

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA

DIEGO FRANCISCO STANKIEWICZ

**IMPACTO FINANCEIRO DA APLICAÇÃO DA TARIFA
BINÔMIA NO RETORNO DO INVESTIMENTO EM
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA DE CLIENTES
RESIDENCIAIS**

Porto Alegre
2018

DIEGO FRANCISCO STANKIEWICZ

**IMPACTO FINANCEIRO DA APLICAÇÃO DA TARIFA
BINÔMIA NO RETORNO DO INVESTIMENTO EM
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA DE CLIENTES
RESIDENCIAIS**

Projeto de Diplomação apresentado ao Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para Graduação em Engenharia Elétrica.

ORIENTADORA: Prof.^a Dr.^a. Gladis Bordin

Porto Alegre
2018

DIEGO FRANCISCO STANKIEWICZ

**IMPACTO FINANCEIRO DA APLICAÇÃO DA TARIFA
BINÔMIA NO RETORNO DO INVESTIMENTO EM
GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA DE CLIENTES
RESIDENCIAIS**

Este Projeto de Diplomação foi analisado e julgado adequado para a obtenção do título de Engenheiro Eletricista e aprovado em sua forma final pela Orientadora e pela Banca Examinadora.

Prof^a. Dr^a. Gladis Bordin, UFRGS

Prof^o. Dr. Ály Ferreira Flores Filho

Aprovado em: ____/____/____

BANCA EXAMINADORA

Gladis Bordin (Prof^a. Dr^a.) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

Jean Paulo de Oliveira Menzel (Eng.) – GV Energy

Igor Pasa Wiltuschnig (Prof. Msc) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, Mario e Lidia pelos inúmeros ensinamentos e apoio incondicional em todos os momentos.

À minha namorada Luane pela compreensão, carinho e apoio.

Aos amigos pelos momentos de descontração, diversão e basquete.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica pelos ensinamentos, especialmente à Prof^a Dr^a Gladis Bordin pela orientação e elucidação na elaboração deste projeto de diplomação.

Aos colegas, por terem sido companheiros de aprendizado, diversão e pela amizade que permanece.

RESUMO

O desenvolvimento de metodologias de análise financeira para o retorno do investimento em geração solar fotovoltaica distribuída no Brasil é de interesse de consumidores residenciais de energia elétrica. Neste sentido, o trabalho visa avaliar o impacto financeiro da aplicação da tarifa binômia no retorno do investimento em geração distribuída fotovoltaica de clientes residenciais, considerando as mudanças propostas na legislação do setor elétrico brasileiro. O trabalho consiste na comparação de indicadores econômicos com a aplicação da tarifa residencial vigente e modelos tarifários propostos pelo órgão regulador do setor elétrico em consultas públicas recentes. A estrutura compreende a análise da tarifação, o estudo básico do sistema fotovoltaico, o estudo de indicadores econômicos e a elaboração da metodologia proposta. A metodologia baseia-se na definição da energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos, parâmetros financeiros, parâmetros técnicos e a obtenção dos indicadores econômicos no investimento destes sistemas. Para teste da metodologia foram elaborados quatro estudos de caso, onde foram selecionadas as cinco distribuidoras que possuem o maior número de conexões de geração distribuída em suas áreas de concessão e as cidades com o maior número de sistemas fotovoltaicos instalados. Os parâmetros financeiros do investimento em geração solar fotovoltaica foram aplicados em um caso com o modelo de tarifação vigente, em dois casos com mudanças e desdobramentos da Consulta Pública nº 33 de 2017 e o último caso com mudanças propostas pela Consulta Pública nº 10 do corrente ano. A metodologia aqui proposta e os resultados obtidos buscam contribuir para o desenvolvimento de uma legislação justa para os investidores e agentes do setor elétrico.

Palavras-chave: consumidor residencial, energia solar fotovoltaica, geração distribuída, tarifa binômia.

ABSTRACT

The development of financial analysis methodologies for the investment's return in solar photovoltaic generation distributed in Brazil is of interest to residential electricity consumers. In this sense, the objective of this study is to evaluate the financial impact of the application of the binomial rate on the return of the investment in photovoltaic distributed generation of residential customers, considering the changes proposed in the Brazilian electric sector legislation. The work consists in the comparison of economic indicators with the application of the current residential rate and rate models proposed by the regulatory agency of the electric sector in recent public consultations. The structure comprises the analysis of the rating, the basic study of the photovoltaic system, the study of economic indicators and the elaboration of the proposed methodology. The methodology is based on the definition of the energy generated by the photovoltaic systems, financial parameters, technical parameters and the obtaining of the economic indicators in the investment of these systems. To test the methodology, four case studies were elaborated, where were selected the five distributors that have the highest number of distributed generation connections in their concession areas and the cities with the largest number of photovoltaic systems installed. The financial parameters of the investment in photovoltaic solar generation were applied in a case with the current rate model, in two cases with changes and unfolding of Public Consultation n°. 33 of 2017 and the last case with changes proposed by Public Consultation n°. 10 of the current year. The methodology proposed here and the results obtained seek to contribute to the development of fair legislation for investors and agents in the electricity sector.

Keywords: binomial rate, distributed generation, residential consumer, solar photovoltaic energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1. Funções de custo e componentes tarifários da TUSD.....	21
Figura 2. Funções de custo e componentes tarifários da TE.	22
Figura 3. Modelo atual de tarifação para consumidores residenciais.....	24
Figura 4. Curvas de carga hipotéticas para dois consumidores residenciais.	25
Figura 5. Modelo de tarifação proposto com base na CP 33/2017, para consumidores residenciais.	27
Figura 6. Modelo de tarifação proposto com base na CP 10/2018, para consumidores residenciais.	27
Figura 7. Sistema fotovoltaico residencial.	29
Figura 8. Estrutura geral da metodologia proposta.	31
Figura 9. Estrutura detalhada da metodologia proposta.	32
Figura 10. <i>Payback</i> dos sistemas fotovoltaicos residências para o Caso 1.	43
Figura 11. <i>Payback</i> dos sistemas fotovoltaicos residências para o Caso 1 e Caso 2.....	45
Figura 12. <i>Payback</i> dos sistemas fotovoltaicos residências para o Caso 1 e Caso 4.....	49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1. Potência e custo dos sistemas fotovoltaicos utilizados no estudo.	39
Tabela 2. Distribuidoras, número de conexões e cidades com maior número de sistemas de GD.	39
Tabela 3. Geração de energia elétrica no primeiro ano dos sistemas fotovoltaicos.	40
Tabela 4. Reajuste tarifário histórico das distribuidoras.	41
Tabela 5. Valores de ICMS, PIS e COFINS por distribuidora.	41
Tabela 6. Indicadores econômicos para o Caso 1.	42
Tabela 7. Indicadores econômicos para o Caso 2.	44
Tabela 8. Tarifa de demanda de referência para cada um dos sistemas fotovoltaicos e distribuidoras.	45
Tabela 9. <i>Payback</i> dos sistemas fotovoltaicos para o Caso 3.	46
Tabela 10. Indicadores econômicos para o Caso 4.	48

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CE	Custo com Aquisição de Energia Elétrica
CFURH	Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos
CIP	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação pública
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CO	Custos Operacionais
COFINS	Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social
CP	Consulta Pública
CT	Custo de Transmissão
EER	Encargo de Energia de Reserva
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ES	Encargos Setoriais
ESS	Encargos de Serviço do Sistema
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestação de Serviços
MME	Ministério de Minas e Energia
NOS	Operador Nacional do Sistema
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PIS	Programa de Integração Social
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
RB	Rede Básica
REN	Resolução Normativa
RI	Receitas Irrecuperáveis
RR	Receita Requerida

SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SFV	Sistema Fotovoltaico
SIN	Sistema Interligado Nacional
TA	Tarifa de Aplicação
TE	Tarifa de Energia
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
TIR	Taxa Interna de Retorno
TMA	Taxa Mínima de Atratividade
TR	Tarifa de Referência
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
VPA	Valor da Parcela A
VPB	Valor da Parcela B
VPL	Valor Presente Líquido

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA	14
1.2	OBJETIVOS	15
1.2.1	Gerais	15
1.2.2	Específico	15
1.3	ESTRUTURA DO TRABALHO	16
2	REGULAMENTAÇÃO	17
2.1	CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	17
2.2	TARIFAS	19
2.2.1	Estrutura Tarifária	19
2.2.2	Tarifa de aplicação para o subgrupo B1	24
3	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA	28
3.1	CONSIDERAÇÕES TÉCNICAS	28
3.2	CONSIDERAÇÕES FINANCEIRAS	30
4	METODOLOGIA	31
4.1	ESTRUTURA DA METODOLOGIA PROPOSTA	31
4.2	ESTUDOS DE CASO	33
4.2.1	Caso 1	34
4.2.2	Caso 2	35
4.2.3	Caso 3	36
4.2.4	Caso 4	37
5	ANÁLISE DE RESULTADOS	39
5.1	CASO 1	41
5.2	CASO 2	43
5.3	CASO 3	45
5.4	CASO 4	47
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	50
6.1	CONCLUSÕES	50
6.2	CONTRIBUIÇÕES	50
6.3	TÓPICOS PARA PESQUISA	51
7	REFERÊNCIAS	52

1 INTRODUÇÃO

1.1 CARACTERIZAÇÃO DO PROBLEMA

A publicação da Resolução Normativa (REN) nº 482 em 17 de abril de 2012 pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) marcou o início do desenvolvimento da Geração Distribuída (GD) no Brasil, permitindo que consumidores pudessem participar do sistema de compensação de energia elétrica, onde o consumidor cede a energia elétrica gerada com microgeração distribuída ou minigeração distribuída na forma de empréstimo gratuito à distribuidora e posteriormente compensa com o consumo de energia elétrica nessa mesma unidade. Esta resolução foi modificada e aprimorada pela REN nº 687 publicada em 24 de novembro de 2015.

