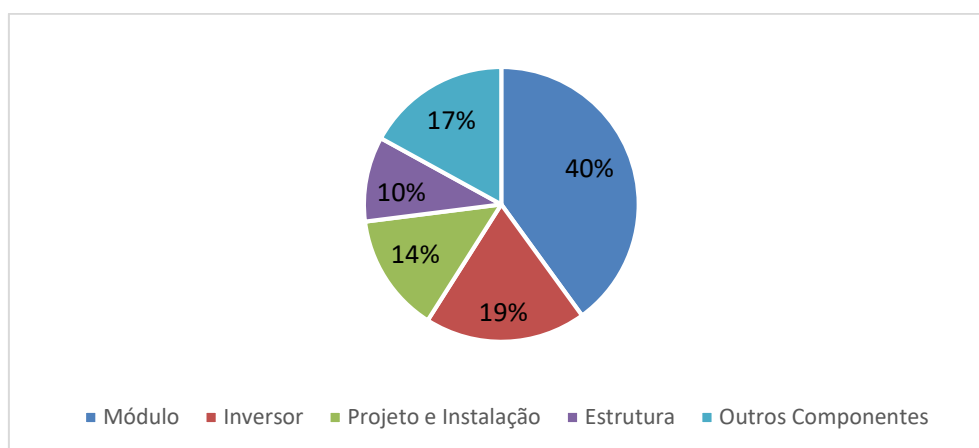


Figura 23 - Composição do custo total da instalação de um SFV.

Fonte: Adaptado de (IDEAL, 2019).

Como os inversores se depreciam mais rapidamente, com necessidade de sua substituição em torno do 13º ano de operação, adota-se, o valor de 19% do investimento inicial como sendo o seu custo de reposição.

Cabe destacar que os investimentos em geração compartilhada podem variar, dependendo da necessidade de aquisição de terreno para instalação da usina, custos de acesso à rede



Conforme discutido no Capítulo 2, o percentual de simultaneidade depende do perfil de consumo de cada cliente, válido para instalações de SFVs junto à carga. Para o setor residencial, Caso 1, o autoconsumo é considerado igual a 45% da energia gerada. No Caso 3, setor comercial, aplica-se o percentual de 76%, ambos em consonância com o valor utilizado pela Aneel em sua estimativa de projeção de consumidores residenciais e comerciais (ANEEL, 2017b).

Na modalidade autoconsumo remoto, se a planta de geração for instalada em outra unidade do prossumidor que também possua carga associada, por exemplo, uma casa de campo ou um galpão comercial, a regulação permite o compartilhamento da energia excedente para todas as unidades. Para isso, basta informar à distribuidora o percentual que será destinado a cada uma.

Tem-se, portanto, a possibilidade de simultaneidade no local onde a planta é instalada, mesmo que reduzida. Tendo em vista essa particularidade, para as análises dos Casos 2 e 4, considera-se, inicialmente, que o sistema é instalado em outra unidade do cliente onde não há simultaneidade, em razão do pouco uso da instalação. A energia produzida será integralmente injetada na rede para abater o consumo da outra unidade consumidora do cliente. Naturalmente, caso ocorra um determinado consumo instantâneo no local da planta, esse parâmetro deve ser considerado no impacto da receita do investidor. Para quantificar esse resultado, uma análise de sensibilidade é realizada, considerando-se uma variação da simultaneidade de 0 a 45% para ambos os setores.

Para o Caso 5, compra coletiva para geração compartilhada, foi considerado que os cooperados residem em apartamento e alugaram um terreno para instalação da planta. Logo, toda a energia gerada é injetada na rede para compensar o consumo dos associados, sem simultaneidade.

A energia gerada para todos esses casos corresponde à produtividade do SFV, definido no item 4.2.2 deste capítulo, estimado em 1.421 kWh/ano por kWp instalado, com uma degradação de 0,5% ao ano.

As tarifas para os consumidores residenciais (Caso 1, 2 e 5) enquadram-se dentro do grupo tarifário B, subgrupo B1, e os comerciais em baixa tensão (Caso 3 e 4), no subgrupo B3. Elas diferenciam-se apenas quanto aos tributos incidentes, que variam de acordo com a faixa consumo. Considera-se o ICMS igual a 30% para ambos os setores, pois a capacidade dimensionada dos geradores fotovoltaicos atende a unidades

consumidoras com consumo acima de 450 kWh/mês, em que se aplicam os mesmos valores de tributos. Logo, as tarifas são equivalentes no estudo.

Para o cálculo da receita em função das diferentes tarifas de compensação, foram utilizados os valores correspondentes às componentes TE e TUSD da tarifa de energia B1 da distribuidora Light Serviços de Eletricidade S/A. Esses valores foram considerados constantes ao longo de todo o período de análise, equivalente ao tempo de vida útil do projeto, de 25 anos. Na Tabela 10, são apresentados os valores dos componentes, sem impostos, homologados pela Aneel na revisão tarifária do ano de 2019 (ANEEL, 2019d).

Tabela 10 - Tarifas de energia elétrica do Grupo B1

Composição da tarifa	Componentes tarifários	Tarifa B1, sem impostos (R\$/MWh)
TUSD	TUSD Encargos	65,11
	TUSD Fio A	27,35
	TUSD Fio B	137,11
	TUSD Perdas Técnicas	112,39
TE	Te Encargos	16,91
	TE Energia	251,83
	TE transporte	10,15
	TE Perdas	4,77

Fonte: Elaboração própria a partir de Aneel (2019d).

## B) Operação e manutenção

Segundo Tolmaquim (2016), as despesas com manutenção e operação (O&M) de uma planta fotovoltaica envolvem o controle da produção da energia, limpeza dos módulos, reparos e substituições de componentes, entre outras. Destaca-se que, em sistemas de pequeno porte, a limpeza geralmente é realizada pelo próprio dono, exigindo pouco acompanhamento. Quando há necessidade de reposição de algum equipamento defeituoso, a própria empresa que instalou o sistema é acionada para realizar a substituição.

Em sua revisão da literatura, Mitidieri (2017) apontou vários estudos sobre a estimativa dos custos de O&M de uma planta. Em geral, os custos anuais equivalem entre 1 e 3% do investimento inicial, sendo 1% o valor mais comum. Portanto, assim como Mitidieri (2017) e EPE (2019b), adota-se, neste estudo, o custo de O&M igual 1,0% do investimento inicial por ano, para os Casos 1 a 4, residencial e comercial, do modelo *Turnkey*.

A cooperativa, no entanto, envolve outros custos relacionados também às características inerentes a esse tipo de organização. Lima (2018) comenta que, após o início da operação, os cooperados rateiam as despesas das atividades da própria cooperativa, *e. g.* empregados, prestadores de serviços, contabilidade, contribuição da OCB (Organização das Cooperativas Brasileiras), além dos serviços de O&M da planta. Segundo o autor, pode-se considerar entre 0,8% e 1,5% do valor investido como gasto anual com operação e manutenção, o que inclui o custo de seguro, segurança e monitoramento. Logo, para a análise do Caso 5, adota-se o valor de 2,0% ao ano sobre o investimento, para representar todos esses custos envolvidos, para uma vida útil do projeto de 25 anos.

### **C) Custo de Disponibilidade**

O custo de disponibilidade corresponde a uma franquia mínima de consumo para unidades consumidoras do grupo B, equivalente a 30 kWh para o circuito monofásico, 50 kWh para o bifásico e 100 kWh para circuitos trifásicos. Ao se projetar uma microgeração, Pinho e Galdino (2014) recomendam que o sistema seja dimensionado, descontando-se a disponibilidade energética mínima. No entanto, em momento de consumo mensal baixo, associado a uma alta da produção de energia em virtude de boas condições solares, o consumidor acaba pagando por esse custo fixo.

Com o objetivo de simplificar os cálculos, para os Casos 1 a 4, considera-se que o SFV foi bem dimensionado, de modo que o consumo mínimo seja mantido. Logo, o custo de disponibilidade não representa um custo adicional para o prosumidor.

No entanto, para o estudo de Caso 5, os associados da cooperativa alugam um terreno exclusivamente para instalação da planta. Como não há carga associada, é necessário o pagamento do custo de disponibilidade. Nesse caso, considera-se o pagamento referente ao consumo de 100 kWh (trifásico), em todos os meses do ano.

### **D) Taxa de Desconto**

Investir o capital próprio para aquisição de sistema fotovoltaico, de alto investimento inicial, significa abdicar de investir o recurso em outro ativo, em troca dos benefícios que o sistema proporciona. Entende-se, então, que cada tomador de decisão possui uma expectativa de retorno e custo de capital.

Silva (2019) ressalta que não é simples calcular o custo de capital desse segmento, por ser ainda muito recente no Brasil e dependente do preço da energia elétrica, que apresenta uma significativa volatilidade. Além disso, trata-se de um investimento que envolve outros riscos

intrínsecos relacionados à tecnologia, como produtividade, perdas, furtos etc., e riscos associados às mudanças regulatórias, impostos e inflação, por exemplo.

A EPE (2019b), em sua estimativa de expansão do mercado de MMGD, para o Plano Decenal de Energia, adota a taxa de desconto igual a zero (*Payback* Simples) para o setor residencial, e uma taxa de 8,0% a.a. (Real) para o comercial. A Aneel (2019c) utilizou as taxas reais de 4,00% a.a. e 8,00% a.a. para o setor residencial e comercial, respectivamente, em sua análise do impacto regulatório da MMGD.

Escolhe-se, neste trabalho, adotar as mesmas taxas utilizadas pela Aneel, visto que eles foram definidos a partir de valores sugeridos por diversas instituições, públicas e privadas, durante as consultas públicas. Assim, para as análises dos Casos 1, 2 e 5, residencial e cooperativa, a taxa de desconto equivale a 4,00% a.a., e nos Casos 3 e 4, comercial, o valor de 8,00% a.a.

#### 4.5.3 Parâmetros para os Modelos de Locação

No modelo de Locação, uma empresa é responsável por investir em uma planta fotovoltaica, alugando-a para o cliente, integralmente ou fracionada, em lotes solares. Para a análise do fluxo de caixa descontado desse projeto (ou empresa), considera-se o método proposto por Martelanc (2010), apresentado na Tabela 11.

Tabela 11 - Fluxo de Caixa Livre para a Empresa e para os Sócios

<b>Receita Bruta (Aluguel)</b>
(-) Imposto (PIS e COFINS)
(-) Despesas Operacionais e Administrativas (Demanda Contratada, O&M e Despesas Administrativas)
<b>(=) Ebitda (Lajida - Lucros Antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização)</b>
(-) Depreciação
<b>(=) Ebit (LAJIR - Lucro Antes do Pagamento de Juros e Impostos)</b>
(-) Impostos (IR e CSLL)
<b>(=) Lucro Operacional Líquido de Impostos (NOPAT)</b>
(+) Depreciação
(-) Investimentos (CAPEX)
<b>(=) FCLE (Fluxo de Caixa Livre para a Empresa)</b>
(-) Pagamento dos Juros da dívida
(-) Amortização de dívidas
<b>(=) FCLS (Fluxo de Caixa Livre dos Sócios ou Acionistas)</b>

Fonte: Elaboração própria a partir de Martelanc (2010).

O Fluxo de Caixa Livre para a Empresa (FCLE) é o montante de recursos que o projeto pode fornecer aos detentores de capital. Dessa forma, avalia o desempenho do projeto como um todo (*firm valuation*), ou seja, sua capacidade de gerar caixa para todos os patrocinadores, o que inclui o capital próprio dos acionistas (*Equity*) e o capital de terceiros dos financiadores (*Debt*).

O valor presente desse fluxo de caixa é, portanto, descontado pelo custo médio ponderado de capital (*WACC*). Já o Fluxo de Caixa Livre dos Sócios (ou Acionistas) representa os recursos que sobram aos acionistas após o pagamento de todas as despesas e do serviço da dívida, descontado pela taxa exigida pelos investidores sobre o capital próprio ( $K_e$ ). (MARTELANC, 2010)

## **A) Receitas do Projeto**

### **1- Locação para um único Cliente**

Nas análises dos Casos 6 e 7, a planta fotovoltaica, a princípio, é alugada para um consumidor comercial, cujo valor de locação pode ser fixado com base em um desconto na tarifa da distribuidora. No entanto, esta condição não é válida, pois caracteriza uma venda de energia, não permitida pela regulação. Portanto, o valor do aluguel corresponde ao valor de economia proporcionado pelo gerador fotovoltaico ao usuário, conforme apresentado na equação 08, do modelo anterior. A esse valor, aplica-se uma taxa de desconto de acordo com o tempo de contrato, de modo a incentivar a locação e a permanência do locatário.

Considera-se, portanto, no Caso 6, a receita do locador a partir de uma economia gerada por um SFV, instalado em uma unidade consumidora comercial, com 76% de simultaneidade entre o consumo e a geração.

Para o Caso 7, a economia equivale à remuneração da energia gerada pelo sistema instalado no galpão do cliente e injetada 100% na rede, para compensar em outra unidade. Contudo, conforme discutido anteriormente, dependendo do uso do galpão, haverá momentos de simultaneidade, alterando a receita. Portanto, essa incerteza é avaliada por meio da análise de sensibilidade, variando a simultaneidade de 0 a 70%.

Ou seja, aplicam-se as mesmas regras de receita das análises dos Casos 3 e 4, respectivamente, inclusive tarifa real constante, perda de produtividade de 0,5% ao longo do ano. Para ambos os casos, considera-se um tempo de contrato mínimo de 10 anos, com um percentual de aluguel correspondente a 90% do custo evitado, conforme prática



de mercado apontado por Diniz (2017). O tempo de contrato determina, portanto, o período de análise do fluxo de caixa.

## 2- Comunidade Solar

A receita de uma Comunidade Solar depende, basicamente, da quantidade de lotes vendidos, tempo de contratação e da valoração da energia injetada na rede, pois essa energia é convertida em créditos que serão abatidos da conta de energia do locatário.

Para este estudo, considera-se que a usina foi construída após alugar 100% de sua capacidade instalada, com o valor de aluguel equivalente a 90% do custo evitado de energia, com contratos garantidos por pelo menos 10 anos. Logo, o estudo de viabilidade desse modelo é avaliado para esse período. Em um cenário de inviabilidade do negócio, o tempo de contrato e taxa de desconto deve ser renegociado, buscando a atratividade do empreendimento.

A receita do projeto, portanto, segue a seguinte equação:

$$Receita_{Alt(i)} = \frac{Taxa\ Aluguel * EG * Tarifa_{Cenário(i)}}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \quad (9)$$

Onde:

Taxa Aluguel = taxa de aluguel sobre o custo evitado (%)

EG = Energia gerada pelo sistema fotovoltaico (kWh/ kWp Ano)

Tarifa<sub>Cenário(i)</sub> = Valor da tarifa de acordo com os cenários 0 a 5 (R\$/kWh)

O valor da tarifa de energia é um parâmetro que influencia diretamente na receita do projeto. Ela varia de acordo com a classificação das unidades consumidoras, modalidade tarifária e tributos. Senso assim, a receita proveniente da locação dos lotes solares é avaliada somente para consumidores residenciais ou comerciais conectados em baixa tensão, tarifa B1 e B3 convencional, respectivamente, cujos valores são iguais. Portanto, aplicam-se os valores apresentados na Tabela 10, considerando-se a alíquota de ICMS igual a 30% para todas essas tarifas.

### B) Despesas Operacionais e Administrativas

As despesas operacionais e administrativas englobam os custos relacionados ao custo de disponibilidade (ou demanda contratada), seguros e garantias, aluguel de terreno, O&M da usina e demais despesas com monitoramento e administrativas, entre outras.

De acordo com a REN 414 da Aneel, unidades consumidoras com carga instalada superior a 75 kW devem ser atendidas em média ou alta tensão de distribuição, enquadradas no Grupo A, e tarifadas nas modalidades horária Azul ou Verde. Dessa forma, usinas fotovoltaicas enquadradas como minigeração distribuída devem ser instaladas na média tensão. Além disso, conforme REN 482 em vigor, elas devem contratar uma dessas modalidades tarifárias, mesmo que somente injete a energia para compensar remotamente unidades consumidoras residenciais e comerciais, conectadas em baixa tensão.

Para os casos de locação para um único cliente, o sistema possui capacidade instalada de 15 kW, sendo enquadrada como microgeração, cabendo somente o pagamento do custo de disponibilidade. Como a planta será instalada no cliente, entende-se que ele será o responsável por esse pagamento. Assim, para os Casos 6 e 7, não foi considerado esse custo para o investidor da planta, somente as despesas administrativas e de manutenção, assumidas por ele.

No entanto, para a Comunidade Solar, com potência instalada de 5 MW, será necessário contratar a demanda. Considerando que ela não consome energia, o valor da tarifa de demanda corresponde ao principal critério para a escolha da modalidade a ser contratada. Como a modalidade Verde possui um valor de demanda único, independentemente do horário, e seu valor equivale à tarifa de demanda da modalidade Azul no horário fora de ponta, ou seja, de menor valor, entende-se que ela é mais adequada para o perfil de minigeração.

Para o Caso 8, considera-se como Cenário Base o valor da demanda contratada (TUSDc) da modalidade Verde, cujo valor praticado pela concessionária Light é de 17,50 R\$/kW. Como cenário alternativo de contratação, dado pela proposta de alteração da regulação, adota-se o valor da demanda de geração (TUSDg), aplicado às centrais geradoras, precificado a 4,52 R\$/kW.

Em relação às demais despesas relacionadas à operação e administração, de responsabilidade da empresa, considera-se para todos os casos de locação o valor estimado por Codanorte (2018). Ao elaborar um plano de negócios de uma usina fotovoltaica, o autor discrimina os custos de OPEX de uma planta, incluindo seguros, aluguel de terrenos, O&M, monitoramento, abalroamento e despesas administrativas, totalizando um custo de 3,0% do valor de investimento, por ano.

### **C) Depreciação**

A depreciação corresponde à perda de valor do ativo ao ano, decorrente de seu uso e desgaste natural. Segundo Martelanc (2010), é o reconhecimento do gasto de que a empresa abre mão quando investe, porém, distribuído no decorrer dos anos. Trata-se de uma despesa contábil, e não de uma saída de caixa.

Não se pretende, neste trabalho, levantar todos os ativos que são depreciados em uma planta fotovoltaica. Além disso, cada componente apresenta uma vida útil e uma taxa de depreciação diferente. Visto isso, opta-se por utilizar uma depreciação linear sobre o valor de CAPEX investido, de modo que, ao final da vida útil do projeto, o seu valor é igual a zero. Portanto, para a vida útil de 25 anos da planta, a taxa de depreciação considerada é de 4,0% ao ano, para as análises dos Casos 6, 7 e 8.

### **D) Carga Tributária**

Os tributos sobre a receita bruta do empreendimento dependem do regime tributário em que o negócio está enquadrado. Existem três tipos de tributação: Lucro Real, Lucro Presumido e Simples Nacional. A maior parte das pequenas empresas pode optar pelos dois últimos regimes, pois, nesses casos, os tributos sobre a renda são simplificados para uma porcentagem da receita (MARTELANC, 2010).

Como o Simples Nacional é voltado para micro e pequenos empreendedores, a carga tributária do modelo de negócio locação enquadra-se na modalidade Lucro Presumido, válida para uma receita bruta anual de até R\$ 78 milhões.

Dessa forma, sobre a receita bruta do empreendimento, é aplicada a alíquota de 0,65% para o Programa de Integração Social (PIS) e 3,00% para a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS). Adicionalmente, sobre o lucro líquido antes dos juros e impostos (LAJIR), incidem o Imposto de Renda (IR) e a Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL). O valor do IR corresponde à aplicação da alíquota de 25% sobre a base de cálculo de 8% da receita bruta. Para a CSLL, aplica-se a alíquota de 9% sobre 12% da receita bruta. (BRASIL, 2018).

### **E) Financiamento**

Um dos instrumentos de uso comum para viabilizar projetos ou aquisição de equipamentos é o acesso a condições especiais de financiamento, por possibilitar menor desembolso de capital próprio ou por viabilizar o retorno do investimento a partir

do custo de capital de terceiros. Atualmente, diversas linhas de financiamento para aquisição de um SFV estão disponíveis no mercado, oferecidas tanto por bancos públicos quanto bancos privados (IDEAL, 2019).