O mercado de GD brasileiro vem apresentando crescimento elevado no número de conexões nos últimos anos e as projeções apresentadas pela ANEEL mostram o mesmo para os próximos anos. O número de unidades consumidoras com geração distribuída em 19 de janeiro do corrente ano era de 20.660, sendo que 20.495 unidades que possuem geração fotovoltaica (ANEEL, 2018a). Visto a expressividade do número de conexões de GD que utilizam a energia solar para geração de energia elétrica, este estudo limita-se à empreendimentos desta fonte.

A viabilidade econômica da implantação de sistemas de GD está diretamente relacionada com o sistema de compensação de energia elétrica. Sendo assim, qualquer mudança nos modelos tarifários e sua composição afeta diretamente os sistemas de micro e minigeração já instalados e sistemas que serão instalados.

A minuta do projeto de lei, resultante da Consulta Pública (CP) nº 33 de 5 de julho de 2017 do Ministério de Minas e Energia (MME) prevê no seu Artigo 4º, parágrafo 8º, a aplicação de tarifa binômica independente da classe de tensão de atendimento do consumidor. Os parágrafos 9º e 10º indicam que as tarifas pelo uso de distribuição e transmissão com geração própria de qualquer porte, não poderão ser cobradas em reais por unidade de energia consumida (R\$/kWh), o que não se aplica às componentes tarifárias encargo e perdas. O prazo estabelecido para esta mudança é o dia 31 de dezembro de 2023.

Seguindo a agenda regulatória da ANEEL, em 30 de maio de 2018 foi aberta a CP nº 10, com o objetivo de aprimorar as regras do sistema compensação de energia elétrica. Com base nas características da composição das tarifas, a Nota Técnica da CP propõe algumas

alternativas regulatórias para a forma de compensação de energia elétrica, sendo que todas incluem algum tipo de mudança no modelo tarifário.

O projeto de lei resultante da CP nº 33/2017 e a CP nº 10/2018 propõem mudanças significativas no modelo tarifário vigente para consumidores residenciais, visto que atualmente todos os componentes da tarifa de energia elétrica são cobrados proporcionalmente à energia consumida. Com base no aqui exposto é necessário o desenvolvimento de uma metodologia para analisar os impactos financeiros dos modelos propostos de tarifação de energia elétrica no retorno do investimento em projetos de GD fotovoltaica para consumidores residenciais.

A resposta destes questionamentos é relevante, visto que o mercado brasileiro de GD está em pleno desenvolvimento e qualquer impacto negativo causado pela mudança de legislação pode atrasar os investimentos e desenvolvimento da tecnologia. No sentido de contribuir com a discussão deste novo problema no âmbito do setor elétrico brasileiro, os objetivos do trabalho são descritos a seguir.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Gerais

- Estudar o sistema de tarifação de energia elétrica brasileiro;
- Avaliar as resoluções normativas e consultas públicas que promovem mudanças na legislação tarifária;
- Estudar as características da geração fotovoltaica e
- Identificar as incertezas regulatórias.

1.2.2 Específico

Avaliar o impacto financeiro da aplicação da tarifa binômica no retorno do investimento em geração distribuída fotovoltaica de clientes residenciais, considerando as mudanças propostas na legislação vigente do Setor Elétrico Brasileiro.

1.3 ESTRUTURA DO TRABALHO

Para atingir os objetivos propostos, o trabalho está estruturado em seis capítulos, incluindo este introdutório.

O Capítulo 2 trata sobre o Setor Elétrico Brasileiro (SEB) e o modelo de tarifação para consumidores residências. É realizada uma contextualização do SEB, e um estudo sobre o modelo tarifário vigente e possíveis mudanças futuras.

No Capítulo 3 é realizada uma revisão de aspectos que envolvem a geração fotovoltaica e os parâmetros econômicos para avaliação do investimento em GD solar fotovoltaica.

O Capítulo 4 descreve a metodologia proposta para avaliação do impacto financeiro da aplicação da tarifa binômica no investimento em GD solar fotovoltaica. Para testar a metodologia proposta são apresentados quatro estudos de caso, com suas respectivas premissas tarifárias para análise financeira.

No Capítulo 5 os parâmetros econômicos são avaliados a partir da aplicação dos diferentes modelos tarifários propostos pelas consultas públicas consideradas.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões, contribuições e tópicos para trabalhos futuros.

2 REGULAMENTAÇÃO

2.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

O SEB é formado por diversos agentes, sendo eles consumidores, geradores, transmissores, órgão regulador, entre outros. Estas figuras de mercado se moldaram de acordo com as diretrizes políticas adotadas no setor. A partir de 1995, primeira etapa de reformulação do SEB, considerando as primeiras empresas privadas de distribuição, até o momento atual, pode-se dividir o desenvolvimento do SEB em alguns períodos, sendo que os acontecimentos mais relevantes para o contexto atual são datados a partir do ano 2000.

A Lei Nº 10.848 de 15 de março de 2004 promoveu alterações significativas na regulamentação do setor e moldou o mesmo da maneira como é organizado atualmente. Os objetivos centrais eram incentivar empresas privadas e públicas na construção e manutenção da capacidade de geração e tarifas adequadas para os consumidores. As principais mudanças propostas incluíam (COELCE, 2017):

- criação de 2 ambientes para a comercialização de energia: Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL);
- restrição às distribuidoras de desenvolver atividades de geração e transmissão de energia elétrica e
- criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), com objetivo de viabilizar a comercialização de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Em 16 de agosto de 2004, o governo promulgou um decreto que criava a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), uma empresa pública federal responsável pela condução de estudos e pesquisas para subsidiar o planejamento do setor energético. No mesmo período também foi criado o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), que acompanha as atividades do setor e avalia as condições de abastecimento e atendimento ao mercado.

Em 2012 entrou em vigor a Medida Provisória 579, com o objetivo de reduzir a tarifa de energia elétrica em 20,2%. Esta redução se daria através de três medidas (COSTELLINI; HOLLANDA, 2014):

- desoneração de alguns encargos setoriais, como o fim do recolhimento da Reserva Global de Reversão para consumidores, novos empreendimentos de transmissão e para as concessões prorrogadas ou licitadas;
- as concessões de geração, transmissão e distribuição anteriores à Lei nº 8.987 de 1995 que viriam a expirar a partir de 2015, foram prorrogadas já em 2012;
- aporte de R\$ 3,3 bilhões anuais pela União à Conta do Desenvolvimento Energético (CDE), reduzindo em 25% a quota de arrecadação deste encargo das distribuidoras.

Estas medidas provocaram diversas reações em cadeia no setor elétrico nos anos de 2013 e 2014, sendo que ações do governo tiveram de ser tomadas para minimizar o desequilíbrio energético e financeiro das distribuidoras.

No dia 5 de julho 2017, o MME instaurou a CP nº 33 com o objetivo de discutir mudanças significativas para o setor elétrico. Visto o nível de complexidade e os graves problemas enfrentados nos últimos anos, o MME deseja criar novas diretrizes para guiar o setor. As principais mudanças propostas são: (a) ajuste legal na Autoprodução de energia elétrica (b) redução dos limites de tensão e demanda contratada para acesso ao mercado livre de energia (c) ajustes na formação de preço da energia elétrica (d) redução de custos na transmissão e geração (e) novas diretrizes para fixação de tarifas (f) separação do componente tarifário que realiza a remuneração da distribuidora e da energia para todos grupos tarifários (g) medidas para afastar a judicialização do setor elétrico (CRISPIM et al., 2017).

A CP nº 33 foi concluída no dia 9 de fevereiro de 2018, quando o MME encaminhou à Presidência da República a proposta de Projeto de Lei, que reflete todas as colaborações e discussões realizadas com diversos agentes do setor elétrico brasileiro.

Em maio deste ano a ANNEL instaurou a CP nº 10, com o objetivo obter subsídios para o aprimoramento do sistema de compensação de energia elétrica. Esta consulta pública é aberta em um momento onde a GD está em grande pauta no cenário do SEB, sendo tratada como a tecnologia que dominará a expansão de geração de energia elétrica nos próximos anos.

2.2 TARIFAS

2.2.1 Estrutura Tarifária

A tarifa de energia elétrica visa assegurar aos prestadores de serviços (geração, transmissão, distribuição e comercialização) receita suficiente para cobrir custos operacionais, remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade de potência instalada e também garantir o atendimento com qualidade ao consumidor final. Os custos e investimentos repassados às tarifas são calculados pelo órgão regulador (ANEEL) e levam sempre em consideração o princípio da modicidade tarifária (ANEEL, 2017a).

A GD é um recurso utilizado pelo consumidor final de energia elétrica, como indústrias, comércios e residências. Este trabalho visa o subgrupo de consumidores residenciais, e por isto será abordado a estrutura tarifária deste subgrupo tarifário.

O entendimento da forma pela qual a distribuidora é remunerada é de extrema importância, visto que com isso pode-se clarear a visão da diminuição da sua receita causada pela redução no volume de energia distribuído, que pode surgir da disseminação da GD. O equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras é feito por meio de revisões tarifárias periódicas e também de reajuste anual. (BAJAY et al., 2018).

O reposicionamento das tarifas na revisão tarifária compreende duas etapas: na primeira é calculada a Receita Requerida (RR) e em seguida é realizada a abertura tarifária nas diversas componentes que irão compor a tarifa de energia elétrica (ANEEL, 2016). A RR é composta pela soma da Parcela A e da Parcela B. Segundo (ANEEL, 2017a), a Parcela A abrange os custos que a distribuidora tem com as atividades de geração e transmissão, além dos encargos setoriais previstos em legislação específica. A Parcela B representa os custos da atividade de distribuição, sendo estes sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa. A RR é representada na Equação (1).

$$RR = VPA + VPB \quad (1)$$

Os custos e montantes da Parcela A, em certa medida, escapam à vontade e gestão da distribuidora. Esta parcela engloba os “custos com aquisição de energia elétrica (CE), os custos com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão (CT) e os custos com encargos setoriais (ES)” (ANEEL, 2015a). Pode-se representar a Parcela A na Equação (2).

$$VPA = CE + CT + ES \quad (2)$$

O CE é o custo da aquisição de energia elétrica por parte da distribuidora. Este valor é somente repassado aos consumidores, sendo vedada a obtenção de lucro na operação. Os custos de transporte de energia (CT) estão relacionados com o transporte de energia desde as unidades geradoras até a conexão com os sistemas de distribuição. Os encargos setoriais (ES) são custos não gerenciáveis pela distribuidora e instituídos por legislação. Alguns encargos são a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Encargos de Serviço do Sistema (ESS) e de Energia de Reserva (EER), contribuição ao Operador Nacional do Sistema (ONS), entre outros (ANEEL, 2015c).

A Parcela B representa os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora, que estão sujeitos ao controle ou influência da administração da empresa. Pode-se calcular a Parcela B como mostra a Equação (3).

$$VPB = (CAOM + CAA) \cdot (1 - Pm - MIQ) - OR \quad (3)$$

O CAOM engloba os custos de Custos Operacionais (CO) e Receitas Irrecuperáveis (RI). Os CO são os gastos com funcionários, materiais, serviços de terceiros e etc. Já as RI referem-se à inadimplência dos consumidores (BAJAY et al., 2018).

O CAA é o gasto relativo aos investimentos realizados pela distribuidora no período entre duas revisões tarifárias (BAJAY et al., 2018). O Pm e o MIQ visam compartilhar com os consumidores finais os ganhos potenciais da produtividade no segmento de distribuição. Essa transferência ajuda a garantir o controle dos preços das tarifas e a manter o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras (BAJAY et al., 2018).

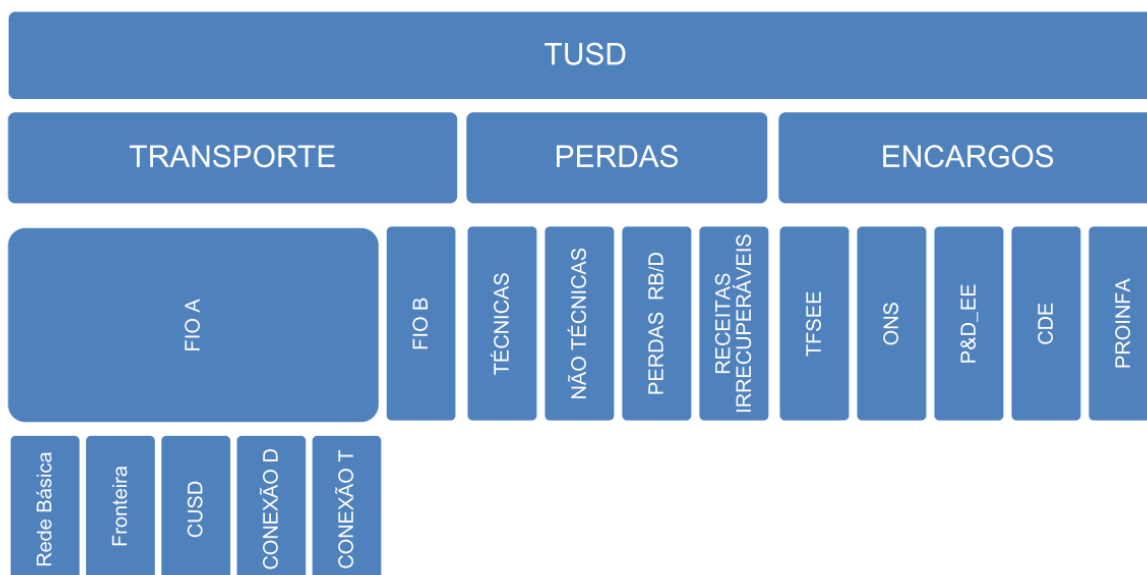
As Outras Receitas (OR), são receitas provenientes de atividades de assessoria, aferição de medidores, serviços de avaliação técnica, etc (ANEEL, 2015c).

Após o cálculo de todos os custos citados, é possível obter o valor da RR para a distribuidora de energia elétrica no período de referência da revisão tarifária. Sendo assim, a RR é decomposta em diversos componentes tarifários que refletem nas funções de custo Transporte, Perdas, Encargos e Energia. Por sua vez as funções de custo agregam-se para formar as tarifas em: Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e TE (Tarifa de Energia). A partir das funções de custo, constroem-se tanto para TUSD quanto para a TE, as

diferentes modalidades tarifárias, com critério temporal (posto tarifário) e por faixa tensão (grupo/subgrupo tarifário), obtendo-se assim as tarifas de referência. (ANEEL, 2017b).

As funções de custo e componentes tarifários da TUSD são mostrados na Figura 1.

Figura 1. Funções de custo e componentes tarifários da TUSD.



Fonte: ANEEL, 2017b.

As parcelas que envolvem as funções de custo da TUSD são divididas como segue:

- **Transporte**

- FIO A: são os custos envolvidos com o uso do sistema de transmissão de Rede Básica (RB), uso dos transformadores de rede básica, uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras e conexão às instalações de transmissão ou de distribuição;
- FIO B: custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, compreendida pelo CAA e CAOM;

- **Perdas**

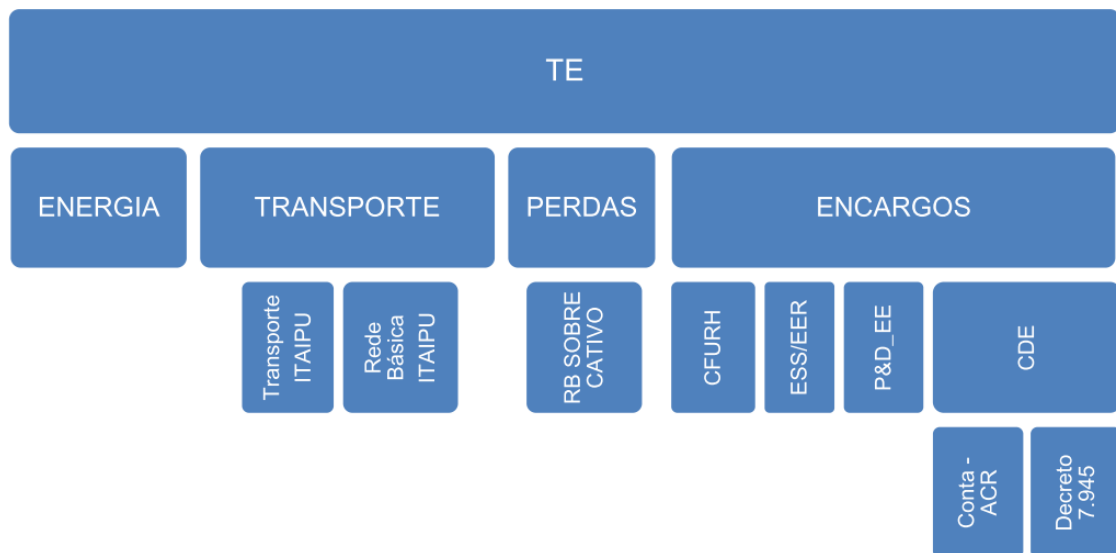
As perdas são compostas pelas perdas técnicas do sistema da distribuidora, perdas não técnicas, perdas na RB devido às perdas regulatórias da distribuidora e também as receitas irrecuperáveis.