Considera-se, neste trabalho, que os empreendimentos do modelo de locação têm 70% do investimento inicial alavancado com base na linha financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), para projetos de geração distribuída, denominado de BNDES Direto 10. (BNDES, 2019).

O prazo total de financiamento é de 11 anos, com um ano de carência e 10 anos de amortização. A taxa de juros é uma composição da Taxa de Longo Prazo (TLP), um spread de 1,3% ao ano e mais uma taxa de risco de crédito. O custo financeiro da TLP corresponde ao IPCA (inflação), mais uma taxa real que é divulgada todo final de mês pelo Banco Central do Brasil. No entanto, todas as contratações de financiamento subsequentes ao mês da divulgação têm a taxa fixada naquele valor, válida para qualquer prazo de financiamento. Neste estudo, essa taxa é igual a 2,43% a.a., equivalente à média do ano de 2019.

A taxa de risco de crédito é uma variável que depende do perfil do cliente, das garantias por ele oferecidas e do prazo de financiamento. O valor adotado, de 2,87%, corresponde ao valor máximo praticado em um leilão de energia (BNDES, 2016). Dessa forma, o custo real do financiamento é de 6,6% a.a. Para a amortização, considera-se o sistema PRICE (prestações constantes) e juros durante a construção.

Como custo de capital próprio, adota-se o valor real de 9,51% a.a., estimado por Oliveira (2019), com base no valor empregado por empresas que atuam na área de energia renovável em países emergentes. O WACC, portanto, calculado conforme equação 5, é de 7,33% a.a. Na Tabela 12, estão resumidas as premissas do financiamento, aplicadas aos Casos 6 a 8.

Tabela 12 - Premissas básicas do financiamento

<b>Parâmetros</b>	<b>Valor</b>
Equity	30%
Debt	70%
Taxa de Juros	6,60% a.a.
Prazo de Carência	1 ano
Prazo de Financiamento	11 anos
Sistema de Amortização	PRICE
Custo de Capital Próprio	9,51% a.a.
WACC	7,33% a.a.

Fonte: Elaboração própria.

## 4.6 Resumo das Análises e Premissas

Na Figura 25, encontram-se resumidos os cenários analisados, e nas Tabelas 13 e 14 mostram-se os parâmetros de cada estudo. Como informação complementar, no apêndice deste trabalho são apresentados os resultados não considerando a incidência do gatilho, sem discussão dos dados.

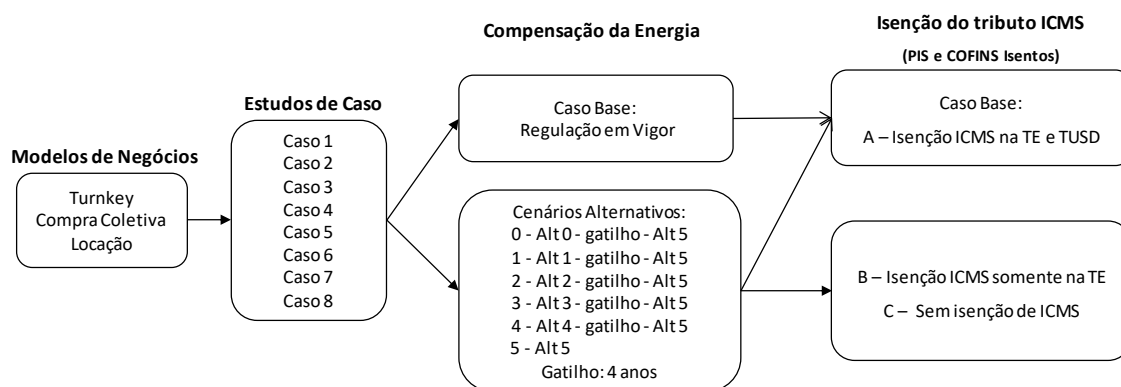


Figura 25 - Resumo dos cenários analisados.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 13 - Parâmetros dos modelos *Turnkey* e *Compra Coletiva*.

Parâmetros	Modelos de Negócio				
	Turnkey				Compra Coletiva
	Residencial		Comercial		Cooperativa
Cliente					
Modalidade de Compensação	Local	Remoto	Local	Remoto	Geração Compartilhada
Potência SFV	3,53 kWp	3,53 kWp	17,64 kWp	17,64 kWp	29,1 kWp
Potência Inversor	3 kW	3 kW	15 kW	15 kW	24,73 kW
Produtividade	1.421 kWh/kWp/ano				
Degradação Anual da Produtividade	0,5% ao ano				
Vida Útil do Sistema	25 anos				
Investimento inicial do SFV	5,86 R\$/kWp		4,36 R\$/kWp		4,02 R\$/kWp
Forma de investimento	À Vista				
Custo reposição Inversor	19% do Investimento Inicial				
O&M (% do custo Inicial)	1%		1%		2%
Custo de Disponibilidade	0,00	0,00	0,00	0,00	100 kWh
Período de Análise	25 anos				
Tarifa Compensação	B1		B3		B1
ICMS	30%				
PIS e COFINS	4,70%				
Simultaneidade	45%	0% a 45%	76%	0% a 45%	0%
Evolução das Tarifas	Tarifa Real Constante				
Taxa de Desconto (Real)	4,00 % a.a.		8,00% a.a.		4,00% a.a.
<b>Estudo de Caso</b>	<b>Caso 1</b>	<b>Caso 2</b>	<b>Caso 3</b>	<b>Caso 4</b>	<b>Caso 5</b>

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 14 - Parâmetros dos modelos de locação

Parâmetros	Modelo de Negócio		
	Locação		
Cliente	Único Cliente		Comunidade
Compensação	Local	Remoto	Geração Compartilhada
Potência SFV	17,64 kWp	17,64 kWp	5,88 MWp
Potência Inversor	15 kW	15 kW	5MW
Produtividade	1.421 kWh/kWp/ano		
Degradação Anual da Produtividade	0,5% ao ano		
Vida Útil do Sistema	25 anos		
Investimento inicial do SFV	4,36 R\$/kWp		3,39 R\$/kWp
Forma de investimento	Financiado (BNDES)		
Equity	30%		
Debt	70%		
Custo reposição Inversor	19% do Investimento Inicial		
Tempo de Contrato	10 anos		
Aluguel sobre a Economia Gerada	90%		
Período de Análise	10 anos (conforme contrato)		
Tarifa Compensação	B3		B1 (= B3)
ICMS da Tarifa	30%		
PIS e COFINS da tarifa	4,70%		
Simultaneidade	76%	0% a 70%	0%
Evolução das Tarifas	Tarifa Real Constante		
TUSDc	0,00	0,00	17,50 R\$/kW (A4 Verde)
TUSDg	0,00	0,00	4,52 R\$/kW
Enquadramento Tributário	Lucro Presumido		
O&M (% do custo Inicial)	3%		
Depreciação	Linear, 4,0% ao ano		
IR	25% de 8% da ROB		
CSLL	9% de 12% da ROB		
PIS	0,65%		
COFINS	3,00%		
Taxa de Desconto (Real)	9,51% a.a.		
WACC	7,33% a.a.		
<b>Estudo de Caso</b>	<b>Caso 6</b>	<b>Caso 7</b>	<b>Caso 8</b>

Fonte: Elaboração própria.

## 4.7 Resultados

O Convênio ICMS 16 do Confaz autorizou a isenção do ICMS sobre a circulação de energia elétrica sob o sistema de compensação. Além disso, o governo brasileiro, por meio da lei 13.169, isentou as alíquotas de PIS e COFINS no sistema de compensação. Na Figura 26, apresenta-se a influência dessas medidas sobre a valoração de todos os componentes da tarifa de energia do subgrupo B1 em relação à tarifa da distribuidora, para um ICMS igual a 30,00% e o somatório do PIS e COFINS igual a 4,70%.

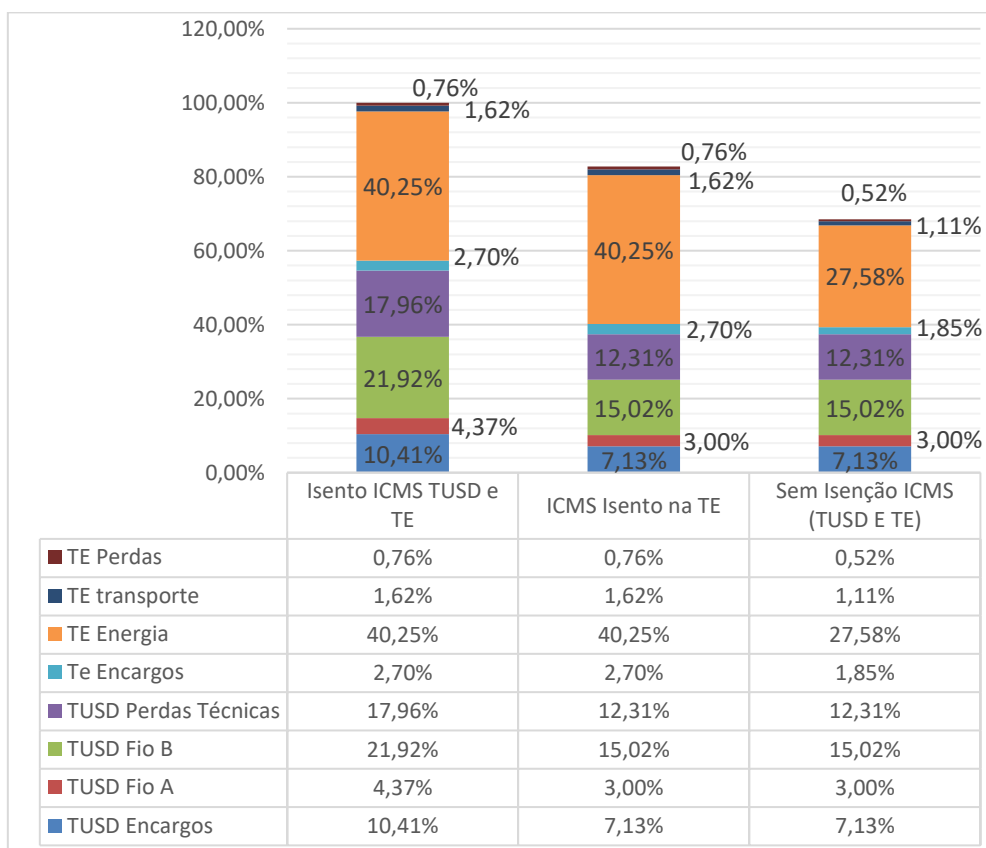


Figura 26 - Percentual de valoração dos componentes da tarifa de energia compensada em relação à tarifa da distribuidora, com ou sem incidência de ICMS, PIS e COFINS isentos.

Fonte: Elaboração Própria.

Em uma condição de isenção total dos tributos sobre todos os componentes da tarifa, ilustrados na primeira coluna, 100% da energia entregue à rede é igualmente valorada à tarifa da concessionária. No caso de isenção do ICMS, apenas nos componentes da TE (coluna 2), há uma perda de 17% do valor da tarifa de fornecimento. Em um contexto em que o benefício do Convênio ICMS 16 não é aplicado, ou seja, há a cobrança de ICMS sobre toda a tarifa de energia devolvida pela rede, apenas 69% do que foi injetado é valorado.

Em um cenário onde apenas o componente tarifário TE Energia (custo da energia) é considerado no sistema de compensação, tem-se 40,25% de retorno do valor da tarifa cheia da distribuidora, tanto para a isenção total tributo como para isenção apenas sobre a TE. Com a incidência de ICMS, a valoração é de 27,5%. Adicionalmente, observa-se que o componente TUSD Fio B, relacionado aos custos dos serviços prestados pela distribuidora, representa o segundo componente de maior peso sobre a compensação.

Nos itens a seguir, são apresentados os resultados quantitativos dos impactos da alteração da compensação da energia em cada modelo de negócio, de acordo com as premissas adotadas. São mostrados os valores dos indicadores financeiros de um investimento nas condições da regra vigente (Cenário Base), e para os seis cenários alternativos de compensação, considerando-se as três possibilidades de cobrança do tributo ICMS sobre a energia injetada na rede.

#### 4.7.1 Caso 1: *Turnkey* Residencial com geração junto à carga

Na Figura 27, ilustram-se os resultados dos VPLs de um investidor residencial que adquire um SFV para geração de energia no mesmo ponto de consumo, considerando os diferentes cenários de valoração dos componentes da tarifa de energia e incidência do tributo ICMS. Os dados estratificados, incluindo-se os valores de TIR e *Payback* Descontado, são mostrados na Tabela 15.

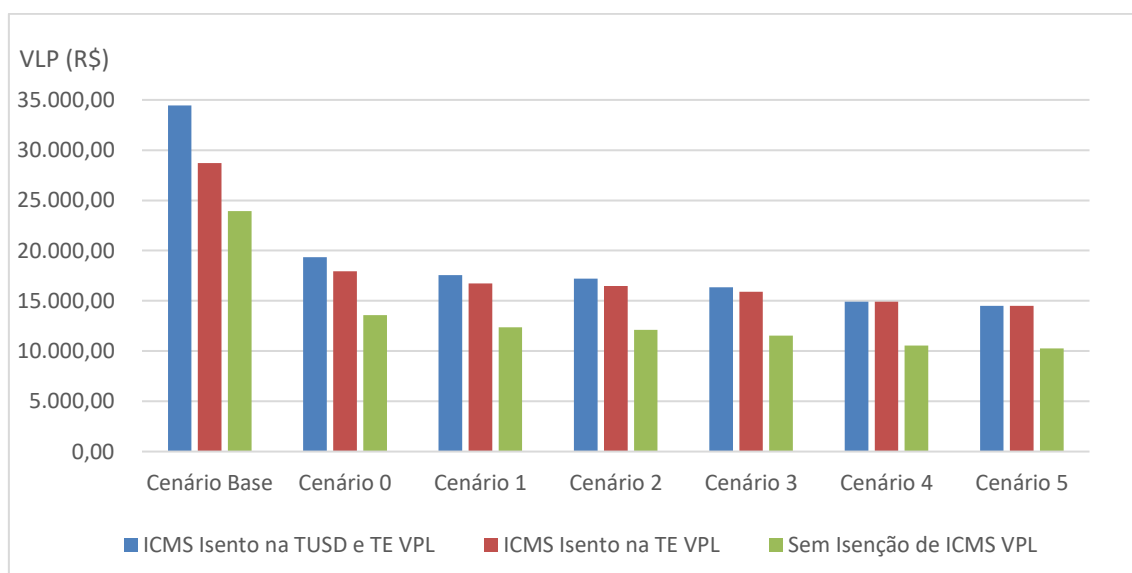


Figura 27 - Resultado do VPL do modelo *Turnkey* Residencial com geração junto à carga.

Fonte: Elaboração própria.



Conforme esperado, a incidência do tributo sobre o valor da energia compensada afeta o retorno dos investimentos, independentemente do cenário. O modelo atual isenta o prosumidor de pagar todos os componentes da tarifa, mas a isenção do tributo é decidida pelos Estados. Nas condições atuais de regulação (Cenário Base), a cobrança do tributo sobre toda a tarifa acarreta perda de 30,52% do VPL. No caso de cobrança, somente sobre os componentes da TUSD, a redução é de 16,68%.

De acordo com dados da Tabela 15, a alteração da regra de compensação ocasiona redução do VLP que varia entre 43,88% e 70,20%. O primeiro corresponde ao melhor cenário de alteração da norma, onde toda a tarifa continua sendo compensada antes do gatilho, de mudança para a alternativa 5, e os tributos são isentos (Cenário 0-A). O pior caso resulta da remuneração somente da energia (componente tarifário TE Energia), sem qualquer benefício tributário (Cenário 5-C).

Tabela 15 - Impacto financeiro para o modelo *Turnkey* Residencial com geração junto à carga, considerando um gatilho em quatro anos

<b>A - ICMS Isento na TUSD e TE</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR</b>	<b>Impacto <math>[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]</math></b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
Cenário Base	34.454,59	0,00%	17,51%	0,00%	6,16	0,00%
Cenário 0	19.335,20	-43,88%	13,39%	-3,51%	7,35	19,31%
Cenário 1	17.561,04	-49,03%	12,13%	-4,58%	8,35	35,51%
Cenário 2	17.207,13	-50,06%	11,89%	-4,78%	8,50	37,88%
Cenário 3	16.364,62	-52,50%	11,34%	-5,25%	9,14	48,35%
Cenário 4	14.910,39	-56,72%	10,44%	-6,02%	10,07	63,39%
Cenário 5	14.498,31	-57,92%	10,19%	-6,23%	10,24	66,18%
<b>B - ICMS Isento na TE</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR</b>	<b>Impacto <math>[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]</math></b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
B - Regulação Atual	28.707,65	-16,68%	15,48%	-1,73%	7,01	13,80%
Cenário 0	17.942,29	-47,92%	12,39%	-4,36%	8,19	32,96%
Cenário 1	16.726,63	-51,45%	11,57%	-5,05%	8,69	41,09%
Cenário 2	16.484,13	-52,16%	11,41%	-5,19%	9,09	47,54%
Cenário 3	15.906,83	-53,83%	11,05%	-5,50%	9,33	51,42%
Cenário 4	14.910,39	-56,72%	10,44%	-6,02%	10,07	63,39%
Cenário 5	14.498,31	-57,92%	10,19%	-6,23%	10,24	66,18%
<b>C - Sem Isenção de ICMS</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR</b>	<b>Impacto <math>[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]</math></b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
C - Regulação Atual	23.940,30	-30,52%	13,75%	-3,20%	7,63	23,90%
Cenário 0	13.580,42	-60,58%	10,51%	-5,95%	9,45	53,41%
Cenário 1	12.364,76	-64,11%	9,74%	-6,61%	10,35	67,91%
Cenário 2	12.122,26	-64,82%	9,59%	-6,74%	10,46	69,76%
Cenário 3	11.544,97	-66,49%	9,24%	-7,04%	11,08	79,85%
Cenário 4	10.548,52	-69,38%	8,67%	-7,53%	13,45	118,26%
Cenário 5	10.266,16	-70,20%	8,51%	-7,66%	14,01	127,31%

Fonte: Elaboração Própria.

Destaca-se a equivalência entre os VPLs do Cenário 4, com isenção total e parcial de ICMS. Evidentemente, isso decorre da valoração apenas dos componentes da TE. Conseqüentemente, o resultado se repete no Cenário 5, inclusive nos outros indicadores financeiros.

Independentemente da incidência do tributo e de qual componente da tarifa que precifica a energia injetada na rede, os resultados dos VPLs são positivos para todas as condições, indicando a viabilidade financeira do projeto dentro do período analisado, que corresponde à vida útil do projeto.

Em relação à TIR, que indica rentabilidade do investimento, os resultados apontam perda máxima de 7,66% a.a., em comparação ao valor máximo possível, de 17,51%. No entanto, o valor mínimo encontrado, de 8,51% a.a., é superior à taxa mínima requerida pelo projeto, estimado em 4,00% a.a. em valores reais, ou seja, descontando-se a inflação.

Embora ambos os indicadores sinalizem a viabilidade de aquisição de um sistema fotovoltaico para autoconsumo junto à carga, o tempo de retorno do investimento é ampliado. Em um cenário otimista de alteração da regra (Cenário 0-A), o valor aumenta de 6,16 anos para 7,35 anos. No caso de o prosumidor pagar todos os custos da tarifa e o ICMS, exceto o componente tarifário TE Energia, o retorno acontecerá em 14,01 anos. Para uma vida útil de 25 anos dos módulos fotovoltaicos, ele ainda terá 11 anos de geração de uma planta já amortizada.

Ressalta-se que os resultados dos cenários apresentados na Tabela 15 foram calculados, considerando-se um período de transição de quatro anos antes da alteração para a alternativa 5. No Cenário 5, essa mudança não ocorre, ou seja, o prosumidor já ingressa em uma regra de compensação em que somente o componente tarifário TE Energia é valorado.

#### **4.7.2 Caso 2: *Turnkey* Residencial com autoconsumo remoto**

O modelo de aquisição de um SFV para autoconsumo remoto é uma opção para o consumidor residencial que não possui área disponível para instalação do sistema, mas que deseja gerar a sua própria energia. A regulação permite a instalação do sistema em outro local, de mesma titularidade e que esteja na mesma área de concessão da

distribuidora. Assim, a energia gerada poderá ser utilizada para compensar todas as unidades do titular, mesmo remotamente.