- **Encargos**

Esta parcela recupera os custos de Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D), Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE), contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).

As funções de custo e componentes tarifários da TE são mostrados na Figura 2.

Figura 2. Funções de custo e componentes tarifários da TE.



Fonte: ANEEL, 2017b.

As parcelas que envolvem as funções de custo da TE são divididas como segue:

- **Energia**

Esta é parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo a compra nos leilões, quota de Itaipú, geração própria e compra de geração distribuída.

- **Transporte**

Recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de energia elétrica de Itaipú bem como a responsabilidade de custo à RB de Itaipú.

- **Perdas**

Recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

- **Encargos**

- Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH);
- Encargos de Serviço de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER);
- Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D);
- Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), que envolve a Amortização da Conta no Ambiente de Contratação Regulada e a devolução dos recursos da CDE.

A tarifa de aplicação é aquela à qual as unidades consumidoras estão submetidas para fins de faturamento mensal pela distribuidora (SANTOS et al., 2017). Sendo assim, para obtenção da tarifa de aplicação adiciona-se a cobrança do imposto estadual Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestação de Serviços (ICMS) e dos impostos federais, Programa de Integração Social (PIS) e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) à tarifa de referência. A tarifa de aplicação pode ser calculada como mostra a Equação (4),

$$TA = \frac{TR}{1 - (ICMS + PIS + COFINS)} \quad (4)$$

onde TA é a tarifa de aplicação ($R\$/kWh$) ou ($R\$/kW$), TR é a tarifa de referência ($R\$/kWh$) ou ($R\$/kW$), $ICMS$ é o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (%), PIS é o Programa de Integração Social (%) e $COFINS$ é a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (%).

Os impostos PIS e COFINS dependem das receitas mensais das distribuidoras de energia elétrica e por este motivo os valores destas alíquotas variam também mensalmente.

2.2.2 Tarifa de aplicação para o subgrupo B1

O modelo atual de tarifação para consumidores residenciais, classificados no subgrupo B1, é a aplicação da tarifa monômnia. Esta modalidade tarifária se caracteriza pelo valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, dado na unidade de R\$/MWh ou R\$/kWh (ANEEL, 2010). A Figura 3 mostra o valor final em Reais (R\$) pagos proporcionalmente ao consumo de energia elétrica ativa da unidade consumidora.

Figura 3. Modelo atual de tarifação para consumidores residenciais.

$$\text{Valor Final (R\$)} = \left[\text{TUSD (R\$/kWh)} + \text{TE (R\$/kWh)} \right] \times \text{Consumo (kWh)}$$

Tarifa de Aplicação de Energia Elétrica

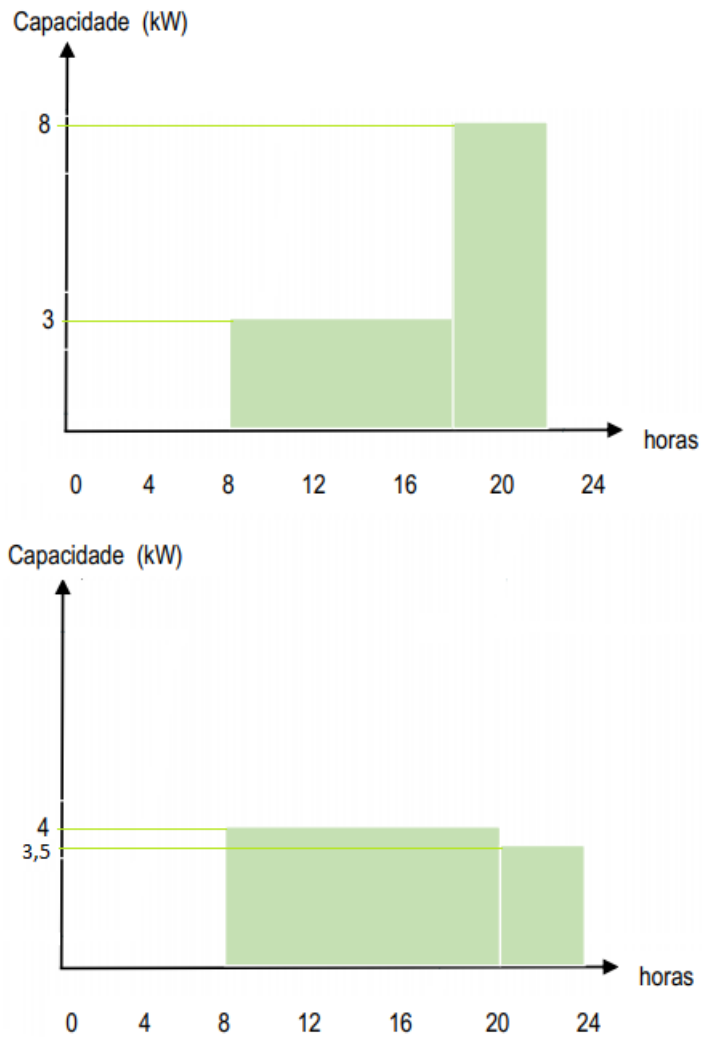
Fonte: Autor, 2018.

Obtêm-se o valor total da conta de energia elétrica do consumidor somando ao resultado anterior a CIP (Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação pública), tributo de competência municipal. Esta taxa é cobrada das mais variadas formas entre os municípios e não será considerada neste estudo.

Segundo a (ANEEL, 2018b), o modelo tarifário tem por objetivo refletir os custos do sistema. Os sinais econômicos enviados aos usuários devem representar a responsabilidade de cada um nos investimentos futuros do sistema, uma vez que o mesmo precisa ser desenvolvido e ampliado para uma utilização futura máxima. Do ponto de vista da distribuidora de energia elétrica, a aplicação da tarifa monômnia recupera os custos de rede e investimentos de forma dependente à venda de eletricidade.

Pode-se verificar que a tarifa volumétrica é ineficiente no faturamento de dois consumidores com mesmo consumo de energia, mas perfis de uso diferentes. A Figura 4 ilustra duas curvas de carga hipotéticas para consumidores residenciais. O consumo final nos dois casos é de 62 kWh, porém o impacto do perfil de consumo na rede é diferente, sendo que um deles utiliza uma capacidade de 8 kW do sistema e o outro utiliza apenas 4 kW. Com a tarifa monômnia, o valor da fatura dos dois clientes é igual, porém o custo de disponibilização de capacidade da rede elétrica imposto por cada cliente é diferente, gerando um desequilíbrio no sinal tarifário.

Figura 4. Curvas de carga hipotéticas para dois consumidores residenciais.



Fonte: Adaptado de ANEEL, 2018b.

Segundo (ANEEL, 2018b), vê-se que a tarifa monômnia aplicada aos consumidores de baixa tensão (BT) no Brasil apresenta problemas de eficiência econômica. A tarifa volumétrica acaba por incentivar apenas a redução total de consumo e não a redução pelo uso da rede. É necessário perseguir tarifas mais convergentes com os custos do sistema, alcançando maior legitimidade econômica.

Com relação à GD, observa-se um forte aumento da capacidade instalada no Brasil nos últimos anos. O cálculo do *payback* é feito utilizando a atual tarifa monômnia, sendo que o consumidor pode gerar toda a energia necessária ao seu consumo, ou ainda gerar excedentes. Nesta situação, é fato que a utilização e disponibilização da rede não estarão sendo devidamente remunerados à distribuidora pelo usuário (ANEEL, 2018b).

Neste cenário, a CP nº 33/2017 discutiu mudanças no modelo tarifário dos consumidores residenciais, sendo a principal delas a aplicação de tarifa binômica independente da tensão de fornecimento das unidades consumidoras. A tarifa binômica, é aquela constituída por valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável (ANEEL, 2018c). Esta tarifa é aplicada para consumidores de alta e média tensão, onde há uma parcela proporcional ao consumo e outra à demanda contratada do cliente.

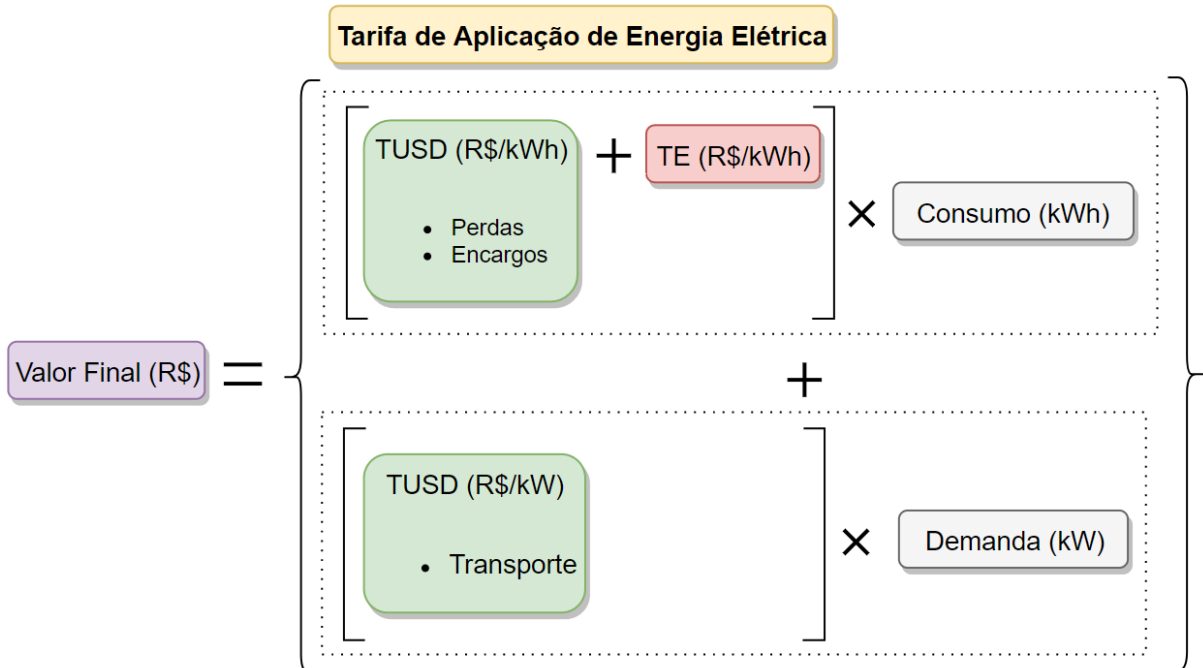
A minuta do projeto de lei resultante da CP 33 determina que, até 31 de dezembro de 2023, a tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão para os consumidores com geração própria não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida, ou seja, em R\$/kWh. Ainda, esta vedação não é válida para as funções de custo perdas, inadimplência e encargos setoriais (MME, 2018).

Pode-se verificar que o texto do projeto de lei não é específico na determinação de quais componentes tarifários da TUSD e da TE serão cobrados em R\$/kWh e quais deixarão de ser. O texto deixa em aberto para o órgão regulador definir qual a estrutura tarifária mais adequada. Sendo assim, para o estudo aqui apresentado utiliza-se o modelo tarifário de consumidores de alta e média tensão como base e aplicam-se ainda observações de estudos já realizados (SANTOS et al., 2017).

O modelo de tarifação, com base na CP 33/2017, para os consumidores residenciais é definido como mostra a Figura 5. As componentes tarifárias Perdas e Encargos da TUSD, e a TE continuam a ser cobradas em R\$/kWh. Já a componente tarifária Transporte da TUSD passa a ser cobrada pela demanda contratada da unidade consumidora, dada em kW. Este modelo aproxima-se ao aplicado para os consumidores de alta e média tensão, refletindo de forma mais aproximada o custo de cada consumidor à rede elétrica.

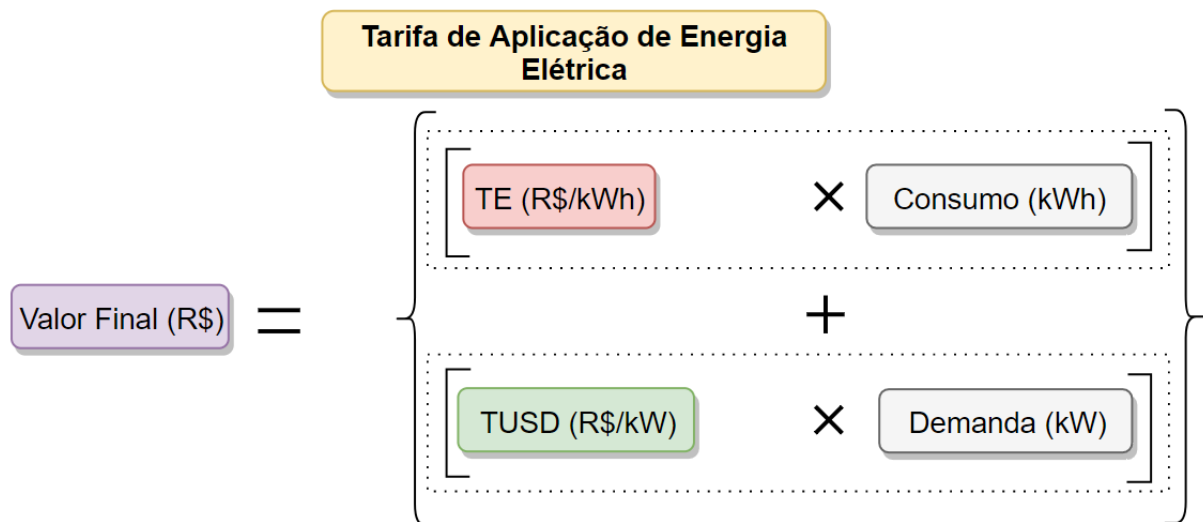
Já para outro estudo de caso, observa-se uma alternativa tarifária proposta pela CP nº 10/2018. A Figura 6 ilustra o modelo tarifário proposto, com base na CP nº 10/2018, para consumidores residenciais. Neste caso todos os componentes tarifários da TUSD deixam de ser cobrados em R\$/kWh e passam a ser cobrados em R\$/kW. No entanto, a componente TE continua a ser cobrada em R\$/kWh. Este modelo tarifário aproxima o custo real que o consumidor residencial impõe ao sistema elétrico da distribuidora, cobrando toda a parcela TUSD sobre a demanda disponibilizada.

Figura 5. Modelo de tarifação proposto com base na CP 33/2017, para consumidores residenciais.



Fonte: Autor, 2018.

Figura 6. Modelo de tarifação proposto com base na CP 10/2018, para consumidores residenciais.



Fonte: Autor, 2018.

Apresenta-se no próximo capítulo as considerações técnicas e financeiras de geração solar fotovoltaica, obtendo-se o embasamento teórico para aplicação da metodologia proposta.

3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Este capítulo descreve resumidamente aspectos técnicos da geração fotovoltaica e métodos de análise financeira.

3.1 CONSIDERAÇÕES TÉCNICAS

A geração de energia elétrica através da energia solar é possível através do efeito fotovoltaico. Esse fenômeno ocorre quando a luz, ou a radiação eletromagnética do sol, incide sobre um módulo composto de materiais semicondutores com propriedades específicas. A maioria dos módulos fotovoltaicos fabricados são de silício, material semicondutor de grande abundância (VILLALVA, 2016).

A corrente elétrica gerada pelos painéis fotovoltaicos é uma corrente contínua (CC), sendo que para sua utilização na rede elétrica, precisa ser convertida para corrente alternada (CA). Este procedimento é realizado pelo inversor, que conecta o sistema fotovoltaico com o restante das instalações.

A REN nº 482 da ANEEL regulamenta a conexão de microgeração e minigeração distribuída ao sistema de distribuição de energia elétrica. Para que seja possível realizar a conexão do sistema, é preciso seguir os critérios mínimos de projeto da distribuidora de energia elétrica, bem como boas práticas para o dimensionamento da potência do sistema fotovoltaico. A quase totalidade do número de conexões destes sistemas no Brasil utiliza a energia solar.