A energia gerada é compartilhada em cada unidade, de acordo com o percentual definido pelo investidor. Por exemplo, o proprietário reside em um apartamento e instala o SFV em sua casa de campo, com amplo espaço disponível, sem sombreamento e longe dos grandes centros urbanos, que permite um bom aproveitamento da energia solar. Se a casa de campo possui consumo baixo de energia, o proprietário pode transferir todos os créditos da energia excedente do sistema para abater a fatura de seu apartamento.

Para esse caso, considerou-se que 100% da energia injetada será utilizada para abater o consumo de apenas uma unidade, que, no exemplo acima, seria o apartamento. Além disso, no local onde é instalada a planta não há simultaneidade entre o consumo e a geração, por ser pouco frequentado. Os resultados do VPL dessa premissa estão apresentados na Figura 28 e os impactos na Tabela 16.

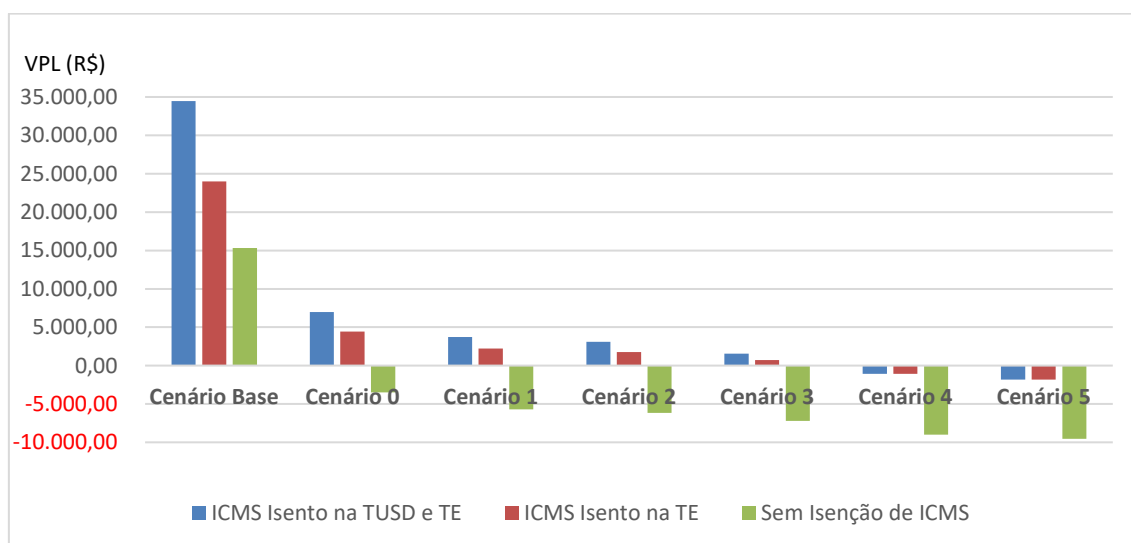


Figura 28 - Resultado do VPL do modelo *Turnkey* Residencial com autoconsumo remoto puro.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 16 - Impacto financeiro para o modelo *Turnkey* Residencial com autoconsumo remota puro, considerando um gatilho em 4 anos

A - ICMS Isento na TUSD e TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	34.454,59	0,00%	17,51%	0,00%	6,16	0,00%
Cenário 0 - A	6.964,79	-79,79%	8,46%	-7,70%	13,25	115,06%
Cenário 1 - A	3.739,04	-89,15%	6,16%	-9,66%	18,03	192,56%
Cenário 2 - A	3.095,57	-91,02%	5,76%	-10,00%	19,05	209,15%
Cenário 3 - A	1.563,73	-95,46%	4,85%	-10,78%	21,35	246,49%
Cenário 4 - A	-1.080,33	-103,14%	3,46%	-11,96%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - A	-1.829,56	-105,31%	3,10%	-12,26%	Não Recuperável	Não Recuperável
B - ICMS Isento na TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	24.005,61	-30,33%	13,78%	-3,18%	7,63	23,75%
Cenário 0 - B	4.432,23	-87,14%	6,62%	-9,27%	16,50	167,81%
Cenário 1 - B	2.221,93	-93,55%	5,23%	-10,45%	20,27	229,01%
Cenário 2 - B	1.781,02	-94,83%	4,97%	-10,67%	21,18	243,72%
Cenário 3 - B	731,40	-97,88%	4,39%	-11,17%	23,18	276,20%
Cenário 4 - B	-1.080,33	-103,14%	3,46%	-11,96%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - B	-1.829,56	-105,31%	3,10%	-12,26%	Não Recuperável	Não Recuperável
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	15.337,70	-55,48%	10,52%	-5,95%	10,05	63,13%
Cenário 0 - C	-3.498,44	-110,15%	1,65%	-13,50%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 1 - C	-5.708,74	-116,57%	0,43%	-14,53%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 2 - C	-6.149,65	-117,85%	0,21%	-14,72%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - C	-7.199,27	-120,89%	-0,29%	-15,15%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - C	-9.010,99	-126,15%	-1,09%	-15,83%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - C	-9.524,37	-127,64%	-1,30%	-16,01%	Não Recuperável	Não Recuperável

Fonte: Elaboração Própria.

Nota-se a inviabilidade do investimento para todos os cenários de mudança da regulação onde não há isenção de ICMS sobre todos os componentes. Com a isenção total ou parcial do tributo, o VPL permanece positivo somente até a compensação de todos os componentes da TE, mais as perdas do uso do sistema de distribuição, para um gatilho de quatro anos (Cenários 3-A e 3-B). Nesses casos, o impacto negativo na TIR é de 10,78% e 11,17%, respectivamente, mas ainda superior à taxa mínima de atratividade requerida pelo investidor.

O decréscimo das TIRs negativas sinaliza que quanto menor for a quantidade dos componentes tarifários, incidentes sobre a compensação da energia, maior é o investimento inicial em relação ao somatório dos fluxos de caixa futuros. Ou seja, as receitas futuras não são suficientes para cobrir o custo inicial de instalação do SFV, à medida que o benefício da compensação de todos os componentes vai reduzindo. O *payback* não recuperável, descrito na tabela, significa que o investimento não é retornável no período.

Em suma, com base nas premissas assumidas, o modelo apresentado só é viável com o benefício tributário de ICMS incidente sobre todos os componentes da TE, e a compensação limitada somente ao pagamento dos componentes TUSD Encargos, TUSD Fio A e TUSD Fio B, por pelo menos quatro anos antes do gatilho. Ou seja, qualquer cobrança a mais de tributo, ou de demais componentes da tarifa, inviabiliza o modelo.

Cabe ressaltar que o caso apresentado representou um autoconsumo puro, ou seja, toda a energia gerada pela planta foi injetada na rede, sem simultaneidade. No entanto, é prudente questionar que um mínimo de consumo instantâneo com a geração seja possível de acontecer. Além disso, o prossumidor pode investir em uma planta de maior capacidade para prover a energia localmente a uma unidade consumidora e compensar o excedente em outra.

Diante dessa possibilidade, foi verificada a simultaneidade mínima requerida em uma unidade para manter a atratividade do modelo. A análise foi realizada somente nos cenários em que não há o benefício tributário. Assim, atendendo a essa condição, conseqüentemente, os demais cenários com isenção do ICMS são beneficiados. Na Figura 29, estão apresentados os resultados dos VLPs, em função do percentual de simultaneidade.

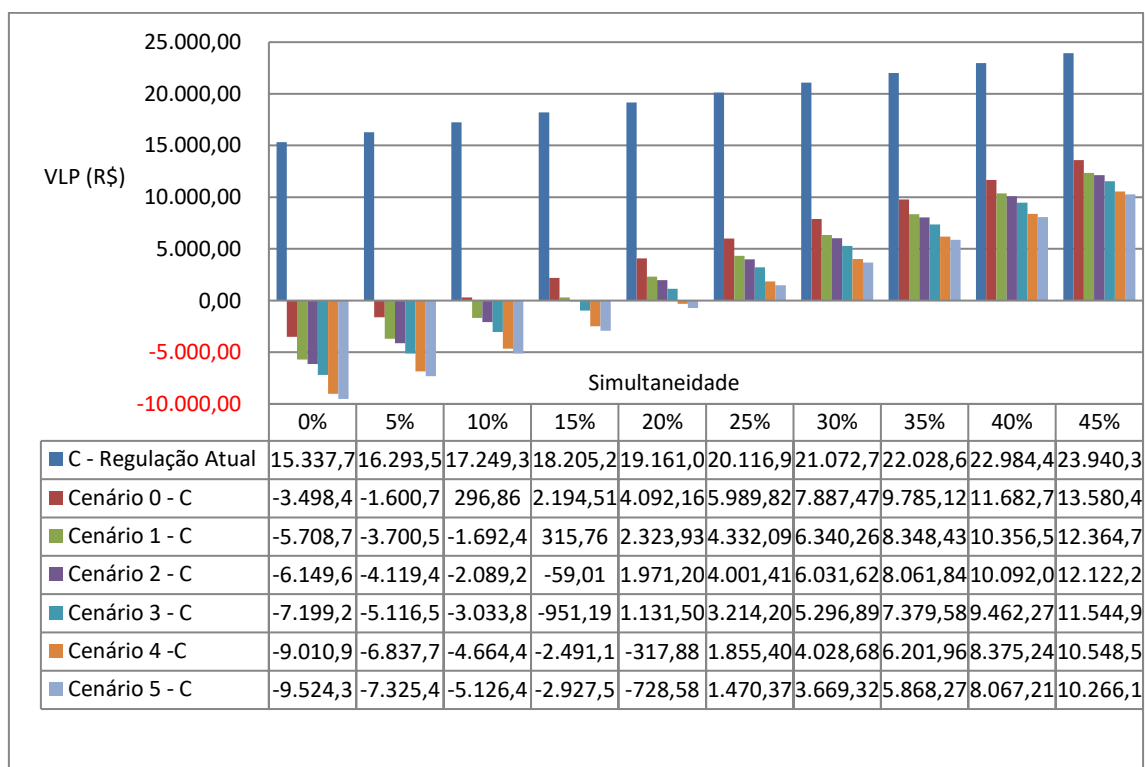


Figura 29 -Resultado do VPL do modelo *Turnkey* Residencial com autoconsumo remoto em função da simultaneidade.

Fonte: Elaboração própria.

O investimento torna-se atrativo para todos os cenários, sem incentivo do ICMS, a partir de uma simultaneidade mínima entre 20% e 25% entre o consumo e a geração, de pelo menos uma unidade. Ou seja, o prosumidor residencial que deseja compartilhar a geração de uma planta de 3,53 kWp, entre diferentes unidades consumidoras, deve instalar a planta naquela que possui pelo menos um consumo simultâneo de, exatamente, 22,00%. Ressalta-se que, para essa simultaneidade, o *payback* descontado é de 24,26 anos no cenário em que somente o componente tarifário TE Energia é compensado (Cenário 5-C).

Esses resultados podem ser extrapolados para o modelo residencial com compensação local. Ele foi analisado, assumindo-se a premissa de simultaneidade igual a 45%, resultando na viabilidade do investimento para todos os cenários. O investidor deve considerar o seu perfil de carga ao instalar um SFV, pois a simultaneidade entre o consumo e a geração da planta é dispensável somente no Cenário Base, com isenção de todos os tributos. Sem isenção, mesmo na regulação vigente, o impacto negativo no VLP chega a 30,52% para uma simultaneidade de 45%, conforme apresentado na Tabela 15.

#### **4.7.3 Caso 3: Turnkey Comercial com geração junto à carga**

O SFV, do caso analisado para o setor comercial, possui uma capacidade instalada de 17,64 kWp, suficiente para atender uma unidade com consumo mensal em torno de 1.852 kWh/mês, para um fator de dimensionamento do inversor igual a 0,85. A simultaneidade de referência para esse setor foi de 76% entre o consumo e a geração.

Para esse perfil de instalação, na Figura 30, ilustram-se os resultados dos VPLs para os diferentes cenários de compensação da energia e incidência do tributo ICMS, com um gatilho estimado em quatro anos. Os resultados dos valores da TIR e *Payback* Descontado estão mostrados na Tabela 17.

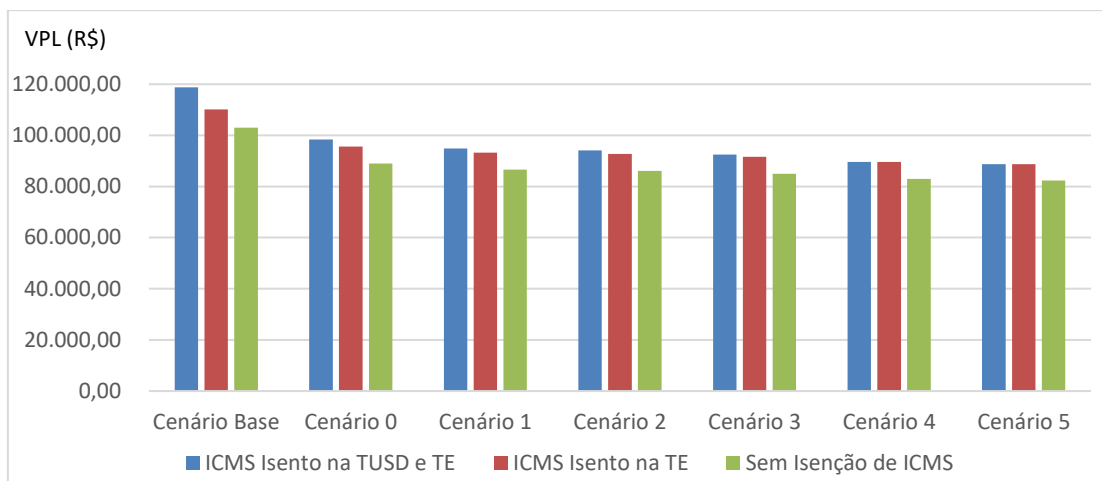


Figura 30 - Resultado do VPL do modelo *Turnkey* Comercial com geração junto à carga.  
Fonte: Elaboração própria.

Tabela 17 - Impacto financeiro para o modelo *Turnkey* Comercial com geração junto à carga, considerando-se um gatilho em quatro anos

A - ICMS Isento na TUSD e TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $\left[\frac{(1+TIR)}{(1+TIR_{base})}-1\right]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	118.781,48	0,00%	24,66%	0,00%	4,64	0,00%
Cenário 0 - A	98.398,57	-17,16%	22,98%	-1,35%	5,07	9,31%
Cenário 1 - A	94.865,70	-20,13%	22,11%	-2,04%	5,29	13,98%
Cenário 2 - A	94.160,97	-20,73%	21,94%	-2,18%	5,33	14,92%
Cenário 3 - A	92.483,29	-22,14%	21,55%	-2,50%	5,44	17,13%
Cenário 4 - A	89.587,50	-24,58%	20,88%	-3,03%	5,61	20,97%
Cenário 5 - A	88.766,93	-25,27%	20,69%	-3,18%	6,03	30,02%
B - ICMS Isento na TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $\left[\frac{(1+TIR)}{(1+TIR_{base})}-1\right]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	110.138,00	-7,28%	23,52%	-0,91%	5,14	10,76%
Cenário 0 - B	95.624,88	-19,50%	22,30%	-1,90%	5,24	12,98%
Cenário 1 - B	93.204,15	-21,53%	21,72%	-2,36%	5,39	16,18%
Cenário 2 - B	92.721,26	-21,94%	21,60%	-2,45%	5,42	16,82%
Cenário 3 - B	91.571,71	-22,91%	21,33%	-2,67%	5,49	18,34%
Cenário 4 - B	89.587,50	-24,58%	20,88%	-3,03%	5,61	20,97%
Cenário 5 - B	88.766,93	-25,27%	20,69%	-3,18%	6,03	30,02%
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $\left[\frac{(1+TIR)}{(1+TIR_{base})}-1\right]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	102.967,83	-13,31%	22,58%	-1,67%	5,30	14,26%
Cenário 0 - C	89.001,36	-25,07%	21,35%	-2,65%	5,42	16,91%
Cenário 1 - C	86.580,63	-27,11%	20,79%	-3,11%	5,58	20,24%
Cenário 2 - C	86.097,74	-27,52%	20,67%	-3,20%	5,61	20,90%
Cenário 3 - C	84.948,19	-28,48%	20,41%	-3,41%	6,05	30,46%
Cenário 4 - C	82.963,97	-30,15%	19,96%	-3,77%	6,18	33,20%
Cenário 5 - C	82.401,72	-30,63%	19,84%	-3,87%	6,22	33,97%

Fonte: Elaboração própria.

O VPL apresenta um impacto negativo máximo de 30,63% em relação ao Cenário Base. Com um investimento inicial de R\$ 76.910,40 e uma taxa mínima de atratividade de 8% a.a., o VPL mínimo calculado foi de R\$ 82.401,72.

A TIR resultou em perda máxima de 3,87%, em um cenário onde não há qualquer subsídio tributário, além do PIS e COFINS, e a energia é compensada somente pelo componente tarifário TE Energia, que tem uma valoração de 27,58% em relação à tarifa total da distribuidora. A TIR mínima encontrada foi de 19,84%, ou seja, um ganho de 10,96% em relação ao custo de capital considerado para o setor. Em relação ao tempo de retorno, o limite calculado é 6,22 anos, para uma geração estimada de 25 anos.

Por ser um setor com perfil de carga de uso diurno, o maior casamento entre o consumo e a geração permite diminuir os impactos da alteração da compensação para um novo usuário comercial, que conecta o seu sistema de geração à rede de distribuição. Como o custo nivelado de energia (no inglês *Levelized Cost Of Electricity – LCOE*) do SFV é menor que a tarifa da distribuidora, ou seja, o investimento e despesas com manutenção da planta permitem produzir uma energia mais barata que a do mercado cativo, o uso dessa energia no mesmo momento de consumo desonera a fatura da unidade, mantendo a viabilidade do empreendimento.

#### 4.7.4 Caso 4: *Turnkey* Comercial com autoconsumo remoto

A análise desse modelo considera a instalação de uma planta fotovoltaica em uma unidade comercial onde não há consumo de energia. Toda a energia gerada é creditada para abater em outra unidade. Por exemplo, o SFV é instalado em um galpão e a energia compensada em uma filial do proprietário.

Os resultados dos VPLs para os diferentes cenários de compensação da energia deste caso estão ilustrados na Figura 31. Na Tabela 18, são apresentados os impactos nos indicadores financeiros.

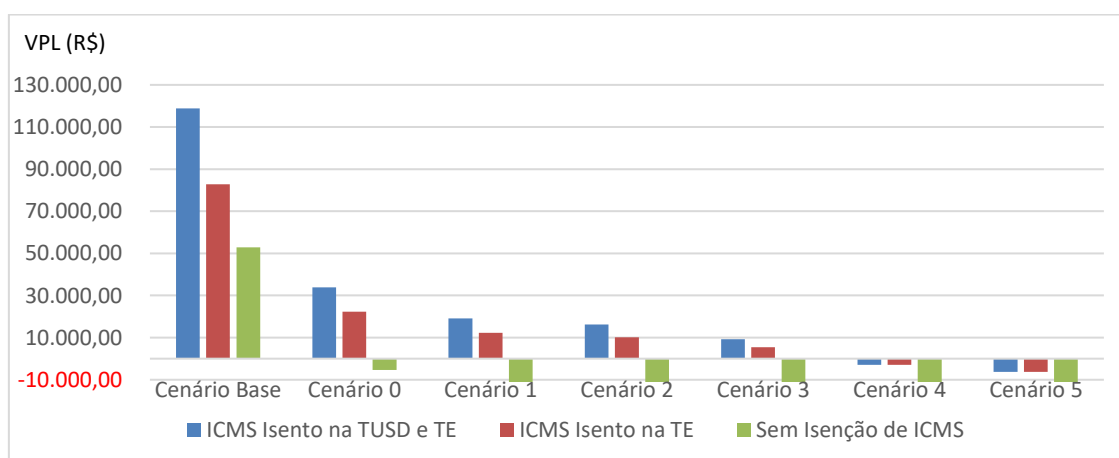


Figura 31 - Resultado do VPL do modelo *Turnkey* Comercial com autoconsumo remoto puro.

Fonte: Elaboração própria.