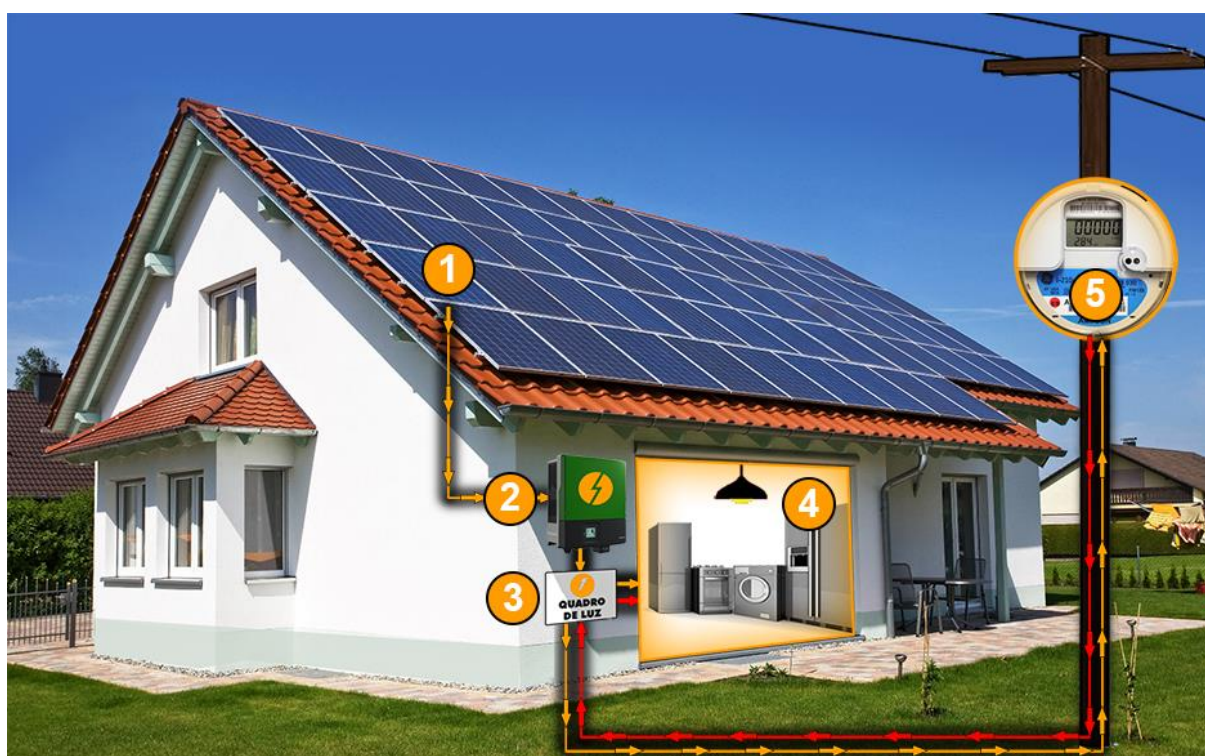
Assim que o sistema estiver conectado ao sistema de distribuição, passa a participar do sistema de compensação de energia elétrica. Para fins de compensação, a energia elétrica injetada no sistema será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora, sendo que esta unidade consumidora passa a ter um crédito de quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de 60 meses (ANEEL, 2012). Neste estudo será abordado somente consumidores que possuem microgeração distribuída instalada no mesmo local onde há o consumo de energia elétrica, não sendo abordados auto consumo remoto e geração compartilhada.

A Figura 7 apresenta o funcionamento e componentes do sistema fotovoltaico, como segue:

- (1) Módulos fotovoltaicos - realizam a conversão de energia solar em energia elétrica em corrente contínua;

- (2) Inversor - converte a corrente contínua gerada pelos módulos fotovoltaicos em corrente alternada, para conexão à rede elétrica;
- (3) Quadro de luz - onde a saída em corrente alternada do inversor é conectada. Contêm as proteções necessárias para que seja possível a alimentação dos equipamentos eletrodomésticos e conexão à rede de distribuição;
- (4) Eletrodomésticos e equipamentos que utilizam energia elétrica; e
- (5) Medidor de energia elétrica bidirecional - permite a realização da energia injetada na rede através do sistema fotovoltaico, bem como da energia consumida.

Figura 7. Sistema fotovoltaico residencial.



Fonte: PORTAL SOLAR, 2018.

O dimensionamento de sistemas fotovoltaicos considera diversos fatores, como a radiação solar do local de instalação, a orientação geográfica dos painéis, possíveis sombras sobre o sistema, temperatura de operação durante o ano, entre outros. As potências dos sistemas a serem simulados foram escolhidas com o objetivo de representar da melhor forma as faixas de consumo residenciais. Também levou-se em conta a experiência do autor em dimensionamento de sistemas fotovoltaicos, utilizando sistemas compatíveis com os comercializados no mercado.

3.2 CONSIDERAÇÕES FINANCEIRAS

Há diversos métodos de análise de viabilidade econômico financeira para projetos de energia solar fotovoltaica. Neste trabalho, em que o objetivo é comparar retornos econômicos entre os diferentes tipos de modelos tarifários para consumidores residenciais, utiliza-se os métodos de avaliação de Valor Presente Líquido (VPL), a Taxa Interna de Retorno (TIR) e o *payback* descontado.

Segundo (FILOMENA, 2017), “o método VPL calcula o valor presente líquido de um projeto através da diferença entre o valor presente das entradas líquidas de caixa do projeto e o investimento inicial requerido para iniciar o mesmo.” A taxa de desconto utilizada para trazer os valores futuros para o valor presente é a Taxa Mínima de Atratividade (TMA), sendo esta variável de acordo com a disposição de tomada de risco do investidor.

Para um projeto de energia solar fotovoltaica, participante do sistema de compensação de energia elétrica, as entradas líquidas de caixa são mensais através da economia gerada pela energia elétrica injetada na rede. Percebe-se que este valor é diretamente proporcional ao valor da tarifa aplicada ao consumo de energia elétrica.

O método da TIR consiste no cálculo da taxa de desconto que zera o valor do VPL dos fluxos de caixa do projeto. Para determinar se o projeto é rentável ou não para o investidor, avalia-se se a TIR obtida é maior que a TMA utilizada para análise (FILOMENA, 2017).

O método do *payback* descontado considera trazer todos os valores futuros para valores presentes e assim calcular o fluxo de caixa para verificar em quanto tempo há o retorno do investimento.

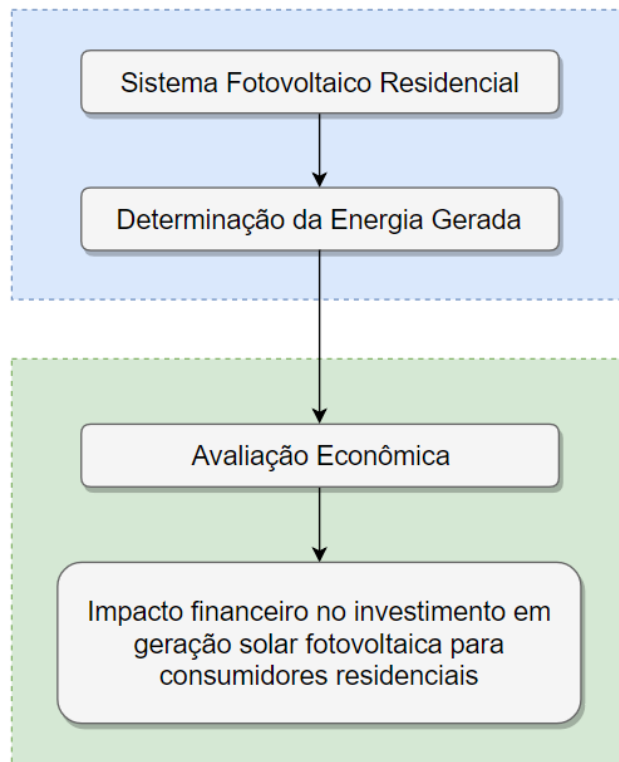
Considerando os três métodos citados, há suficientes parâmetros econômicos para comparação entre os cenários de tarifação propostos. O *payback* é o método de avaliação mais tradicional quando o investimento em energia solar residencial é considerado.

4 METODOLOGIA

4.1 ESTRUTURA DA METODOLOGIA PROPOSTA

Este capítulo apresenta a metodologia proposta para avaliar o impacto financeiro da aplicação da tarifa binômica no retorno do investimento em GD fotovoltaica de clientes residenciais. A estrutura geral da metodologia é ilustrada na Figura 8. Inicialmente, determina-se a característica do sistema fotovoltaico (SFV) residencial para obtenção da energia gerada por este sistema. Após, utilizam-se os métodos de avaliação econômica para determinar o impacto financeiro no investimento em geração solar fotovoltaica com diferentes modelos tarifários.