Tabela 18 - Impacto financeiro para o modelo *Turnkey* Comercial com autoconsumo remoto puro, considerando um gatilho em quatro anos

A - ICMS Isento na TUSD e TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	118.781,48	0,00%	24,66%	0,00%	4,64	0,00%
Cenário 0 - A	33.852,70	-71,50%	15,63%	-7,24%	6,39	37,66%
Cenário 1 - A	19.132,42	-83,89%	11,83%	-10,29%	10,37	123,42%
Cenário 2 - A	16.196,04	-86,36%	11,17%	-10,82%	14,02	202,24%
Cenário 3 - A	9.205,70	-92,25%	9,70%	-12,00%	17,17	270,00%
Cenário 4 - A	-2.860,11	-102,41%	7,52%	-13,75%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - A	-6.279,14	-105,29%	6,97%	-14,19%	Não Recuperável	Não Recuperável
B - ICMS Isento na TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	82.766,97	-30,32%	19,89%	-3,83%	6,21	33,74%
Cenário 0 - B	22.295,67	-81,23%	12,58%	-9,69%	9,38	102,19%
Cenário 1 - B	12.209,27	-89,72%	10,31%	-11,51%	15,29	229,50%
Cenário 2 - B	10.197,25	-91,42%	9,90%	-11,84%	17,02	266,85%
Cenário 3 - B	5.407,44	-95,45%	8,97%	-12,59%	20,04	331,81%
Cenário 4 - B	-2.860,11	-102,41%	7,52%	-13,75%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - B	-6.279,14	-105,29%	6,97%	-14,19%	Não Recuperável	Não Recuperável
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	52.891,26	-55,47%	15,81%	-7,10%	8,17	76,12%
Cenário 0 - C	-5.302,34	-104,46%	6,79%	-14,33%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 1 - C	-15.388,73	-112,96%	4,80%	-15,93%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 2 - C	-17.400,76	-114,65%	4,45%	-16,22%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - C	-22.190,57	-118,68%	3,65%	-16,85%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - C	-30.458,12	-125,64%	2,42%	-17,84%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - C	-32.800,85	-127,61%	2,10%	-18,10%	Não Recuperável	Não Recuperável

Fonte: Elaboração própria.

A ausência do benefício tributário sobre todas as componentes da tarifa impacta a viabilidade do investimento já no cenário 0 (Cenário 0-C). A variação negativa do VPL, nesse caso, é de 104,46% em relação ao cenário atual. A permanência da isenção do ICMS, tanto sobre a TE como em todos os componentes da tarifa (TUSD e TE), possibilita a manutenção desse modelo, desde que seja compensado, pelo menos, todos os componentes da TE e a TUSD Perdas.

Em um pior cenário, ou seja, onde somente ocorre a compensação do componente TE Energia, sem subsídio do ICMS, a taxa de desconto máximo que o projeto suporta está em torno de 2,10% (Cenário 5-C). O impacto negativo da TIR chega a 18,10%, para um custo de oportunidade de 8,00% a.a.

A perda de atratividade seria maior, caso o prosumidor pagasse pelo custo de disponibilidade. Ele não foi incluído no projeto, pois a planta foi instalada em uma propriedade do cliente já cadastrada como unidade consumidora, cujas despesas já seriam recorrentes, independentemente da planta.

No entanto, conforme discutido no modelo residencial com autoconsumo remoto, espera-se uma simultaneidade mínima no local da planta. Adicionalmente, o proprietário da planta pode buscar compensar a energia entre várias filiais, com a instalação de um SFV de maior potência.

Portando, foi realizada uma análise de sensibilidade da simultaneidade entre o consumo e a geração, de modo a contemplar essas possibilidades, para os cenários sem isenção do ICMS em todos os componentes. Na Figura 32, ilustram-se os resultados dos VLPs em função dessa variável.

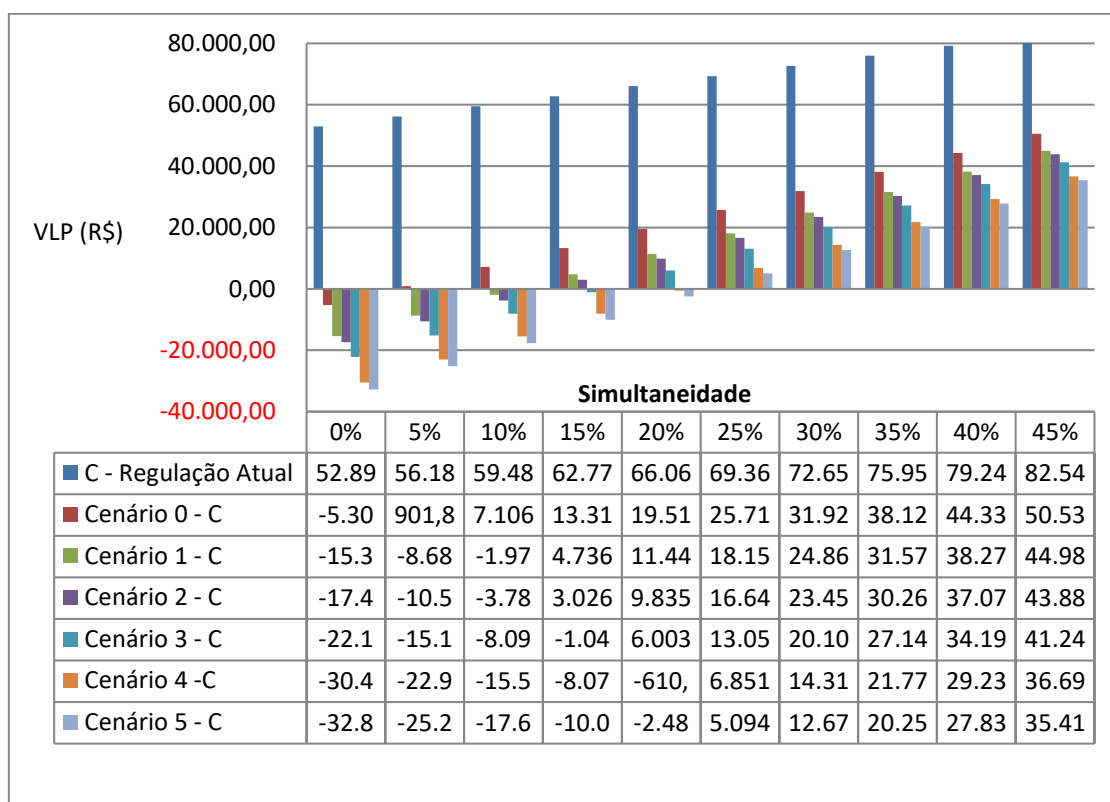


Figura 32 - Resultado do VPL do modelo *Turnkey* Comercial com autoconsumo remoto em função da simultaneidade

Fonte: Elaboração própria.

Os resultados apontam a atratividade do investimento, sem qualquer subsídio, para uma simultaneidade mínima entre 20% e 25%, semelhante ao apresentado para o setor residencial. Apesar do ganho de escala, essa igualdade decorreu da diferença entre os custos de oportunidade dos setores.

A taxa de desconto estimada para o setor comercial é superior à do residencial, e esse risco foi compensado pela energia evitada da distribuidora. Caso seu custo de oportunidade fosse igual ao do residencial, por exemplo, a simultaneidade mínima para o projeto seria de 7% entre o consumo e a geração.

#### 4.7.5 Caso 5: Compra Coletiva com geração compartilhada

O modelo de compra coletiva compreende a união de consumidores para aquisição de um SFV de maior capacidade, compartilhando a geração entre eles. O exemplo analisado representa uma cooperativa formada por 20 unidades consumidoras residenciais, com perfis de consumo diferentes.

Conforme premissa adotada, a cooperativa é composta por 15 unidades consumidoras com consumo médio de 150 kWh/mês, quatro com consumo em torno de 300 kWh/mês e uma família com um gasto energético de 1.000 kWh/mês. A capacidade instalada para atender a todos os integrantes é de 29,1 kWp, e o investimento inicial é de R\$ 116.982,00. A participação de cada investidor acima, de acordo com seu percentual de consumo, seria de 3,37%, 6,74% e 22,47% respectivamente.

Na Figura 33, ilustram-se os resultados dos VPLs para os diferentes cenários de compensação da energia e incidência do tributo ICMS, com um gatilho estimado em quatro anos, para esse perfil de planta. Os resultados dos valores da TIR e *Payback* Descontado estão mostrados na Tabela 19.

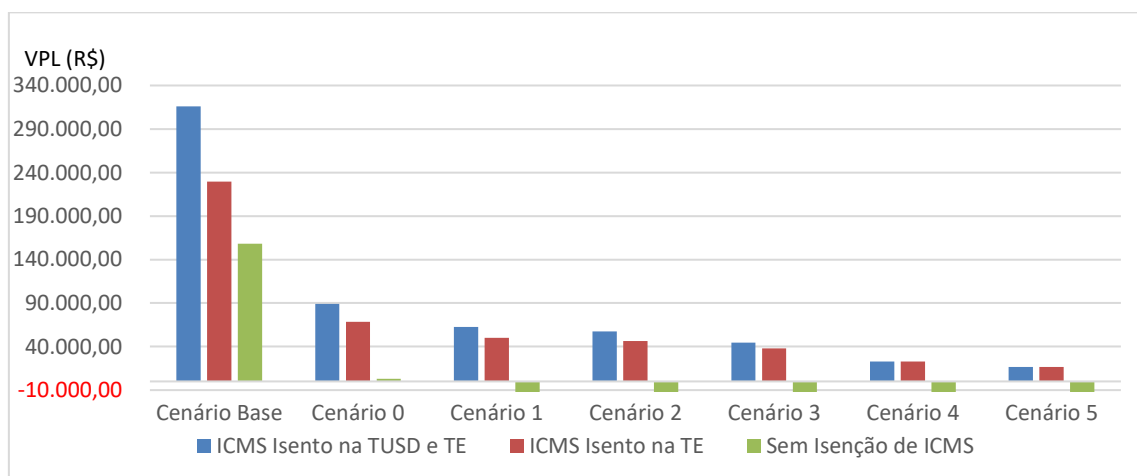


Figura 33 - Resultado do VPL do modelo Compra Coletiva por meio de Cooperativa Residencial.

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 19 - Impacto financeiros para o modelo de Compra Coletiva por meio de cooperativa residencial

<b>A - ICMS Isento na TUSD e TE</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR</b>	<b>Impacto [(1+TIR)/(1+TIRbase)-1]</b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
Cenário Base	315.860,29	0,00%	24,89%	0,00%	4,28	0,00%
Cenário 0 - A	89.206,90	-71,76%	14,78%	-8,10%	5,02	17,37%
Cenário 1 - A	62.610,59	-80,18%	10,57%	-11,47%	8,50	98,61%
Cenário 2 - A	57.305,19	-81,86%	9,84%	-12,05%	9,36	118,61%
Cenário 3 - A	44.675,19	-85,86%	8,26%	-13,31%	14,02	227,41%
Cenário 4 - A	22.874,91	-92,76%	5,96%	-15,16%	18,33	328,26%
Cenário 5 - A	16.697,48	-94,71%	5,39%	-15,62%	20,10	369,56%
<b>B - ICMS Isento na TE</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR</b>	<b>Impacto [(1+TIR)/(1+TIRbase)-1]</b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
B - Regulação Atual	229.708,45	-27,28%	19,71%	-4,15%	5,40	26,24%
Cenário 0 - B	68.325,89	-78,37%	11,39%	-10,81%	7,63	78,33%
Cenário 1 - B	50.101,98	-84,14%	8,92%	-12,79%	13,00	203,78%
Cenário 2 - B	46.466,70	-85,29%	8,47%	-13,14%	13,40	213,00%
Cenário 3 - B	37.812,56	-88,03%	7,48%	-13,94%	15,21	255,36%
Cenário 4 - B	22.874,91	-92,76%	5,96%	-15,16%	18,33	328,26%
Cenário 5 - B	16.697,48	-94,71%	5,39%	-15,62%	20,10	369,56%
<b>C - Sem Isenção de ICMS</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR</b>	<b>Impacto [(1+TIR)/(1+TIRbase)-1]</b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
C - Regulação Atual	158.241,50	-49,90%	15,26%	-7,71%	7,07	65,23%
Cenário 0 - C	2.937,55	-99,07%	4,38%	-16,43%	23,15	440,74%
Cenário 1 - C	-15.286,36	-104,84%	2,24%	-18,13%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 2 - C	-18.921,65	-105,99%	1,87%	-18,43%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - C	-27.575,78	-108,73%	1,04%	-19,10%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - C	-42.513,44	-113,46%	-0,21%	-20,10%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - C	-46.746,24	-114,80%	-0,53%	-20,36%	Não Recuperável	Não Recuperável

Fonte: Elaboração própria.

Nesse tipo de modelo, toda a energia gerada é injetada na rede para compensação remota. Adicionalmente, dada a capacidade da planta, ela foi classificada como microgeração distribuída, sendo necessário o pagamento do custo de disponibilidade, válido tanto na regra em vigência como na minuta proposta na Consulta Pública nº 25/2019, da agência reguladora.

Dessa forma, mesmo sem o benefício da simultaneidade e com o custo da disponibilidade, a taxa interna de retorno é maior ao custo de capital considerado, de 4,00% a.a, desde que mantido o benefício tributário. Isso foi possível devido ao ganho de escala, que diminuiu o investimento de cada participante.

A união dos consumidores permitiu a redução do investimento inicial para cada usuário, ou seja, o preço do kWp para atender cada cooperado é inferior ao valor que ele teria, caso desejasse investir individualmente em um SFV somente para atender a sua carga. Por exemplo, a participação da família com consumo de 1.000 kWh/mês é de 22,47% do investimento total, ou seja, igual a R\$ R\$ 26.288,09. Para atendê-la individualmente, é necessário um SFV de 7,70 kWp de capacidade, cujo investimento seria de R\$

36.190,00, considerando o preço em torno 4,70 R\$/Wp. A economia para esse consumidor, portanto, é de R\$ 9.901,91.

#### 4.7.6 Caso 6: Locação Único Cliente com geração junto à carga

Este modelo corresponde à locação de um sistema fotovoltaico para um consumidor comercial, com as mesmas características técnicas do Caso 3. Assim, uma empresa investe em uma planta de 17,65 kWp e a aluga para um consumidor comercial, por um período de 10 anos, cobrando um valor correspondente a 90% da economia gerada.

Na Figura 34, apresentam-se os VPLs do projeto para os diferentes cenários, com e sem a incidência do tributo. Na Tabela 20, estão resumidos os resultados dos demais indicadores do projeto.

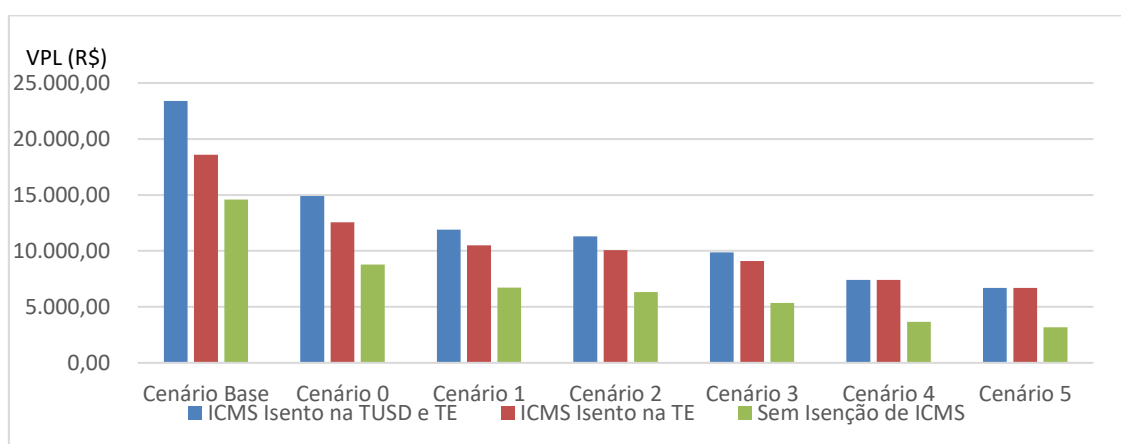


Figura 34 - Resultado do VPL do projeto para modelo de locação para um único cliente, geração junto à carga, com um contrato de 10 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 20 - Impacto financeiro no projeto do modelo de locação para um único cliente comercial, geração junto à carga, com um tempo de contrato de 10 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia

Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	23.381,69	0,00%	13,63%	0,00%	6,55	0,00%
Cenário 0 - A	14.912,79	-36,22%	11,64%	-1,75%	7,32	11,84%
Cenário 1 - A	11.902,59	-49,09%	10,74%	-2,55%	8,01	22,31%
Cenário 2 - A	11.302,12	-51,66%	10,56%	-2,71%	8,06	23,09%
Cenário 3 - A	9.872,64	-57,78%	10,13%	-3,08%	8,18	24,94%
Cenário 4 - A	7.405,26	-68,33%	9,42%	-3,71%	8,39	28,13%
Cenário 5 - A	6.706,09	-71,32%	9,21%	-3,89%	8,45	29,03%
<b>B - ICMS Isento na TE</b>						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	18.579,51	-20,54%	12,39%	-1,09%	7,21	10,10%
Cenário 0 - B	12.549,45	-46,33%	10,93%	-2,38%	7,52	14,88%
Cenário 1 - B	10.486,85	-55,15%	10,32%	-2,92%	8,13	24,14%
Cenário 2 - B	10.075,40	-56,91%	10,19%	-3,03%	8,17	24,67%
Cenário 3 - B	9.095,92	-61,10%	9,91%	-3,28%	8,25	25,94%
Cenário 4 - B	7.405,26	-68,33%	9,42%	-3,71%	8,39	28,13%
Cenário 5 - B	6.706,09	-71,32%	9,21%	-3,89%	8,45	29,03%
<b>C - Sem Isenção de ICMS</b>						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	14.595,88	-37,58%	11,35%	-2,01%	7,46	13,87%
Cenário 0 - C	8.792,95	-62,39%	9,87%	-3,31%	8,24	25,83%
Cenário 1 - C	6.730,34	-71,22%	9,26%	-3,85%	8,42	28,62%
Cenário 2 - C	6.318,90	-72,98%	9,14%	-3,95%	8,46	29,17%
Cenário 3 - C	5.339,41	-77,16%	8,86%	-4,20%	9,02	37,69%
Cenário 4 - C	3.648,75	-84,39%	8,37%	-4,63%	9,17	39,99%
Cenário 5 - C	3.169,68	-86,44%	8,23%	-4,76%	9,21	40,64%

Fonte: Elaboração Própria

Observa-se a viabilidade do projeto para todos os cenários avaliados, mesmo com a compensação somente do componente TE Energia, sem o benefício tributário. A perda máxima do VLP é de 86,44%. O *payback* descontado do projeto aumenta 40,64% em relação ao Cenário Base. No entanto, é inferior ao tempo de contrato de 10 anos.

Para o pior cenário de alteração e sem isenção de ICMS (Cenário 5-C), a TIR do projeto é de 8,23%, uma perda de 4,76% em relação ao cenário atual, com todos os benefícios tributários e componentes da tarifa incluídos na compensação da energia. O valor apresentado é 1,63% superior ao custo médio ponderado de capital, estimado em 8,23%.

Na Tabela 21, são apresentados os resultados dos indicadores financeiros do ponto de vista do acionista, após o pagamento do serviço da dívida. Com uma alavancagem de 70% do valor do projeto, o investidor tem o retorno do investimento em 5,44 anos, no

pior cenário. A rentabilidade mínima, neste caso, é de 17,89%, um ganho de 7,65% em relação à taxa exigida pelos investidores, de 9,51%.

Tabela 21 - Impacto financeiro para o acionista no modelo de locação para um único cliente comercial, geração junto à carga, com um tempo de contrato de 10 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia

A - ICMS Isento na TUSD e TE						
Cenários	VPL Acionista	Impacto (Δ VPL)	TIR Acionista	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	24.991,79	0,00%	36,77%	0,00%	2,59	0,00%
Cenário 0 - A	17.671,50	-29,29%	32,80%	-2,90%	2,59	0,00%
Cenário 1 - A	14.802,66	-40,77%	28,53%	-6,02%	3,20	23,41%
Cenário 2 - A	14.230,39	-43,06%	27,69%	-6,63%	3,29	26,81%
Cenário 3 - A	12.868,05	-48,51%	25,73%	-8,07%	3,52	35,87%
Cenário 4 - A	10.516,54	-57,92%	22,43%	-10,48%	4,36	68,31%
Cenário 5 - A	9.850,21	-60,59%	21,52%	-11,15%	4,53	74,64%
B - ICMS Isento na TE						
Cenários	VPL Acionista	Impacto (Δ VPL)	TIR Acionista	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	20.631,37	-17,45%	32,61%	-3,04%	3,11	19,97%
Cenário 0 - B	15.419,15	-38,30%	29,44%	-5,36%	3,11	19,97%
Cenário 1 - B	13.453,41	-46,17%	26,57%	-7,46%	3,42	31,80%
Cenário 2 - B	13.061,29	-47,74%	26,01%	-7,87%	3,49	34,50%
Cenário 3 - B	12.127,80	-51,47%	24,68%	-8,84%	3,67	41,46%
Cenário 4 - B	10.516,54	-57,92%	22,43%	-10,48%	4,36	68,31%
Cenário 5 - B	9.850,21	-60,59%	21,52%	-11,15%	4,53	74,64%
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL Acionista	Impacto (Δ VPL)	TIR Acionista	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	17.014,20	-31,92%	29,04%	-5,65%	3,40	31,15%
Cenário 0 - C	11.998,30	-51,99%	25,54%	-8,21%	3,40	31,15%
Cenário 1 - C	10.032,57	-59,86%	22,66%	-10,32%	4,11	58,70%
Cenário 2 - C	9.640,44	-61,43%	22,09%	-10,73%	4,22	62,96%
Cenário 3 - C	8.706,96	-65,16%	20,76%	-11,70%	4,49	73,11%
Cenário 4 - C	7.095,69	-71,61%	18,51%	-13,35%	5,31	104,94%
Cenário 5 - C	6.639,12	-73,43%	17,89%	-13,80%	5,44	110,01%

Fonte: Elaboração Própria.

Os resultados obtidos demonstram a atratividade do modelo em um cenário sem subsídios tributários ou tarifários. Isso decorre da alta simultaneidade entre o consumo e a geração, o que é característica do setor comercial. A energia produzida e não registrada pelo medidor da distribuidora proporciona ganho tanto para o locador quanto para o locatário, que tem uma redução de 10% do custo da energia sem necessidade de investimento.

#### 4.7.7 Caso 7: Locação Único Cliente com autoconsumo remoto

Neste modelo, uma empresa investe em uma planta fotovoltaica e a aluga para um cliente comercial. A planta é instalada na propriedade dele, sem carga associada. Toda a energia gerada é injetada na rede para compensar remotamente outras unidades do

cliente. O valor do aluguel corresponde a 90% do custo evitado de energia da distribuidora, com um contrato de 10 anos. Na Figura 35, são apresentados os VPLs do projeto para os diferentes cenários, com e sem a incidência do tributo.

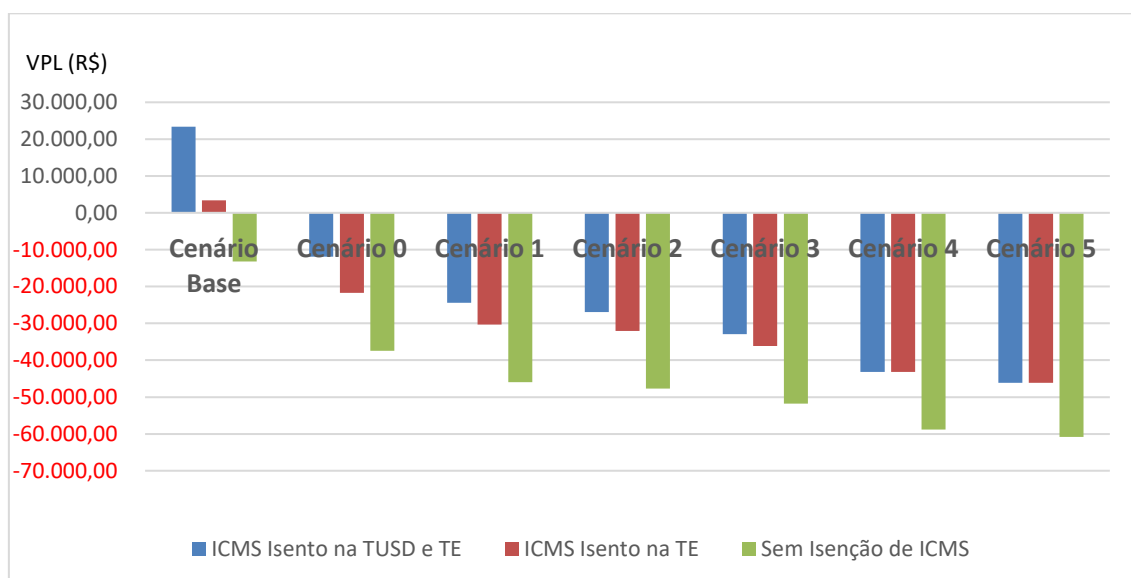


Figura 35 - Resultado do VPL do Projeto para modelo de locação para um único cliente, com autoconsumo remoto e contrato de 10 anos para um aluguel igual a 90% da economia de energia.

Fonte: Elaboração própria.

Como o modelo de locação considera o período de análise igual ao tempo de contrato, ou seja, de 10 anos, e os dados técnicos utilizados são iguais ao Caso 4, a alteração da remuneração da energia injetada na rede inviabiliza a aplicabilidade deste modelo, para todos os cenários, conforme esperado. Inclusive na regulação vigente, sem a isenção do ICMS sobre todos os componentes da tarifa.

No entanto, tendo em vista a influência da simultaneidade, buscou-se identificar o valor que permita o retorno do investimento para um contrato de 10 anos e aluguel equivalente a 90% da economia de energia do cliente. A simultaneidade mínima encontrada, que remunera o projeto e o acionista, no pior cenário de compensação, sem o benefício tributário, foi de aproximadamente 73%. No melhor cenário (Cenário 0-A) corresponde a 34%.

Nota-se que essa simultaneidade mínima para o pior cenário, que retrata a minuta da nova regulação proposta pela Aneel, em discussão na Consulta Pública nº 25/2019, equivale a uma instalação com geração junto a carga, apresentado na análise de Caso 3. Assim, o locador teria 27% de energia excedente para compensar remotamente em outra unidade. Cabe ao investidor, portanto, expandir o tempo de contrato, caso o cliente



tenha somente espaço disponível para instalar o SFV em um local onde há pouca simultaneidade.

Na Figura 36, apresentam-se os VPLs do projeto em função da simultaneidade e tempo de contrato, para o cenário sem o benefício do ICMS e compensação apenas do componente TE Energia (Cenário 5-C). Observa-se que a menor simultaneidade possível para o local de instalação da planta, viável para o locatário, é de 50%, com um contrato de 20 anos. Assim, caso o locador queira compensar a energia gerada pela planta entre várias unidades consumidoras e obter um desconto de 10% sobre energia evitada da distribuidora, é necessário assinar um contrato de 20 anos com o locatário e ter a planta instalada em uma unidade onde haja, no mínimo, 50% de consumo instantâneo da planta.

É importante destacar a diferença de VPL para os contratos de 10 e 15 anos, sem simultaneidade. O segundo apresentou um valor menor de retorno em razão da despesa de substituição do inversor, que ocorre no 13º ano do projeto, conforme premissa adotada. Essa substituição acarretou um custo adicional para o investidor no período final do contrato, impactando o VPL.

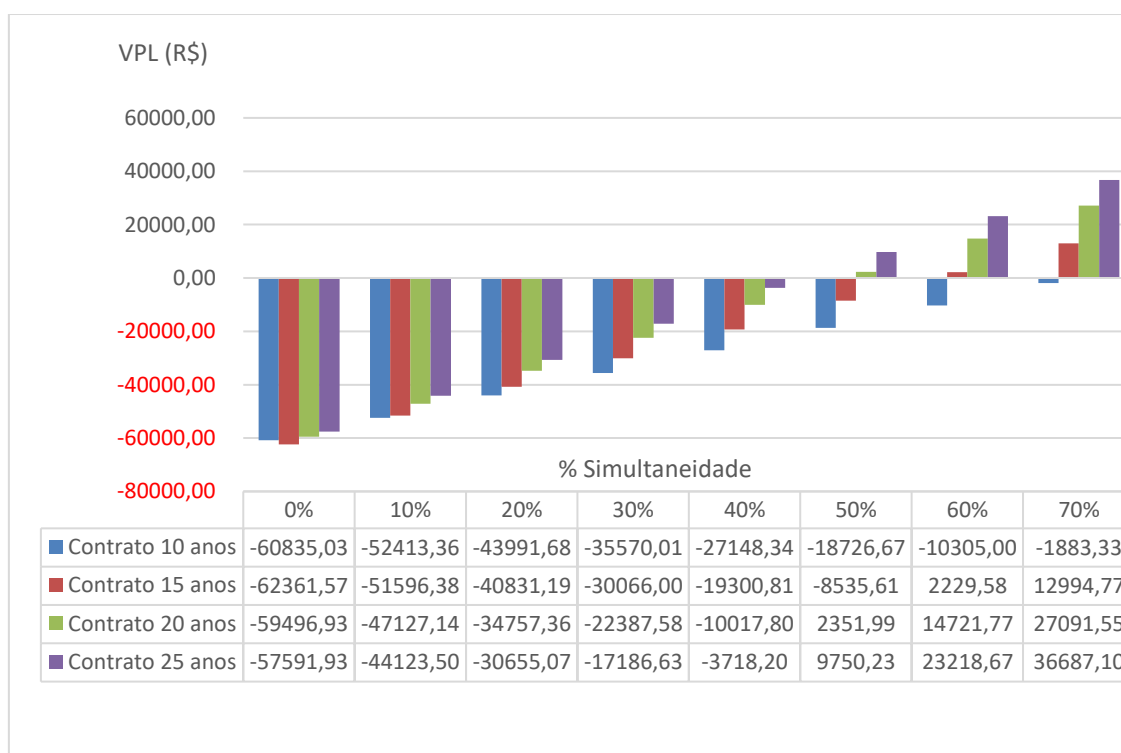


Figura 36 -VPL do Projeto, de acordo com o tempo de contrato e a simultaneidade entre o consumo e a geração, para o Cenário 5-C

Fonte: Elaboração própria.

Portanto, nas condições de simultaneidade igual a 50% e contrato de 20 anos, sem incentivos tributário e subsídios, tem-se a variação negativa de VPL do projeto e do acionista em relação ao Cenário Base de 95% e 100%, respectivamente. A TIR do projeto, por sua vez, tem uma perda de 8,26% e a do acionista de 21,10%.

#### 4.7.8 Caso 8: Comunidade Solar

Este modelo compreende a locação de lotes solares de uma planta de 5 MW, para consumidores residenciais ou comerciais conectados em baixa tensão, com o valor de aluguel igual a 90% do custo evitado de energia. Conforme premissa adotada, considerou-se que toda a capacidade da planta foi alugada, com receita garantida nos 10 primeiros anos. Esse tempo determina, portanto, o período de análise do projeto. Na Figura 37, apresentam-se os VPLs do projeto para os diferentes cenários propostos na metodologia, com e sem a incidência do tributo.

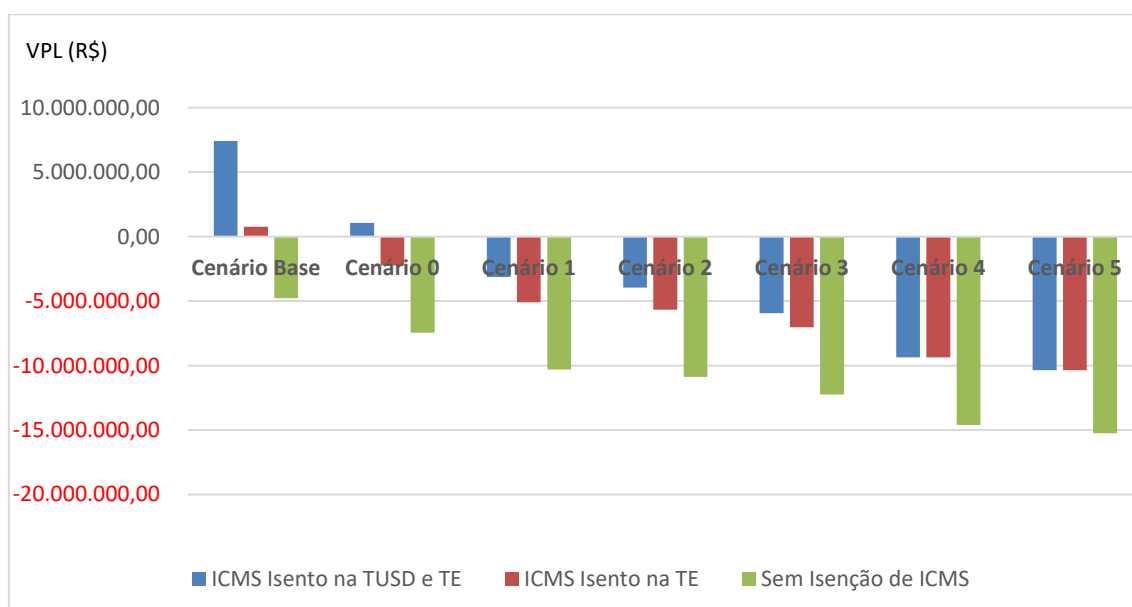


Figura 37 - Resultado do VPL do projeto para modelo de locação de lotes solares, com contratos garantidos por 10 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia.

Fonte: Elaboração própria.

Observa-se a inviabilidade do modelo em todos os cenários de alteração da compensação, inclusive no cenário atual, sem a isenção do ICMS sobre a energia devolvida. O período de contrato de 10 anos não é suficiente para permitir o retorno dos investimentos.

Como a planta possui uma vida útil de 25 anos, foi verificada, portanto, a viabilidade do empreendimento para esse período, considerando-se todos os lotes alugados a um custo equivalente a 90% da energia evitada do cliente. Na Figura 38, apresentam-se os

VPLs do projeto nessa nova condição; e nas Tabelas 22 e 23 pode-se contemplar os resultados indicadores financeiros do projeto e do acionista, respectivamente.

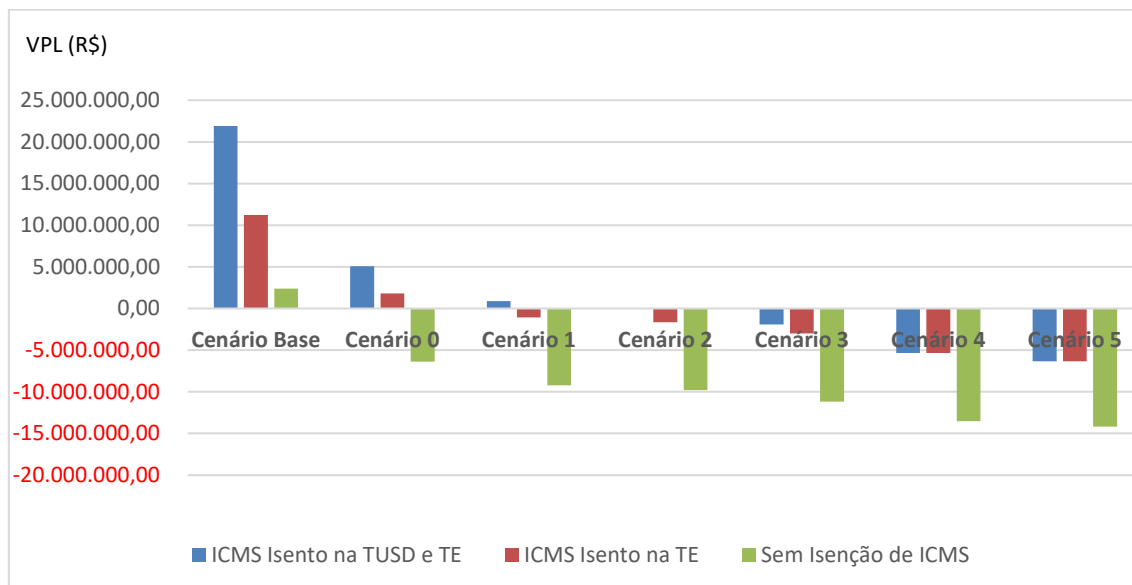


Figura 38 - Resultado do VPL do projeto para modelo de locação de lotes solares, período de análise de 25 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia. Fonte: Elaboração própria.

Expandindo-se o período de análise para 25 anos, o projeto apresenta VPLs positivos até o Cenário 2-A, com isenção total do ICMS e sem a compensação dos componentes TUSD Fio A e Fio B. O *payback*, neste caso, é de 24,12 anos, porém não é viável para o acionista.

Os únicos cenários alternativos que permitem a viabilidade, tanto do projeto quanto do acionista, são o Cenário 0-A, Cenário 0-B e Cenário 1-A. Destaca-se o *payback* do acionista no Cenário 0-A, em que todos os componentes da TUSD e TE são incluídos na compensação, durante os quatro primeiros anos antes do gatilho. Como o retorno do acionista ocorre dentro desse período, o pagamento da TUSDg proporciona uma redução de 32,64% no período de retorno do investimento. No entanto, a cobrança de qualquer outro componente na injeção da energia transfere o *payback* para um momento após o gatilho, com compensação apenas do componente TE Energia. Assim, o benefício da TUSDg não é suficiente para recompensar a perda de valorização dos demais componentes.

Adicionalmente, observa-se que o benefício tributário influencia na atratividade do projeto, mesmo nas condições atuais de regulação. Sem a isenção do ICMS na energia compensada, o impacto negativo do VPL do projeto é de 89,10% e o retorno do

investimento altera-se de 6,27 anos para 18,22 anos, um aumento de 190,5%. O acionista tem uma perda de rentabilidade de 22,41%.

Tabela 22 - Impacto financeiro no projeto do modelo de locação de lotes solares, período de análise 25 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia

A - ICMS Isento na TUSD e TE						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	21.903.388,73	0,00%	19,09%	0,00%	6,27	0,00%
Cenário 0 - A	5.073.566,23	-76,84%	12,16%	-5,82%	8,23	31,26%
Cenário 1 - A	892.732,95	-95,92%	8,07%	-9,25%	21,01	235,03%
Cenário 2 - A	58.745,08	-99,73%	7,38%	-9,83%	24,12	284,65%
Cenário 3 - A	-1.926.641,30	-108,80%	5,88%	-11,09%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - A	-5.353.559,17	-124,44%	3,71%	-12,91%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - A	-6.324.626,59	-128,88%	3,18%	-13,36%	Não Recuperável	Não Recuperável
B - ICMS Isento na TE						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	11.236.819,31	-48,70%	13,65%	-4,56%	9,23	47,17%
Cenário 0 - B	1.791.155,29	-91,82%	8,86%	-8,59%	18,00	187,11%
Cenário 1 - B	-1.073.570,97	-104,90%	6,50%	-10,57%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 2 - B	-1.645.023,31	-107,51%	6,08%	-10,92%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - B	-3.005.419,22	-113,72%	5,14%	-11,71%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - B	-5.353.559,17	-124,44%	3,71%	-12,91%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - B	-6.324.626,59	-128,88%	3,18%	-13,36%	Não Recuperável	Não Recuperável
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	2.388.404,49	-89,10%	8,76%	-8,67%	18,22	190,50%
Cenário 0 - C	-6.369.580,47	-129,08%	0,62%	-15,51%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 1 - C	-9.234.306,74	-142,16%	-1,38%	-17,19%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 2 - C	-9.805.759,08	-144,77%	-1,73%	-17,48%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - C	-11.166.154,99	-150,98%	-2,49%	-18,11%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - C	-13.514.294,94	-161,70%	-3,63%	-19,07%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - C	-14.179.674,81	-164,74%	-3,92%	-19,32%	Não Recuperável	Não Recuperável

Fonte: Elaboração própria.