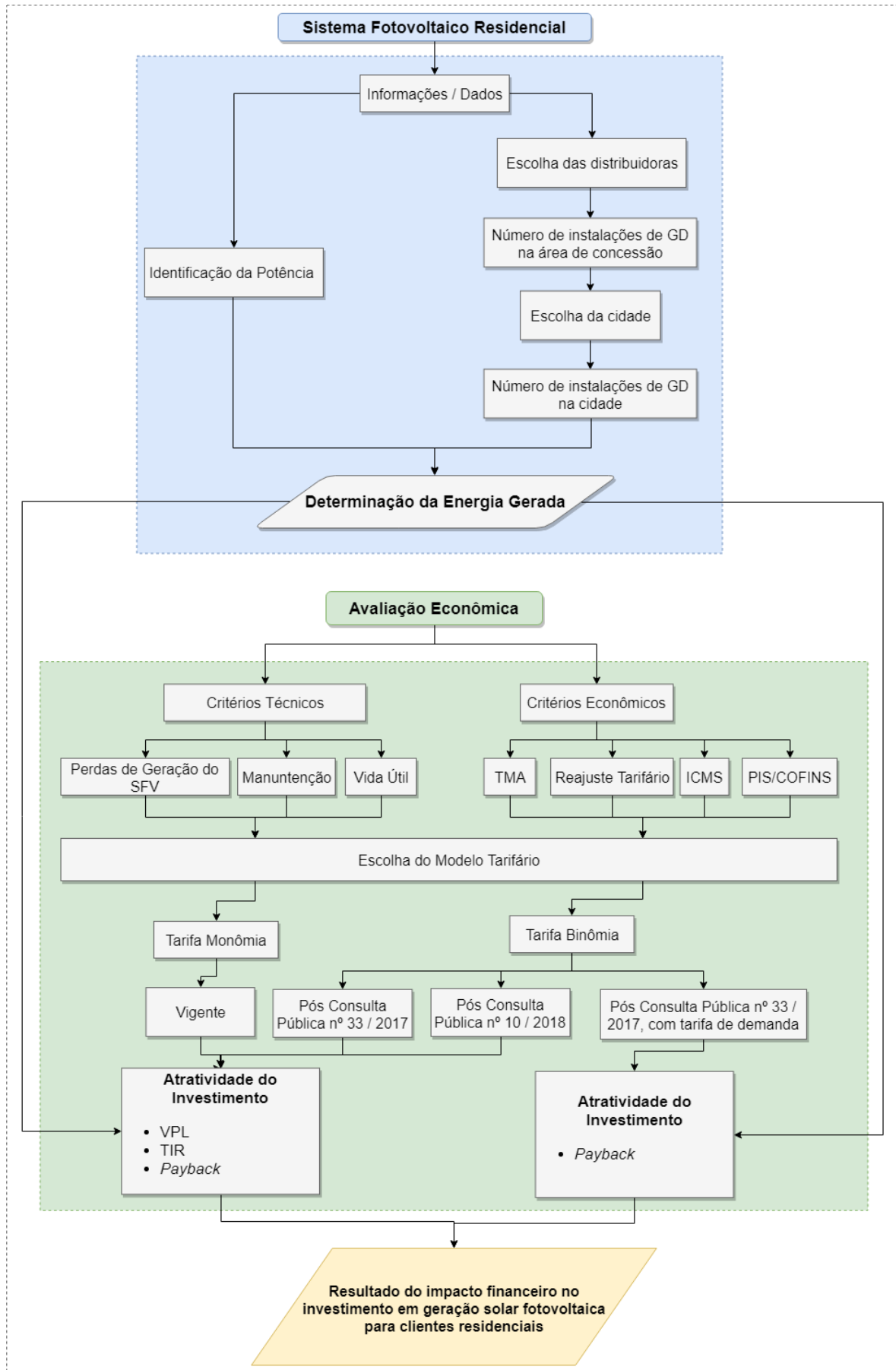
Figura 8. Estrutura geral da metodologia proposta.



Fonte: Autor, 2018.

A Figura 9 apresenta a estrutura detalhada da metodologia proposta para este estudo. A metodologia é detalhada em dois blocos, onde o primeiro define as características do SFV e o segundo bloco realiza a avaliação econômica definindo critérios técnicos e econômicos para a escolha do modelo tarifário a ser aplicado ao consumidor residencial.

Figura 9. Estrutura detalhada da metodologia proposta.



Como descrito anteriormente, no primeiro bloco define-se as características do SFV. Visto que um dos objetivos do trabalho é verificar o impacto que diferentes modelos tarifários trazem para o retorno financeiro de SFV residenciais, não utiliza-se apenas um sistema que atende à um valor de consumo de energia elétrica, mas cinco potências de SFV que atendem cinco faixas de consumos. Isto é feito para representar as diversas classes de consumo entre os consumidores residenciais. Os custos dos equipamentos e instalação do sistema fotovoltaico não são calculados para cada um dos casos, porém, são utilizados dados provenientes de fontes seguras para determinação destes valores.

Os locais escolhidos para simulação dos sistemas fotovoltaicos foram definidos de acordo com os seguintes critérios: as cinco distribuidoras que possuem o maior número de conexões de GD no Brasil e a cidade dentro da área de concessão da distribuidora que possui o maior número de conexões de GD.

As coordenadas geográficas utilizadas para cada uma das cidades foram obtidas através do *software Google Earth*.

Com as potências e localização dos sistemas fotovoltaicos definidos, simulou-se através do *software PVSyst* a energia gerada no primeiro ano. As configurações de simulação foram definidas de forma que a máxima geração possível fosse obtida. O *software PVSyst* é muito utilizado no ambiente de energia solar fotovoltaica e apresenta resultados confiáveis.

No segundo bloco, determina-se os parâmetros da avaliação econômica. Com o valor de energia gerada no primeiro ano, define-se os critérios técnicos e parâmetros de *performance* do sistema fotovoltaico que afetam sua produtividade. Os parâmetros considerados são: perda anual da geração, manutenção anual e vida útil.

Os critérios econômicos são fundamentais para uma correta valoração da análise econômica. São considerados nesta metodologia: reajuste tarifário anual, Taxa Mínima de Atratividade (TMA) do investimento, ICMS, PIS e COFINS.

Para avaliação da metodologia proposta são apresentados quatro estudos de caso descritos a seguir.

4.2 ESTUDOS DE CASO

Nos estudos de caso considerou-se que a geração de energia elétrica do consumidor é igual ao seu consumo, desconsiderando-se para efeitos de simplificação, o custo de disponibilidade da concessionária.

O reajuste tarifário anual utilizado na avaliação econômica foi obtido com valores históricos dos últimos 10 anos da tarifa de energia elétrica residencial das distribuidoras. Utilizam-se 10 anos pela facilidade no acesso à estas informações nos processos tarifários das distribuidoras. A TMA considerada é a taxa SELIC, este valor é considerado conservador e sólido para comparação de investimentos. O PIS e COFINS, como variam mensalmente, foram calculados de acordo com a disponibilidade de dados nos sites das distribuidoras. O ICMS é um imposto estadual, por isto foram obtidos seus valores para cada um dos estados onde são feitas as simulações.

Após a definição de todos os parâmetros citados, há, a escolha do modelo tarifário. A tarifa monômnia é o modelo de tarifação vigente, e os parâmetros econômicos para este modelo são calculados no Caso 1 para que estes resultados sirvam de parâmetro de comparação para os demais casos. As tarifas binômias à serem utilizadas dividem-se em outros três estudos de caso.

4.2.1 Caso 1

O Caso 1 refere-se ao modelo de tarifação vigente, a tarifa monômnia, para consumidores residenciais. Pode-se entender este modelo de tarifação como o mostrado anteriormente na Figura 3. O parâmetro VPL é calculado como mostra a Equação (5),

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{(1 - \varphi) \cdot G_1 \cdot (1 + \omega)^t \cdot T_1 - M}{(1 + TMA)^t} \quad (5)$$

onde I_0 é o investimento inicial do sistema fotovoltaico (R\$), φ é a perda anual de geração (%), G_1 é a geração de energia no primeiro ano (kWh), ω é o reajuste tarifário anual (%), t é o período (anos), T_1 é a tarifa no primeiro ano (R\$/kWh), M é o valor de manutenção anual (R\$) e TMA é a Taxa Mínima de Atratividade do projeto.

A TIR é calculada através da Equação (6). O cálculo da TIR é realizado igualando-se o VPL à zero, para obter-se a taxa de rendimento do investimento no decorrer de sua vida útil. Observa-se que a TIR deve ser no mínimo maior que a TMA para que o investimento seja viável.

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{(1 - \varphi) \cdot G_1 \cdot (1 + \omega)^t \cdot T_1 - M}{(1 + TIR)^t} \quad (6)$$

O *payback* descontado pode ser calculado como mostra a Equações (7) e (8),

$$FC_t = \frac{(1 - \varphi) \cdot G_1 \cdot (1 + \omega)^t \cdot T_1 - M}{(1 + TMA)^t} \quad (7)$$

$$FC = -I_0 + FC_1 + FC_2 + \dots + FC_N > 0 \quad (8)$$

onde FC é o fluxo de caixa do projeto e FC_1, FC_2 e FC_N são os fluxos de caixa anuais. Verifica-se que a variável de interesse, neste caso, é o número de anos N em que o investimento passa a ter um fluxo de caixa positivo, visto que este é o ano onde inicia o retorno do investimento.