Tabela 23 - Impacto financeiro para o acionista no modelo de locação de lotes solares, período de análise 25 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia

A - ICMS Isento na TUSD e TE						
Cenários	VPL Acionista	Impacto (Δ VPL)	TIR Acionista	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	17.292.418,90	0,00%	43,01%	0,00%	2,33	0,00%
Cenário 0 - A	4.496.385,23	-74,00%	42,58%	-0,30%	1,57	-32,64%
Cenário 1 - A	511.895,36	-97,04%	11,23%	-22,22%	21,04	803,95%
Cenário 2 - A	-282.926,15	-101,64%	8,72%	-23,98%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - A	-2.175.073,33	-112,58%	5,05%	-26,54%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - A	-5.441.053,74	-131,46%	1,62%	-28,94%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - A	-6.366.517,16	-136,82%	0,95%	-29,41%	Não Recuperável	Não Recuperável
B - ICMS Isento na TE						
Cenários	VPL Acionista	Impacto (Δ VPL)	TIR Acionista	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	8.364.249,65	-51,63%	24,06%	-13,25%	5,44	133,69%
Cenário 0 - B	1.368.125,33	-92,09%	15,33%	-19,35%	17,03	631,50%
Cenário 1 - B	-1.362.065,53	-107,88%	6,36%	-25,62%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 2 - B	-1.906.680,90	-111,03%	5,45%	-26,26%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - B	-3.203.188,88	-118,52%	3,73%	-27,47%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - B	-5.441.053,74	-131,46%	1,62%	-28,94%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - B	-6.366.517,16	-136,82%	0,95%	-29,41%	Não Recuperável	Não Recuperável
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL Acionista	Impacto (Δ VPL)	TIR Acionista	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	957.918,53	-94,46%	10,95%	-22,41%	20,11	763,74%
Cenário 0 - C	-5.498.066,23	-131,79%	-5,47%	-33,90%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 1 - C	-8.228.257,08	-147,58%	-6,85%	-34,86%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 2 - C	-8.772.872,45	-150,73%	-7,07%	-35,02%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - C	-10.069.380,44	-158,23%	-7,56%	-35,36%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - C	-12.307.245,29	-171,17%	-8,28%	-35,86%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - C	-12.941.377,10	-174,84%	-8,46%	-35,99%	Não Recuperável	Não Recuperável

Fonte: Elaboração própria.

Em suma, o modelo Comunidade Solar mostra-se muito dependente da valorização de todos os componentes da tarifa e da isenção do ICMS. O pagamento da TUSDg em substituição TUSDc, que proporciona uma economia de 74% na demanda contratada, não foi suficiente para promover a atratividade desse tipo de investimento.

#### 4.7.9 Leasing

O modelo *Leasing* não é analisado neste trabalho, conforme mencionado anteriormente. No entanto, com base nos resultados do Caso 6, é possível inferir a viabilidade de sua aplicação.

Do ponto de vista financeiro, o *Leasing* corresponde a um financiamento de um bem ou produto a médio e longo prazo. A propriedade é do arrendador, que cede à posse do bem ao interessado, por um período de tempo, conforme definido em contrato. Ao final do prazo estabelecido, o arrendatário pode comprar o produto, devolver ou renovar o contrato. Assemelha-se, portanto, ao modelo de locação analisado anteriormente.

O Caso 6 considera a locação de SFV para um consumidor comercial, por um período de 10 anos e aluguel igual a 90% da economia gerada. Os resultados apontam a viabilidade para o locador em todos os cenários de alteração da compensação da energia.

Em um cenário de compensação da energia, em que somente o componente tarifário TE Energia é valorado e não há qualquer benefício tributário, o *payback* descontado do acionista ocorre em 5,44 anos e TIR do acionista é de 17,78%, ou seja, o investidor obtém o retorno de seu investimento pouco depois da metade do contrato e a planta fotovoltaica ainda terá cerca de 19,56 anos de vida útil.

Portanto, tendo em vista esses resultados, o modelo *Leasing* apresenta-se como um modelo viável para o setor comercial com geração solar junto à carga. Ao final do contrato de 10 anos, a arrendadora terá recuperado seus investimentos e o arrendatário poderá renovar o contrato ou, inclusive, optar pela compra do equipamento, já depreciado em 40% (considerando-se uma depreciação linear) e com 15 anos de vida útil ainda possível.

## 5 CONCLUSÃO

A geração distribuída por meio de sistemas fotovoltaicos apresenta-se como alternativa para geração de eletricidade por pequenos consumidores. Observa-se tal fato a partir das quedas dos preços dos módulos fotovoltaicos nos últimos anos, as altas tarifas de energia pela distribuidora e o incentivo brasileiro por meio da Resolução Normativa ANEEL nº 482, de 17 de abril de 2012. Esta resolução estabeleceu o sistema de compensação da energia para unidades consumidoras com geração de até 5 MW e facilitou o acesso à conexão na rede da distribuidora.

Com a regulação da MMD, dada pela REN 482, a instalação de um SFV tornou-se mais acessível à população, em virtude da desburocratização do acesso à rede e facilidade de conexão de um sistema de geração ao grid. Assim, a possibilidade de o consumidor final gerar sua própria energia proporciona um novo ambiente de negócios, por meio de vendas ou locação de sistemas de fotovoltaicos, cada um ofertando uma proposta de valor diferente ao cliente.

Como a venda de energia dentro do mercado cativo é restrita às distribuidoras, os modelos de negócios para micro e minigeração distribuídas foram desenvolvidos com base nas modalidades de compensação de energia estabelecidas pela regulação. Inicialmente, surgiu o modelo de venda direta de sistemas fotovoltaicos, dada a possibilidade de instalação do gerador junto à carga ou remotamente, conectado à rede da distribuidora. Os prosumidores tornam-se proprietários dos sistemas, motivados pelo retorno financeiro ao se reduzir a fatura de energia da concessionária.

O avanço da regulação, por meio REN 687, instituiu as modalidades de geração compartilhada e empreendimento de múltiplas unidades consumidoras. Isso propiciou o desenvolvimento de um mercado de compra coletiva de sistemas fotovoltaicos, através da união de diferentes consumidores. Dessa forma, diminui-se a barreira de alto investimento inicial de aquisição de um SFV, com o ganho de escala da planta, possibilitando a participação de novos consumidores ao sistema de compensação de energia.

O desenvolvimento do mercado, associado à atratividade dos sistemas fotovoltaicos e aos altos custos de energia do mercado cativo, deu origem ao modelo de locação, seguindo-se a tendência do mercado internacional. O prosumidor não detém a propriedade da planta, que pertence a um investidor ou empresa solar que o aluga com base na economia financeira gerada pelo SFV. Assim, a unidade consumidora

tem acesso a um sistema de geração sem necessidade de investimento, pagando um valor fixo pela locação, em geral, inferior ao valor da fatura de energia da distribuidora.

Além do valor da tarifa de energia elétrica, a viabilidade desses modelos está atrelada à forma de valoração da energia compensada e do uso da rede da distribuidora, que funciona como uma bateria virtual para armazenar o excedente de energia gerado pelo sistema fotovoltaico. A GD por meio de sistemas fotovoltaicos promove benefícios sociais e ambientais diante do uso de uma fonte renovável de energia, mas o aumento do mercado e a dependência do uso da rede criam distorções econômicas no setor elétrico.

O aumento do número de conexões de MMGD implica necessidade de adequação da rede elétrica, para comportar mudanças de fluxos de potência e desequilíbrios de tensão, acarretando custos para o setor de distribuição. Adicionalmente, ao gerarem a sua própria energia, os prossumidores deixam de remunerar os custos de operação e manutenção da rede e demais encargos do setor elétrico, ocasionando aumento da tarifa de energia para os demais consumidores.

Uma das formas de corrigir essa distorção seria por meio da aplicação de uma tarifa binômica para consumidores atendidos em baixa tensão, separando-se os custos de uso da rede de distribuição dos custos da energia. Outra medida, no que tange à regulamentação da compensação de energia, para diminuição dos subsídios cruzados, é a valoração da energia injetada na rede em função dos componentes da tarifa que remuneram os custos do setor elétrico. No entanto, essa medida impacta a rentabilidade dos investimentos em GD que fazem uso da rede, como backup ou autoconsumo remoto.

Diante disso, neste estudo, buscou-se avaliar os impactos das mudanças da compensação da energia na atratividade do investimento para diferentes modelos de negócios. Com isso, é possível identificar quais os modelos continuariam a promover o acesso à geração própria de energia dentro do mercado de micro e minigeração distribuída e quais consumidores seriam menos impactados.

Os resultados apresentados demonstraram a importância da instalação do sistema fotovoltaico junto à unidade consumidora, com consumo simultâneo à geração, para permanência da atratividade do investimento. Nesse sentido, o setor comercial sofre menos impacto com a alteração das regras de compensação do que o setor



residencial, considerando-se o seu perfil de consumo diurno que concilia com momento de geração da planta solar.

No modelo *Turnkey* para o setor residencial com compensação local, ou seja, a planta instalada junto a carga, uma simultaneidade de 45% entre o consumo e a geração mantém a atratividade do investimento, mesmo no cenário em que somente o componente tarifário TE Energia é compensado. A TIR real no Cenário Base, com as regras atuais de compensação e isenção de tributos, demonstrou tratar-se de investimento muito atrativo. Assim, as mudanças das regras impactam a rentabilidade, mas resultam em uma TIR de 8,51% para um cenário sem nenhum subsídio tarifário ou tributário. O *payback* descontado subiria de 6,16 para 14,01 anos, permitindo, no entanto, cerca de 11 anos de geração, já com os investimentos amortizados.

Para o setor comercial atendido em baixa tensão, um sistema fotovoltaico de 15 kW, com uma simultaneidade de 76%, resultou em uma TIR mínima de 19,84% no cenário sem subsídios tarifários e tributário. O *payback* descontado, neste caso, foi de 6,22 anos, demonstrando a importância do consumo instantâneo da geração fotovoltaica e que o custo nivelado da energia produzida é inferior à tarifa de aplicação da distribuidora.

No entanto, para ambos os setores, a instalação da planta em outro local para autoconsumo remoto puro, ou seja, sem carga associada ao SFV, não permanece atrativa, sem a isenção do ICMS em toda a tarifa e sem a compensação de, pelo menos, todos os componentes da TE e da TUSD Perdas. Para não depender dos subsídios e obter um VPL maior que zero, a planta deve ser instalada em unidades com carga associada com simultaneidade entre o consumo e a geração em torno de 20%, para, então, compensar o excedente em outra unidade consumidora. Cabe destacar que, nessas condições, o *payback* descontado é de aproximadamente 24 anos.

Tem-se, portanto, uma segmentação do mercado de consumidores residenciais e comerciais que poderão ser beneficiados com a compra de um sistema fotovoltaico para conexão à rede da distribuidora. As empresas integradoras ou vendedoras de kits fotovoltaicos deverão prospectar clientes com perfis de consumo diurno para se manter no mercado, de modo a continuar a oferecer a proposta de valor de redução dos custos de energia e retorno dos investimentos.

Uma proposta de valor para redução dos investimentos iniciais de aquisição de um SFV ocorre por meio de compra coletiva de um único sistema e compartilhamento da geração. Nesse modelo, os resultados mostraram que a união de consumidores residenciais para compartilhamento de uma planta de 29,1 kWp permanece atrativa, pelo critério do VPL, em todos os cenários de alteração da compensação, desde que mantida a isenção do ICMS em todos os componentes da TE. No entanto, o *payback* descontado pode chegar a 20 anos, caso apenas o componente TE Energia seja compensado.

O modelo de locação, uma proposta de romper a barreira de alto investimento inicial, apresenta-se como alternativa para o consumidor comercial, desde que a planta seja instalada junto à unidade consumidora. Mesmo com a mudança da regulação da MMGD, tanto o locador quanto o locatário mantêm os benefícios desse modelo de negócio. Considerando-se um contrato de 10 anos, o consumidor reduz em 10% o seu custo de energia em relação à distribuidora e o investidor, que aluga o SFV, consegue o retorno de seu projeto em 9,21 anos, no cenário sem subsídios tarifários ou tributários.

Isso só é possível por conta da alta simultaneidade entre o consumo e a geração do setor comercial associado ao alto valor das tarifas de eletricidade. No entanto, para o caso de locação para autoconsumo remoto, a expansão do tempo de contrato não é suficiente para garantir viabilidade do empreendimento para o locatário, já que o valor dos créditos gerados não proporciona economia financeira ao locador.

Nesse mesmo sentido, o modelo Comunidade Solar também é impactado com as alterações da valoração da energia injetada. Qualquer cenário de alteração da compensação impacta na viabilidade do empreendimento. O aluguel de lotes solares, uma alternativa para consumidores sem espaço disponível para instalação de um SFV, não será capaz de remunerar tanto o projeto quanto o investidor, pois os créditos da energia injetada não abatem integralmente o consumo do locador.

Portanto, as alterações no sistema de compensação direcionam o mercado de micro e minigeração distribuída para consumidores com espaço disponível para instalação da planta e com consumo no mesmo momento da geração. O modelo de propriedade de terceiros, seguindo a referência praticada no mercado internacional, será possível somente para grandes consumidores de energia. A expansão desse modelo só seria possível diante de uma mudança na regulação do setor elétrico, permitindo a livre comercialização de energia dentro do atual mercado cativo das distribuidoras.

Adicionalmente, observa-se o distanciamento do uso da rede como backup dos sistemas distribuídos. Nesse sentido, sugere-se, para trabalhos futuros, estudo de modelos de negócios, considerando-se sistemas de armazenamento de energia, associados à redução dos investimentos iniciais de aquisição do SFV, que, apesar da redução nos últimos anos, ainda corresponde a uma barreira para adoção da geração distribuída. Outro estudo seria do aprofundamento do modelo *Leasing* que, apesar dos riscos envolvidos, representa uma alternativa aos financiamentos existentes.

## REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABDG, 2019. Associação Brasileira de Geração Distribuída. **Audiência pública ANEEL nº 001/2019**. Aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Contribuições referentes à audiência pública nº01/2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>> Acesso em: agosto de 2019.

ABGD, 2018. Associação Brasileira de Geração Distribuída. **Contribuições referentes à consulta pública Nº10/2018**. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/consultas-publicas>> Acesso em: agosto de 2019.

ABRACEEL, 2019. Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia. **Diferenças entre Consumidor Livre e Cativo**. Disponível em: <<https://abraceel.com.br/mercado-livre/#diferencas-entre-consumidor-livre-e-cativo>> Acesso em: agosto de 2019.

ABRADEE, 2018. **Dados de mercado** - empresas distribuidoras associadas. Disponível em: <<http://www.abradee.org.br/setor-de-distribuicao/comercial/>> Acesso em: agosto de 2019.

ABRADEE, 2013. **Redes elétricas inteligentes no Brasil**: análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação. Rio de Janeiro: Sinergia; Brasília: Aneel.

ANEEL, 2019a. Agência Nacional De Energia Elétrica. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída**. Período da análise: 13/02/2008 a 12/08/ 2019.. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao>> Acesso em: agosto de 2019.

ANEEL, 2019b. Agência Nacional De Energia Elétrica. **Luz na Tarifa**. Componentes da Tarifa Residencial. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/luz-na-tarifa>> Acesso em: agosto de 2019.

ANEEL, 2019c. Agência Nacional De Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0078/2019-SRD/ANEEL**. Análise das contribuições da AP nº 01/2019 e proposta de abertura de Consulta Pública, com vistas a obter subsídios para a elaboração da nova redação das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

ANEEL, 2019d. Agência Nacional De Energia Elétrica. **Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição**. Resolução ANEEL Nº 2.523/19 de 26/03/2019. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>> Acesso em: agosto de 2019.

ANEEL, 2018a. Agência Nacional De Energia Elétrica. **Nota Técnica 0062/2018 - SRD/ANEEL**. Abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

ANEEL, 2018b. Agência Nacional De Energia Elétrica. **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída** – Resolução Normativa nº 482/2012. Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018-SRD/SCG/SMA/ANEEL.

ANEEL, 2017a. Agência Nacional De Energia Elétrica. PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. **Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição – Submódulo 7.1 - Procedimentos Gerais.** (Revisão 2.4 - 10/07/2017). Brasília - DF.

ANEEL, 2017b. Agência Nacional De Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0056/2017-SRD/ANEEL.** Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024.

ANEEL, 2017c. Agência Nacional De Energia Elétrica. **Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012.** Atualizado em 25/05/2017. Brasília.

ANEEL, 2016. Agência Nacional De Energia Elétrica. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia** elétrica / Caderno Temático. 2 ed. Brasília: ANEEL.

ANEEL, 2015. Agência Nacional De Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 0017/2015-SRD/ANEEL.** Anexo III Pesquisa ANEEL de satisfação dos consumidores com geração distribuída.

ANEEL, 2012. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa n. 482, de 17 de abril de 2012.**

BAJAY, S., JANNUZZI, G. M., HEIDEIER, R. B., VILELA, I. R., PACCOLA, J. A., GOMES, R., 2018. **Geração distribuída e eficiência energética.** Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro. 1 ed. Campinas.

BNDES, 2016. **Leilões de geração de energia de abril de 2016.** Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/leiloes-infraestrutura/leilao-geracao-2016>> Acesso em: agosto de 2019.

BNDES, 2019. **BNDES Direto 10.** Disponível em: <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-direto-10-energia>> Acesso em: agosto de 2019.

BOONS, F., LÜDEKE-FREUND, F., 2013. Business models for sustainable innovation: state-of-the-art and steps towards a research agenda. **J. Clean. Prod.**, Sustainable Innovation and Business Models 45, p. 9–19.

BRASIL, 2004. **Decreto nº 5.163/2004.** Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Brasília. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm)> Acesso em: agosto de 2019.

BRASIL, 2018. **Decreto nº 9.580 de 22 de novembro de 2018.** Brasília, DF. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_ato2015-2018/2018/decreto/D9580.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2018/decreto/D9580.htm)> Acesso em: agosto de 2019.

BREALEY, R. A., MYERS, S. C., ALLEN, F., 2013. **Princípios de Finanças Corporativas**. 10 ed. AMGH.

BUIATTI, G. M., 2018. Modelos de negócios na REN 482: Condomínios. **Seminário Internacional Micro e Minigeração Distribuída – Aneel**. Brasília, 21 de Junho de 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/seminario-internacional-de-micro-e-minigeracao-distribuida>> Acesso em: agosto de 2019.

CAREY, B., GERSTEL, D., JANG, S., 2017. Community solar: Share the sun rooflessly. **Technical report**, London UK. Disponível em: <<https://www.strategyand.pwc.com/us/en/reports/community-solar.pdf>> Acesso em agosto de 2019.

CASTANEDA, M.; ZAPATA, S.; HERRERA, J. A.; ARISTIZÁBAL, A. J.; DYNER, I., 2019. Solar Power Business in the UK: A Bright or Cloudy Future ahead? **International Journal of Renewable Energy Research**. v. 9. n. 2.

CASTRO, N. de, CASTRO, G., FERREIRA, D., TOMMASSO, F., MORAIS, R., 2018. **Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída** - Texto de Discussão do Setor Elétrico Nº 79. GESEL/UFRJ.

CASTRO, N., DANTAS, G., BRANDÃO, R., MOSZKOWICZ, M., ROSENAL, R., 2016. **Perspectivas e Desafios da Difusão da Micro e da Minigeração Solar Fotovoltaica no Brasil**. Rio de Janeiro: GESEL/UFRJ.

CCEE, 2019. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. **Relatório de Informação ao Mercado Mensal Nº146**". CCEE. Agosto de 2019.

CELA, 2016. Clean Energy Latin America. **Congresso de GD: Modelos de Negócios**. Brasil Solar Power, 30 de junho e 1 de julho 2016.

CEMIG, 2019. **Audiência pública ANEEL nº 001/2019**. Aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Contribuições. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>> Acesso em: agosto de 2019.

CGEE, 2017. **Prospecção tecnológica no setor de energia elétrica**: Evolução tecnológica nacional no segmento de distribuição de energia elétrica. v. 5. Brasília, DF: Centro de Gestão e Estudos Estratégicos.

CODANORTE, 2018. Consórcio Intermunicipal para Desenvolvimento Ambiental Sustentável do Norte de Minas. **Plano de negócio de referência**. PPP Usinas Fotovoltaicas. Montes Claros, Outubro de 2018.

CONFAZ, 2015a. Conselho Nacional de Política Fazendária. **Convênio ICMS 16**. Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016\\_15](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV016_15)> Acesso em: agosto de 2019.

CONFAZ, 2015b. Conselho Nacional de Política Fazendária. **Convênio ICMS 130**. Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV130\\_15](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/CV130_15)> Acesso em: agosto de 2019.

CONFAZ, 2016. Conselho Nacional de Política Fazendária. **Convênio ICMS 6**. Disponível em: <[https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2013/CV006\\_13](https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2013/CV006_13)> Acesso em: agosto de 2019.

CPFL, 2019. **Audiência pública ANEEL nº 001/2019**. Documentos Disponibilizados. Análise de Impacto Regulatório. Contribuição Pública. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>> Acesso em: agosto de 2019.

DINIZ, J., 2017. **Metodologia para análise de investimento em sistemas fotovoltaicos considerando parâmetros de incerteza e métricas de risco**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Minas Gerais, Escola de Engenharia.

EPE, 2019a. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2029**. Brasília: MME/EPE.

EPE, 2019b. Empresa de Pesquisa Energética. **Modelo de Mercado da Micro e Minigeração Distribuída (4MD): Metodologia – Versão PDE 2029**. Nota técnica DEA 016/2019. Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, DF. 27 de novembro de 2019.

EPE, 2018. Empresa de Pesquisa Energética. **Recursos Energéticos Distribuídos: Impactos no Planejamento Energético**. Nota de Discussão. EPE-DEA-NT-016/2018-r0.

EPE, 2016. Empresa de Pesquisa Energética. **Demanda de Energia 2050**. Nota Técnica DEA 13/15- Estudos da Demanda De Energia. Janeiro de 2016.

EPE, 2014. Empresa de Pesquisa Energética. **Inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil – condicionantes e impactos**. Série: Recursos Energéticos. Nota técnica DEA 19/14. Brasília, DF.

FRANTZIS, L., GRAHAM, S., KATOFSKY, R., SAWYER, H., 2008. **Photovoltaics Business models**. National Renewable Energy Laboratory - NREL.

FREITAS, W., 2018. Comportamento de redes de distribuição na presença da microgeração. Unicamp. **Seminário Internacional de Micro e Minigeração Distribuída**. ANEEL. Brasília: DF. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/seminario-internacional-de-micro-e-minigeracao-distribuida>> Acesso em agosto de 2019.

GOUVÊA, A. R., 2019. **Uma visão estratégica do setor de distribuição de energia elétrica frente aos desafios da expansão de recursos energéticos distribuídos no Brasil**. Dissertação de mestrado. UFRJ/COPPE. Programa de Planejamento Energético.

GREENER, 2019a. **Estudo Estratégico: Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Semestre de 2019**. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/pesquisas-de-mercado/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-distribuida-1o-semester-de-2019/>> Acesso em agosto de 2019.

GREENER, 2019b. **Estudo Estratégico:** Mercado Fotovoltaico de Geração Distribuída 1º Trimestre de 2019 – Impactos das alterações da RN 482. Disponível em: <<http://greener.greener.com.br/1-trim-2019-gd>> Acesso em agosto de 2019.

GREENER, 2018. **Modelos de Negócio em Geração Distribuída.** Apresentação. Desenvolvido para o Sebrae. Disponível em: <<https://m.sebrae.com.br/Sebrae/Portal%20Sebrae/UFs/PI/Anexos/greener.pdf>> Acesso em: agosto de 2019.

GREENER, 2017. **Estudo Estratégico:** Mercado Fotovoltaico de Geração Centralizada. Novembro de 2017. Disponível em: <<https://www.greener.com.br/item/estudo-estrategico-mercado-fotovoltaico-de-geracao-centralizada-2017/>> Acesso em: agosto de 2019.

HAMWI, M., LIZARRALDE, I., 2017. **A review of business models towards service-oriented electricity systems.** Procedia CIRP 64,p. 109–114. <http://dx.doi.org/10.1016/j.procir.2017.03.032>.

HOOGDUIJN, E., 2017. **Business model innovation opportunities in the Dutch downstream photovoltaic industry.** Master of Science in Industrial Ecology at the Delft University of Technology, to be defended publicly on Monday July 3rd.

HORVÁTH, D., SZABÓ, R. Z., 2018. Evolution of photovoltaic business models: overcoming the main barriers of distributed energy deployment. **Renew. Sustain. Energy Rev.** 90, p. 623–635.

IDEAL, 2019. Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL). **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica.** Edição 2019.

IEA, 2018. International Energy Agency. **PVPS trends 2018 in photovoltaic applications.** Report IEA PVPS T1-34:201.

IPEA, 2018. Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Texto para discussão. **Viabilidade Econômica de Sistemas Fotovoltaicos No Brasil e Possíveis Efeitos no Setor Elétrico.** Brasília: Rio de Janeiro: IPEA. 1990- ISSN 1415-4765.

IREN, 2019. **Renewable Power Generation Costs in 2018.** International Renewable Energy Agency. Abu Dhabi.

KONZEN, G., 2014. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil:** uma simulação via modelo de Bass. 108 p. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Energia, USP. São Paulo, SP.

LIGHT, 2019. Light Serviços de Eletricidade S/A. **Composição da Tarifa.** Disponível em <<http://www.light.com.br/para-residencias/Sua-Conta/composicao-da-tarifa.aspx>> Acesso em agosto de 2019.

LIMA, D. B., 2018. **Cooperativas de energia:** guia de constituição de cooperativas de geração distribuída fotovoltaica. Brasília, DF: Sistema OCB, Cooperação Alemã, Giz, DGRV.



MARTELANC, Roy, 2010. **Avaliação de empresas: um guia para fusões e aquisições e private equity**. São Paulo: Pearson Prentice Hall.

MIRANDA, R. F. C., 2013. **Análise da Inserção de Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica no Setor Residencial Brasileiro**. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE.

MITIDIERI, M. F., 2017. **Análise do Potencial de Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica nos Setores Bancário, de Educação Básica e Postos de Gasolina**. Dissertação de Mestrado. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE.

MME, 2019a. Ministério de Minas e Energia. **Acordo de Paris**. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>>. Acesso em: março de 2019.

MME, 2019b. Ministério de Minas e Energia. ProGD. Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica. **Relatório**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/20182/6dac9bf7-78c7-ff43-1f03-8a7322476a08>> Acesso em: agosto de 2019.

MME, 2017. Ministério de Minas e Energia. **Nota Técnica Nº 5/2017/AEREG/SE da Consulta Pública n. 33 de 2017**.

OLIVEIRA, C. E. C. L., 2019. **Avaliação do Impacto da Alteração das condições de Financiamento Sobre a Energia Eólica no Brasil: Evolução e Perspectivas**. Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2019. Dissertação de Mestrado – UFRJ/COPPE/Programa de Planejamento Energético.

OSTERWALDER, A.; PIGNEUR, Y., 2011. **Business Model Generation** - Inovação em Modelos de Negócios: um manual para visionários, inovadores e revolucionários. Alta Books.

PEREIRA, E.B., MARTINS, F.R., GONÇALVES, A.R., COSTA, R.S., LIMA, F.J.L., RÜTHER, R., ABREU, S.L., TIEPOLO, G.M., PEREIRA, S.V., SOUZA, J.G., 2017. **2ª Edição Atlas Brasileiro de Energia Solar**, INPE, São José dos Campos, Brazil. ISBN: 978-85-17-00089-8.

PEREIRA, E. B, MARTINS, F.R., ABREU, S. L. de, RÜTHER, R., 2006. **Atlas Brasileiro de Energia Solar**. São José dos Campos: INPE.

PINHO, J. T., GALDINO, M. A., 2014. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: CEPTEL-CRESESB.

PWC, 2013. **13th PwC Annual Global Power & Utilities Survey**. Energy transformation: The impact on the power sector business model. Disponível em: <<https://www.pwc.com/ua/en/industry/energy-and-utilities/assets/pwc-global-survey-new.pdf>>. Acesso em: agosto de 2019.

RAUSCHMAYER, H., GALDINO, M. A., 2014. Os impactos da Regulação ANEEL/482 e da Legislação Tributária no Retorno Financeiro de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. In: **Congresso Brasileiro de Energia Solar**, 5, Recife. 2014. p. 1-10.

REN21, 2019. **Renewable 2019 - Global Status Report**. Renewable Energy Policy Network for the 21st Century. Disponível em: <<https://www.ren21.net/gsr-2019/>>\_Acesso em: agosto de 2019.

RICHTER, M., 2011. Utilities' business models for renewable energy: evidence from Germany. Sweden: **World Renewable Energy Congress**.

RUBIN, B., 2018. Modelos de Negócios em Geração Distribuída. **Seminário Internacional de Micro e Minigeração Distribuída**. ANEEL. Brasília – DF. 21 de junho de 2018. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/seminario-internacional-de-micro-e-minigeracao-distribuida>> Acesso em: agosto de 2019.

SAUTER, R., WATSON, J., 2007. Strategies for the deployment of micro generation: implications for social acceptance. **Energy Policy**. v. 35, n. 5, in press. doi:10.1016/j.enpol.2006.12.006.

SILVA, T. F. B., HOLLANDA, L., CUNHA, P. C. F., 2016. Recursos Energéticos Distribuídos. **FGV Energia**. n. 7, p. 12, Rio de Janeiro. Maio, 2016.

SILVA, T. M. M., 2019. **O impacto de riscos regulatórios e tributários no desempenho financeiro de projetos de geração fotovoltaica distribuída no Brasil**. Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPEAD, Rio de Janeiro.

SIMONE, L. F. C., 2019. **Inserção da micro e minigeração distribuída solar fotovoltaica: impactos a receita das distribuidoras e nas tarifas dos consumidores**. Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo.

SITAWI, 2016. **Financiamento à energia renovável: entraves, desafios e oportunidades**. Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável – CEBDS. Disponível em: <<https://biblioteca.cebds.org/estudos-consumo-eficiente-de-energia-eletrica-financiamento-a-energia-renovavel>.> Acesso em: agosto de 2019.

DINIZ, Jean, 2019. **Audiência pública ANEEL nº 001/2019**. Aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída. Fator de simultaneidade. Disponível em: <<https://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas>> Acesso em: agosto de 2019.

TARANTO, G. N., FALCÃO, D.M., REGO, O.L., CASSERES, E.M., 2017. **Texto de Discussão do Setor Elétrico nº73 - Impactos da Difusão da Micro e da Minigeração no Planejamento, na Operação e na Manutenção do Sistema de Distribuição**.

TOLMASQUIM, M. T., 2016. **Energia Renovável: Hidráulica, Biomassa, Eólica, Solar, Oceânica** / Mauricio Tiomno Tolmasquim (coord.). EPE: Rio de Janeiro.

VILELA, I. N. R., 2014. **Identificação de nichos de mercado da geração distribuída Fotovoltaica para o desenvolvimento de modelos de negócios**. Dissertação de Mestrado. UFMG.

VILELA, I. N. R., SILVA, E. P., 2017. A Geração Compartilhada De Energia: Uma Análise Dos Modelos E O Papel Da Concessionária. **Revista Brasileira de Energia**, v. 23, n. 1, p. 24–35.

ZOTT, C., AMIT, R., MASSA, L., 2010. The Business Model: Theoretical Roots, Recent Developments, and Future Research. **IESE Business School**. Madrid - Espanha.

## APÊNDICE

Nesta seção, são apresentados os impactos da alteração da compensação de energia nos modelos de negócios, considerando-se a aplicação de somente uma alternativa, sem a ocorrência do gatilho, conforme ilustrado na Figura 1A.

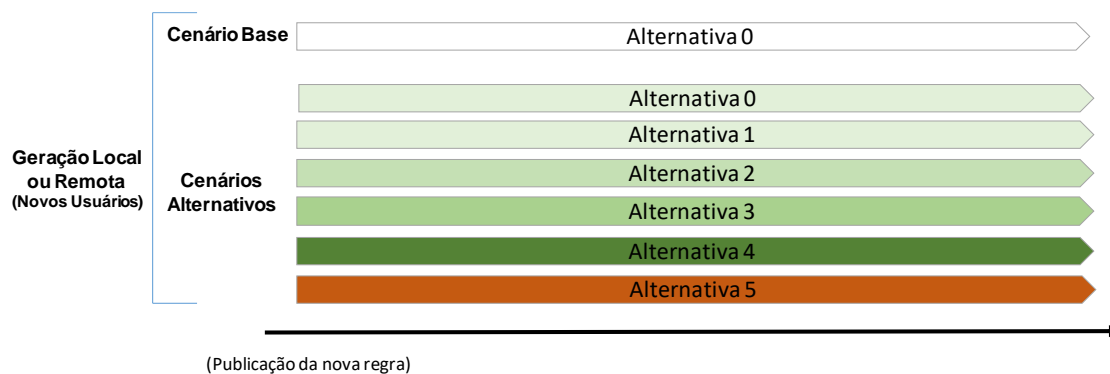


Figura 1A – Alternativas de Compensação da Energia.

Fonte: Elaboração própria.

## Caso 1 A: Turnkey Residencial com geração junto à carga

Tabela 1A - Impacto financeiro para para o modelo *Turnkey* Residencial com geração junto à carga e alternativa constante durante todo o período

A - ICMS Iseto na TUSD e TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $\left[\frac{(1+TIR)}{(1+TIR_{base})}-1\right]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	34.454,59	0,00%	17,51%	0,00%	6,16	0,00%
Cenário 0 - A	34.454,59	0,00%	17,51%	0,00%	6,16	0,00%
Cenário 1 - A	27.134,67	-21,25%	14,91%	-2,21%	7,20	16,92%
Cenário 2 - A	25.674,50	-25,48%	14,38%	-2,66%	7,39	20,00%
Cenário 3 - A	22.198,43	-35,57%	13,11%	-3,74%	8,17	32,51%
Cenário 4 - A	16.198,48	-52,99%	10,85%	-5,66%	9,54	54,88%
Cenário 5 - A	14.498,31	-57,92%	10,19%	-6,23%	10,24	66,18%
B - ICMS Iseto na TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $\left[\frac{(1+TIR)}{(1+TIR_{base})}-1\right]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	28.707,65	-16,68%	15,48%	-1,73%	7,01	13,80%
Cenário 0 - B	28.707,65	-16,68%	15,48%	-1,73%	7,01	13,80%
Cenário 1 - B	23.692,01	-31,24%	13,66%	-3,27%	7,67	24,48%
Cenário 2 - B	22.691,49	-34,14%	13,29%	-3,59%	8,09	31,27%
Cenário 3 - B	20.309,67	-41,05%	12,41%	-4,34%	8,47	37,49%
Cenário 4 - B	16.198,48	-52,99%	10,85%	-5,66%	9,54	54,88%
Cenário 5 - B	14.498,31	-57,92%	10,19%	-6,23%	10,24	66,18%
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $\left[\frac{(1+TIR)}{(1+TIR_{base})}-1\right]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	23.940,30	-30,52%	13,75%	-3,20%	7,63	23,90%
Cenário 0 - C	23.940,30	-30,52%	13,75%	-3,20%	7,63	23,90%
Cenário 1 - C	18.924,65	-45,07%	11,89%	-4,78%	9,01	46,26%
Cenário 2 - C	17.924,14	-47,98%	11,51%	-5,10%	9,20	49,29%
Cenário 3 - C	15.542,32	-54,89%	10,60%	-5,88%	10,01	62,41%
Cenário 4 - C	11.431,13	-66,82%	8,98%	-7,26%	13,21	114,43%
Cenário 5 - C	10.266,16	-70,20%	8,51%	-7,66%	14,01	127,31%

Fonte: Elaboração Própria.

## Caso 2 A: Turnkey Residencial com autoconsumo remoto

Tabela 2A - Impacto financeiro para para o modelo *Turnkey* Residencial com autoconsumo remota puro e alternativa constante durante todo o período.

A - ICMS Isento na TUSD e TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIRbase)-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	34.454,59	0,00%	17,51%	0,00%	6,16	0,00%
Cenário 0 - A	34.454,59	0,00%	17,51%	0,00%	6,16	0,00%
Cenário 1 - A	21.145,64	-38,63%	12,72%	-4,07%	8,33	35,23%
Cenário 2 - A	18.490,79	-46,33%	11,73%	-4,92%	9,09	47,56%
Cenário 3 - A	12.170,66	-64,68%	9,28%	-7,01%	11,16	81,10%
Cenário 4 - A	1.261,66	-96,34%	4,60%	-10,99%	22,30	261,81%
Cenário 5 - A	-1.829,56	-105,31%	3,10%	-12,26%	Não Recuperável	Não Recuperável
B - ICMS Isento na TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIRbase)-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	24.005,61	-30,33%	13,78%	-3,18%	7,63	23,75%
Cenário 0 - B	24.005,61	-30,33%	13,78%	-3,18%	7,63	23,75%
Cenário 1 - B	14.886,26	-56,79%	10,35%	-6,10%	10,15	64,75%
Cenário 2 - B	13.067,14	-62,07%	9,63%	-6,70%	10,58	71,70%
Cenário 3 - B	8.736,56	-74,64%	7,88%	-8,20%	14,54	135,93%
Cenário 4 - B	1.261,66	-96,34%	4,60%	-10,99%	22,30	261,81%
Cenário 5 - B	-1.829,56	-105,31%	3,10%	-12,26%	Não Recuperável	Não Recuperável
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIRbase)-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	15.337,70	-55,48%	10,52%	-5,95%	10,05	63,13%
Cenário 0 - C	15.337,70	-55,48%	10,52%	-5,95%	10,05	63,13%
Cenário 1 - C	6.218,34	-81,95%	6,82%	-9,10%	16,45	167,00%
Cenário 2 - C	4.399,22	-87,23%	6,02%	-9,77%	18,29	196,88%
Cenário 3 - C	68,64	-99,80%	4,03%	-11,47%	24,32	294,75%
Cenário 4 -C	-7.406,25	-121,50%	0,04%	-14,87%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - C	-9.524,37	-127,64%	-1,30%	-16,01%	Não Recuperável	Não Recuperável

Fonte: Elaboração Própria.

### Caso 3 A: Turnkey Comercial com geração junto à carga

Tabela 3A - Impacto financeiro para o modelo *Turnkey* Comercial com geração junto à carga e alternativa constante durante todo o período

A - ICMS Isento na TUSD e TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	118.781,48	0,00%	24,66%	0,00%	4,64	0,00%
Cenário 0 - A	118.781,48	0,00%	24,66%	0,00%	4,64	0,00%
Cenário 1 - A	107.772,20	-9,27%	23,21%	-1,16%	5,19	11,89%
Cenário 2 - A	105.576,09	-11,12%	22,92%	-1,39%	5,24	12,96%
Cenário 3 - A	100.348,02	-15,52%	22,23%	-1,95%	5,36	15,61%
Cenário 4 - A	91.324,02	-23,12%	21,03%	-2,91%	5,59	20,55%
Cenário 5 - A	88.766,93	-25,27%	20,69%	-3,18%	6,03	30,02%
B - ICMS Isento na TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	110.138,00	-7,28%	23,52%	-0,91%	5,14	10,76%
Cenário 0 - B	110.138,00	-7,28%	23,52%	-0,91%	5,14	10,76%
Cenário 1 - B	102.594,39	-13,63%	22,53%	-1,71%	5,31	14,45%
Cenário 2 - B	101.089,60	-14,89%	22,33%	-1,87%	5,35	15,22%
Cenário 3 - B	97.507,31	-17,91%	21,85%	-2,25%	5,43	17,11%
Cenário 4 - B	91.324,02	-23,12%	21,03%	-2,91%	5,59	20,55%
Cenário 5 - B	88.766,93	-25,27%	20,69%	-3,18%	6,03	30,02%
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	102.967,83	-13,31%	22,58%	-1,67%	5,30	14,26%
Cenário 0 - C	102.967,83	-13,31%	22,58%	-1,67%	5,30	14,26%
Cenário 1 - C	95.424,22	-19,66%	21,58%	-2,47%	5,49	18,24%
Cenário 2 - C	93.919,43	-20,93%	21,38%	-2,63%	5,53	19,08%
Cenário 3 - C	90.337,14	-23,95%	20,90%	-3,02%	5,62	21,13%
Cenário 4 - C	84.153,84	-29,15%	20,07%	-3,68%	6,16	32,86%
Cenário 5 - C	82.401,72	-30,63%	19,84%	-3,87%	6,22	33,97%

Fonte: Elaboração própria.

## Caso 4 A: Turnkey Comercial com autoconsumo remoto

Tabela 4A - Impacto financeiro para o modelo *Turnkey* Comercial com autoconsumo remoto puro e alternativa constante durante todo o período

A - ICMS Isento na TUSD e TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	118.781,48	0,00%	24,66%	0,00%	4,64	0,00%
Cenário 0 - A	118.781,48	0,00%	24,66%	0,00%	4,64	0,00%
Cenário 1 - A	72.909,51	-38,62%	18,56%	-4,89%	6,52	40,46%
Cenário 2 - A	63.759,02	-46,32%	17,31%	-5,89%	7,26	56,52%
Cenário 3 - A	41.975,42	-64,66%	14,28%	-8,32%	9,21	98,38%
Cenário 4 - A	4.375,38	-96,32%	8,70%	-12,80%	21,07	354,18%
Cenário 5 - A	-6.279,14	-105,29%	6,97%	-14,19%	Não Recuperável	Não Recuperável
B - ICMS Isento na TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	82.766,97	-30,32%	19,89%	-3,83%	6,21	33,74%
Cenário 0 - B	82.766,97	-30,32%	19,89%	-3,83%	6,21	33,74%
Cenário 1 - B	51.335,28	-56,78%	15,60%	-7,27%	8,24	77,64%
Cenário 2 - B	45.065,32	-62,06%	14,72%	-7,97%	9,04	94,92%
Cenário 3 - B	30.139,10	-74,63%	12,59%	-9,68%	11,01	137,35%
Cenário 4 - B	4.375,38	-96,32%	8,70%	-12,80%	21,07	354,18%
Cenário 5 - B	-6.279,14	-105,29%	6,97%	-14,19%	Não Recuperável	Não Recuperável
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	52.891,26	-55,47%	15,81%	-7,10%	8,17	76,12%
Cenário 0 - C	52.891,26	-55,47%	15,81%	-7,10%	8,17	76,12%
Cenário 1 - C	21.459,57	-81,93%	11,31%	-10,71%	14,10	203,80%
Cenário 2 - C	15.189,61	-87,21%	10,37%	-11,46%	16,05	245,96%
Cenário 3 - C	263,39	-99,78%	8,04%	-13,33%	24,11	419,57%
Cenário 4 - C	-25.500,33	-121,47%	3,55%	-16,93%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - C	-32.800,85	-127,61%	2,10%	-18,10%	Não Recuperável	Não Recuperável

Fonte: Elaboração própria.



## Caso 5 A: Compra Coletiva com geração compartilhada

Tabela 5A - Impacto financeiro para o modelo de Compra Coletiva por meio de cooperativa residencial, com alternativa constante durante todo o período

A - ICMS Isento na TUSD e TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIRbase)-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	315.860,29	0,00%	24,89%	0,00%	4,28	0,00%
Cenário 0 - A	315.860,29	0,00%	24,89%	0,00%	4,28	0,00%
Cenário 1 - A	206.128,00	-34,74%	18,26%	-5,31%	5,75	34,27%
Cenário 2 - A	184.238,72	-41,67%	16,90%	-6,40%	6,32	47,74%
Cenário 3 - A	132.129,26	-58,17%	13,58%	-9,05%	7,69	79,61%
Cenário 4 - A	42.184,61	-86,64%	7,36%	-14,03%	15,43	260,40%
Cenário 5 - A	16.697,48	-94,71%	5,39%	-15,62%	20,10	369,56%
B - ICMS Isento na TE						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIRbase)-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	229.708,45	-27,28%	19,71%	-4,15%	5,40	26,24%
Cenário 0 - B	229.708,45	-27,28%	19,71%	-4,15%	5,40	26,24%
Cenário 1 - B	154.519,38	-51,08%	15,02%	-7,90%	7,15	67,12%
Cenário 2 - B	139.520,75	-55,83%	14,06%	-8,67%	7,50	75,26%
Cenário 3 - B	103.815,10	-67,13%	11,71%	-10,55%	9,08	112,16%
Cenário 4 - B	42.184,61	-86,64%	7,36%	-14,03%	15,43	260,40%
Cenário 5 - B	16.697,48	-94,71%	5,39%	-15,62%	20,10	369,56%
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL	Impacto (Δ VPL)	TIR	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIRbase)-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	158.241,50	-49,90%	15,26%	-7,71%	7,07	65,23%
Cenário 0 - C	158.241,50	-49,90%	15,26%	-7,71%	7,07	65,23%
Cenário 1 - C	83.052,42	-73,71%	10,30%	-11,68%	10,16	137,29%
Cenário 2 - C	68.053,79	-78,45%	9,25%	-12,52%	11,15	160,53%
Cenário 3 - C	32.348,14	-89,76%	6,62%	-14,63%	17,12	299,94%
Cenário 4 - C	-29.282,34	-109,27%	1,31%	-18,88%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - C	-46.746,24	-114,80%	-0,53%	-20,36%	Não Recuperável	Não Recuperável

Fonte: Elaboração Própria.

## Caso 6 A: Locação Único Cliente com geração junto à carga

Tabela 6A - Impacto financeiro no projeto do modelo de locação para um único cliente comercial, geração junto à carga, alternativa constante durante todo o período, tempo de contrato de 10 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia

A - ICMS Isento na TUSD e TE						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIRbase)-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	23.381,69	0,00%	13,63%	0,00%	6,55	0,00%
Cenário 0 - A	23.381,69	0,00%	13,63%	0,00%	6,55	0,00%
Cenário 1 - A	17.265,11	-26,16%	12,05%	-1,39%	7,29	11,31%
Cenário 2 - A	16.044,99	-31,38%	11,73%	-1,68%	7,37	12,46%
Cenário 3 - A	13.140,36	-43,80%	10,96%	-2,35%	7,55	15,33%
Cenário 4 - A	8.126,76	-65,24%	9,60%	-3,55%	8,34	27,37%
Cenário 5 - A	6.706,09	-71,32%	9,21%	-3,89%	8,45	29,03%
B - ICMS Isento na TE						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIRbase)-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	18.579,51	-20,54%	12,39%	-1,09%	7,21	10,10%
Cenário 0 - B	18.579,51	-20,54%	12,39%	-1,09%	7,21	10,10%
Cenário 1 - B	14.388,40	-38,46%	11,29%	-2,06%	7,47	14,07%
Cenário 2 - B	13.552,37	-42,04%	11,07%	-2,26%	7,53	14,91%
Cenário 3 - B	11.562,10	-50,55%	10,54%	-2,73%	8,09	23,57%
Cenário 4 - B	8.126,76	-65,24%	9,60%	-3,55%	8,34	27,37%
Cenário 5 - B	6.706,09	-71,32%	9,21%	-3,89%	8,45	29,03%
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIRbase)-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	14.595,88	-37,58%	11,35%	-2,01%	7,46	13,87%
Cenário 0 - C	14.595,88	-37,58%	11,35%	-2,01%	7,46	13,87%
Cenário 1 - C	10.404,77	-55,50%	10,22%	-3,00%	8,17	24,82%
Cenário 2 - C	9.568,73	-59,08%	10,00%	-3,20%	8,23	25,74%
Cenário 3 - C	7.578,47	-67,59%	9,45%	-3,68%	8,38	28,01%
Cenário 4 - C	4.143,13	-82,28%	8,50%	-4,52%	9,13	39,38%
Cenário 5 - C	3.169,68	-86,44%	8,23%	-4,76%	9,21	40,64%

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 6B - Impacto financeiro para o acionista no modelo de locação para um único cliente comercial, geração junto à carga, alternativa constante durante todo o período, tempo de contrato de 10 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia

<b>A - ICMS Isento na TUSD e TE</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL Acionista</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR Acionista</b>	<b>Impacto <math>\frac{[(1+TIR)]}{(1+TIRbase)-1}</math></b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
Cenário Base	24.991,79	0,00%	36,77%	0,00%	2,59	0,00%
Cenário 0 - A	24.991,79	0,00%	36,77%	0,00%	2,59	0,00%
Cenário 1 - A	19.437,89	-22,22%	31,44%	-3,89%	3,20	23,41%
Cenário 2 - A	18.330,00	-26,66%	30,35%	-4,69%	3,29	26,81%
Cenário 3 - A	15.692,58	-37,21%	27,70%	-6,63%	3,52	35,87%
Cenário 4 - A	11.140,19	-55,42%	22,93%	-10,12%	4,34	67,63%
Cenário 5 - A	9.850,21	-60,59%	21,52%	-11,15%	4,53	74,64%
<b>B - ICMS Isento na TE</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL Acionista</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR Acionista</b>	<b>Impacto <math>\frac{[(1+TIR)]}{(1+TIRbase)-1}</math></b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
B - Regulação Atual	20.631,37	-17,45%	32,61%	-3,04%	3,11	19,97%
Cenário 0 - B	20.631,37	-17,45%	32,61%	-3,04%	3,11	19,97%
Cenário 1 - B	16.825,81	-32,67%	28,85%	-5,79%	3,42	31,80%
Cenário 2 - B	16.066,68	-35,71%	28,08%	-6,35%	3,49	34,50%
Cenário 3 - B	14.259,51	-42,94%	26,23%	-7,71%	3,67	41,46%
Cenário 4 - B	11.140,19	-55,42%	22,93%	-10,12%	4,34	67,63%
Cenário 5 - B	9.850,21	-60,59%	21,52%	-11,15%	4,53	74,64%
<b>C - Sem Isenção de ICMS</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL Acionista</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR Acionista</b>	<b>Impacto <math>\frac{[(1+TIR)]}{(1+TIRbase)-1}</math></b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
C - Regulação Atual	17.014,20	-31,92%	29,04%	-5,65%	3,40	31,15%
Cenário 0 - C	17.014,20	-31,92%	29,04%	-5,65%	3,40	31,15%
Cenário 1 - C	13.208,64	-47,15%	25,13%	-8,51%	4,09	57,71%
Cenário 2 - C	12.449,51	-50,19%	24,33%	-9,09%	4,18	61,18%
Cenário 3 - C	10.642,34	-57,42%	22,39%	-10,51%	4,41	70,26%
Cenário 4 - C	7.523,02	-69,90%	18,91%	-13,06%	5,27	103,53%
Cenário 5 - C	6.639,12	-73,43%	17,89%	-13,80%	5,44	110,01%

Fonte: Elaboração Própria.

## Caso 7 A: Locação Único Cliente com autoconsumo remoto

Tabela 7A - Impacto financeiro no projeto do modelo de locação para um único cliente comercial, autoconsumo remoto puro, alternativa constante durante todo o período, tempo de contrato de 10 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia

A - ICMS Isento na TUSD e TE						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	23.381,69	0,00%	13,63%	0,00%	6,55	0,00%
Cenário 0 - A	23.381,69	0,00%	13,63%	0,00%	6,55	0,00%
Cenário 1 - A	-2.104,04	-109,00%	6,72%	-6,08%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 2 - A	-7.187,91	-130,74%	5,23%	-7,40%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - A	-19.290,53	-182,50%	1,42%	-10,75%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - A	-40.180,51	-271,85%	-6,34%	-17,58%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - A	-46.099,99	-297,16%	-9,01%	-19,93%	Não Recuperável	Não Recuperável
B - ICMS Isento na TE						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	3.372,60	-85,58%	8,29%	-4,71%	9,19	40,37%
Cenário 0 - B	3.372,60	-85,58%	8,29%	-4,71%	9,19	40,37%
Cenário 1 - B	-14.090,34	-160,26%	3,10%	-9,27%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 2 - B	-17.573,83	-175,16%	1,99%	-10,25%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - B	-25.866,60	-210,63%	-0,82%	-12,72%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - B	-40.180,51	-271,85%	-6,34%	-17,58%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - B	-46.099,99	-297,16%	-9,01%	-19,93%	Não Recuperável	Não Recuperável
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	-13.225,86	-156,57%	3,37%	-9,03%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 0 - C	-13.225,86	-156,57%	3,37%	-9,03%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 1 - C	-30.688,80	-231,25%	-2,57%	-14,26%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 2 - C	-34.172,29	-246,15%	-3,89%	-15,42%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - C	-42.465,06	-281,62%	-7,34%	-18,46%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - C	-56.778,97	-342,84%	-14,84%	-25,05%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - C	-60.835,03	-360,18%	-17,62%	-27,50%	Não Recuperável	Não Recuperável

Fonte: Elaboração Própria

Tabela 7B - Impacto financeiro para o acionista no modelo de locação para um único cliente comercial, autoconsumo remoto puro, com alternativa constante durante todo o período, tempo de contrato de 10 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia

<b>A - ICMS Isento na TUSD e TE</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL Acionista</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR Acionista</b>	<b>Impacto <math>[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]</math></b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
Cenário Base	24.991,79	0,00%	36,77%	0,00%	2,59	0,00%
Cenário 0 - A	24.991,79	0,00%	36,77%	0,00%	2,59	0,00%
Cenário 1 - A	1.850,54	-92,60%	12,00%	-18,11%	8,10	212,64%
Cenário 2 - A	-2.765,65	-111,07%	5,48%	-22,88%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - A	-13.754,93	-155,04%	-26,05%	-45,93%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - A	-32.723,20	-230,94%	Nenhum	-	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - A	-38.098,14	-252,44%	Nenhum	-	Não Recuperável	Não Recuperável
<b>B - ICMS Isento na TE</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL Acionista</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR Acionista</b>	<b>Impacto <math>[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]</math></b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
B - Regulação Atual	6.823,38	-72,70%	18,10%	-13,65%	5,41	108,61%
Cenário 0 - B	6.823,38	-72,70%	18,10%	-13,65%	5,41	108,61%
Cenário 1 - B	-9.033,12	-136,14%	-6,28%	-31,48%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 2 - B	-12.196,15	-148,80%	-16,18%	-38,71%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - B	-19.726,06	-178,93%	Nenhum	-	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - B	-32.723,20	-230,94%	Nenhum	-	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - B	-38.098,14	-252,44%	Nenhum	-	Não Recuperável	Não Recuperável
<b>C - Sem Isenção de ICMS</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL Acionista</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR Acionista</b>	<b>Impacto <math>[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]</math></b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
C - Regulação Atual	-8.248,17	-133,00%	-4,47%	-30,15%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 0 - C	-8.248,17	-133,00%	-4,47%	-30,15%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 1 - C	-24.104,66	-196,45%	Nenhum	-	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 2 - C	-27.267,70	-209,11%	Nenhum	-	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - C	-34.797,60	-239,24%	Nenhum	-	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - C	-47.794,75	-291,24%	Nenhum	-	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - C	-51.477,68	-305,98%	Nenhum	-	Não Recuperável	Não Recuperável

Fonte: Elaboração Própria.

## Caso 8 A: Comunidade Solar

Tabela 8A - Impacto financeiro no projeto do modelo de locação de lotes solares, com alternativa constante, período de análise 25 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia

A - ICMS Isento na TUSD e TE						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
Cenário Base	21.903.388,73	0,00%	19,09%	0,00%	6,27	0,00%
Cenário 0 - A	30.715.103,49	40,23%	23,31%	3,54%	5,10	-18,71%
Cenário 1 - A	17.129.007,99	-21,80%	16,63%	-2,07%	7,32	16,79%
Cenário 2 - A	14.418.869,10	-34,17%	15,25%	-3,22%	8,19	30,64%
Cenário 3 - A	7.967.129,19	-63,63%	11,86%	-6,07%	11,09	76,83%
Cenário 4 - A	-3.169.032,06	-114,47%	5,34%	-11,54%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - A	-6.324.626,59	-128,88%	3,18%	-13,36%	Não Recuperável	Não Recuperável
B - ICMS Isento na TE						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
B - Regulação Atual	11.236.819,31	-48,70%	13,65%	-4,56%	9,23	47,17%
Cenário 0 - B	20.048.534,06	-8,47%	18,09%	-0,84%	6,53	4,11%
Cenário 1 - B	10.739.278,70	-50,97%	13,34%	-4,83%	9,38	49,55%
Cenário 2 - B	8.882.279,02	-59,45%	12,35%	-5,65%	10,31	64,49%
Cenário 3 - B	4.461.517,05	-79,63%	9,93%	-7,69%	15,29	143,81%
Cenário 4 - B	-3.169.032,06	-114,47%	5,34%	-11,54%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - B	-6.324.626,59	-128,88%	3,18%	-13,36%	Não Recuperável	Não Recuperável
C - Sem Isenção de ICMS						
Cenários	VPL Projeto	Impacto (Δ VPL)	TIR Projeto	Impacto $[(1+TIR)/(1+TIR_{base})-1]$	Payback Descontado	Impacto (Δ Payback)
C - Regulação Atual	2.388.404,49	-89,10%	8,76%	-8,67%	18,22	190,50%
Cenário 0 - C	11.200.119,24	-48,87%	13,58%	-4,62%	9,28	47,98%
Cenário 1 - C	1.890.863,88	-91,37%	8,46%	-8,93%	19,22	206,51%
Cenário 2 - C	33.864,20	-99,85%	7,35%	-9,85%	24,15	285,13%
Cenário 3 - C	-4.386.897,77	-120,03%	4,53%	-12,22%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - C	-12.017.446,87	-154,87%	-1,55%	-17,33%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - C	-14.179.674,81	-164,74%	-3,92%	-19,32%	Não Recuperável	Não Recuperável

Fonte: Elaboração Própria.

Tabela 8B - Impacto financeiro para o acionista no modelo de locação de lotes solares, com alternativa constante, período de análise 25 anos e aluguel igual a 90% da economia de energia

<b>A - ICMS Isento na TUSD e TE</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL Acionista</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR Acionista</b>	<b>Impacto <math>[\frac{(1+TIR)}{(1+TIR_{base})}-1]</math></b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
Cenário Base	17.292.418,90	0,00%	43,01%	0,00%	2,33	0,00%
Cenário 0 - A	24.636.607,26	42,47%	58,39%	10,76%	1,57	-32,64%
Cenário 1 - A	13.264.726,09	-23,29%	33,92%	-6,35%	3,23	38,85%
Cenário 2 - A	10.996.276,16	-36,41%	29,14%	-9,69%	4,11	76,36%
Cenário 3 - A	5.596.018,25	-67,64%	18,58%	-17,08%	11,05	374,53%
Cenário 4 - A	-3.725.210,39	-121,54%	4,38%	-27,01%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - A	-6.366.517,16	-136,82%	0,95%	-29,41%	Não Recuperável	Não Recuperável
<b>B - ICMS Isento na TE</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL Acionista</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR Acionista</b>	<b>Impacto <math>[\frac{(1+TIR)}{(1+TIR_{base})}-1]</math></b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
B - Regulação Atual	8.364.249,65	-51,63%	24,06%	-13,25%	5,44	133,69%
Cenário 0 - B	15.708.438,01	-9,16%	39,17%	-2,68%	2,57	10,31%
Cenário 1 - B	7.916.372,53	-54,22%	22,93%	-14,04%	6,23	167,51%
Cenário 2 - B	6.362.020,16	-63,21%	19,98%	-16,10%	9,03	288,05%
Cenário 3 - B	2.661.738,51	-84,61%	13,58%	-20,58%	16,11	592,21%
Cenário 4 - B	-3.725.210,39	-121,54%	4,38%	-27,01%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - B	-6.366.517,16	-136,82%	0,95%	-29,41%	Não Recuperável	Não Recuperável
<b>C - Sem Isenção de ICMS</b>						
<b>Cenários</b>	<b>VPL Acionista</b>	<b>Impacto (Δ VPL)</b>	<b>TIR Acionista</b>	<b>Impacto <math>[\frac{(1+TIR)}{(1+TIR_{base})}-1]</math></b>	<b>Payback Descontado</b>	<b>Impacto (Δ Payback)</b>
C - Regulação Atual	957.918,53	-94,46%	10,95%	-22,41%	20,11	763,74%
Cenário 0 - C	8.302.106,89	-51,99%	23,68%	-13,51%	5,58	139,63%
Cenário 1 - C	510.041,41	-97,05%	10,26%	-22,90%	22,06	847,81%
Cenário 2 - C	-1.044.310,96	-106,04%	8,02%	-24,47%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 3 - C	-4.744.592,61	-127,44%	3,05%	-27,94%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 4 - C	-11.131.541,51	-164,37%	-5,54%	-33,95%	Não Recuperável	Não Recuperável
Cenário 5 - C	-12.941.377,10	-174,84%	-8,46%	-35,99%	Não Recuperável	Não Recuperável

Fonte: Elaboração Própria.