4.2.2 Caso 2

O Caso 2 apresenta as análises econômicas realizadas com base no modelo de tarifação proposto na Figura 5, pós CP nº 33/2017. A única mudança deste estudo de caso, para o estudo de caso 1, é a tarifa de aplicação que deixa de ser a tarifa T_1 e passa a ser a tarifa T_2 . Pode-se calcular VPL, TIR e *payback* descontado como mostram as Equações (9), (10), (11) e (12) respectivamente.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{(1 - \varphi) \cdot G_1 \cdot (1 + \omega)^t \cdot T_2 - M}{(1 + TMA)^t} \quad (9)$$

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{(1 - \varphi) \cdot G_1 \cdot (1 + \omega)^t \cdot T_2 - M}{(1 + TIR)^t} \quad (10)$$

$$FC_t = \frac{(1 - \varphi) \cdot G_1 \cdot (1 + \omega)^t \cdot T_2 - M}{(1 + TMA)^t} \quad (11)$$

$$FC = -I_0 + FC_1 + FC_2 + \dots + FC_N > 0 \quad (12)$$

Observa-se um ponto importante, que $T_2 < T_1$ devido às componentes que deixaram de ser cobradas em $R\$/kWh$ no modelo proposto. As componentes restantes serão cobradas em $R\$/kW$, não fazendo parte do sistema de compensação de energia elétrica. Este valor pode vir ainda a ser prejudicial no desempenho econômico dos sistemas fotovoltaicos, assunto abordado no próximo caso.

4.2.3 Caso 3

Neste caso, considera-se a variação da tarifa de demanda em $R\$/kW$ que passa a ser paga pelos consumidores residências no modelo de tarifação proposto na Figura 5. Este é modelo de tarifação pós CP nº 33/2017, com tarifa de demanda. Para que a variação da tarifa de demanda seja avaliada, define-se a tarifa de demanda de referência, calculada como mostra a Equação (13),

$$TD_R = \frac{TUSD_{transporte} \cdot G_1}{P_I} \quad (13)$$

onde TD_R é a tarifa de demanda de referência para cada um dos sistemas fotovoltaicos ($R\$/kW$), $TUSD_{transporte}$ é a parcela da TUSD correspondente ao transporte ($R\$/kWh$), G_1 é a geração do sistema fotovoltaico no primeiro ano e P_I é a potência do sistema fotovoltaico (kWp).

Pode-se verificar que o produto entre $TUSD_{transporte}$ e G_1 é o valor que o consumidor deixa de economizar pelo sistema de compensação de energia elétrica no primeiro ano, e passa a ter de pagar para a distribuidora sob a forma de demanda contratada. Sendo assim, define-se o valor mensal a ser pago e ainda divide-se pelo valor da potência do sistema fotovoltaico, neste caso considerada como a demanda contratada do consumidor.

Esta é uma metodologia simplificada para um estudo tarifário e uma aproximação válida do valor que um cliente residencial pagaria sob a demanda contratada para ressarcir à distribuidora os custos impostos à rede de energia elétrica. Ainda, o estudo de caso tem por objetivo a comparação de diversos valores de TD_R para quantificar o impacto no *payback* do sistema fotovoltaico, não sendo o objetivo a assertividade do valor que será cobrado.

Quando compara-se a TD_R à valores de tarifa de demanda TD_N maiores ou menores que a de referência, verifica-se que há um valor a ser adicionado ou então subtraído do

payback quando comparado com o Caso 2. Este valor pode ser calculado como mostra a Equação (14),

$$VD = (TD_R - TD_N) \cdot P_I \cdot 12 \quad (14)$$

onde VD é o valor evitado ou adicionado ao cálculo de *payback* do investimento [R\$], TD_R é a tarifa de demanda de referência [R\$/kW], TD_N são as tarifas de demanda à serem comparadas [R\$/kW], P_I é a potência instalada do sistema fotovoltaico e o 12 indica o número de meses do ano.

Sendo assim, pode-se calcular o *payback* como mostram as Equação (15) e (16), onde a única variável modificada em relação aos cálculos dos casos 1 e 2 é o VD . Para efeitos de simplificação não considera-se a aplicação de reajuste tarifário na tarifa de demanda.

$$FC_t = \frac{(1 - \varphi) \cdot G_1 \cdot (1 + \omega)^t \cdot T_2 - M + VD}{(1 + TMA)^t} \quad (15)$$

$$FC = -I_0 + FC_1 + FC_2 + \dots + FC_N > 0 \quad (16)$$

4.2.4 Caso 4

O Caso 4 apresenta as análises econômicas realizadas com base no modelo de tarifação proposto na Figura 6, pós CP nº 10/2018. A mudança do Caso 4 em relação ao Caso 1, é a tarifa de aplicação que deixa de ser a tarifa T_1 e passa a ser a tarifa T_3 . Pode-se calcular VPL, TIR e *payback* descontado, como mostram as Equações (17), (18), (19) e (20) respectivamente.

$$VPL = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{(1 - \varphi) \cdot G_1 \cdot (1 + \omega)^t \cdot T_3 - M}{(1 + TMA)^t} \quad (17)$$

$$0 = -I_0 + \sum_{t=1}^{25} \frac{(1 - \varphi) \cdot G_1 \cdot (1 + \omega)^t \cdot T_3 - M}{(1 + TIR)^t} \quad (18)$$

$$FC_t = \frac{(1 - \varphi) \cdot G_1 \cdot (1 + \omega)^t \cdot T_3 - M}{(1 + TMA)^t} \quad (19)$$

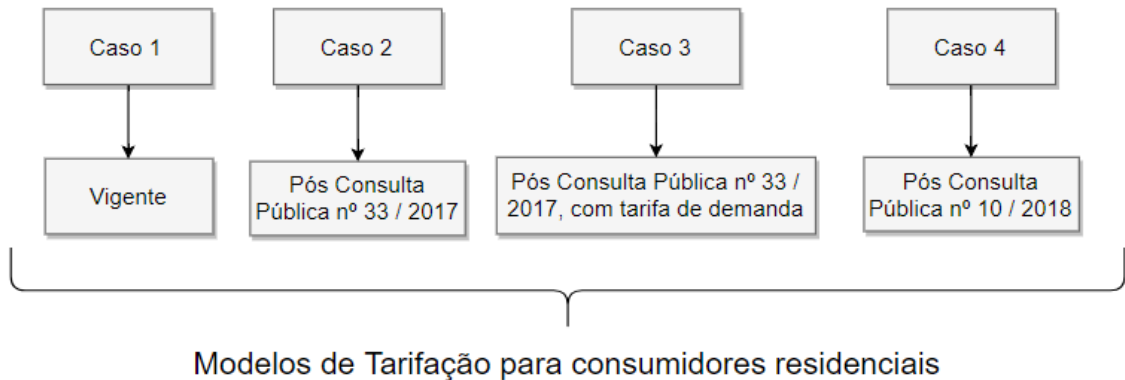
$$FC = -I_0 + FC_1 + FC_2 + \dots + FC_N > 0 \quad (20)$$

Observa-se um ponto importante, que $T_3 < T_2 < T_1$ visto que neste modelo tarifário todas as componentes da TUSD passam a ser cobradas em R\$/kW, deixando de fazer parte do sistema de compensação. Somente a TE é cobrada na unidade de R\$/kWh.

4.3 ESTRUTURA DOS ESTUDOS DE CASO

A Figura 10. Estrutura dos estudos de caso, mostra a estrutura dos estudos de caso, caracterizando cada um dos casos pelo modelo tarifário a ser utilizado. Percebe-se que os resultados do Caso 3 só fazem sentido quando comparados com os resultados do Caso 2, já que o modelo tarifário do Caso 3 é uma consequência do modelo tarifário pós Consulta Pública nº 33/2017.

Figura 10. Estrutura dos estudos de caso.



O próximo capítulo apresenta a análise de resultados dos casos estudados.

5 ANÁLISE DE RESULTADOS

Apresenta-se inicialmente os critérios de projeto do SFV, como alocado no primeiro bloco da metodologia proposta. A Tabela 1 mostra as potências utilizadas e o valor financeiro de investimento do sistema.

Tabela 1. Potência e custo dos sistemas fotovoltaicos utilizados no estudo.

Potência (kWp)	Moradia	Custo (R\$)	R\$/kWp
1,35	Casa pequena (2 a 3 pessoas)	14.000,00	10.370,40
2,16	Casa média (3 a 4 pessoas)	16.390,00	7.658,88
3,24	Casa média (4 pessoas)	22.150,00	6.836,42
5,40	Casa grande (5 pessoas)	28.625,00	5.300,93

Fonte: Adaptado de PORTAL SOLAR, 2018b.

A Tabela 2 mostra as cidades obtidas, coordenadas geográficas e números de conexões de GD por distribuidora e cidade. Todos os dados foram retirados da página da ANEEL, onde constam todos as conexões de GD no Brasil, e tratados de maneira a obter-se os resultados de acordo com os critérios estabelecidos. O acesso dos dados para elaboração deste trabalho foi realizado no dia 25 de março do corrente ano (ANEEL, 2018a).

Tabela 2. Distribuidoras, número de conexões e cidades com maior número de sistemas de GD.

Distribuidora	Conexões de GD	Cidade	Coordenadas Geográficas
CEMIG	4.976	Uberlândia	-18.919°, -48.277°
CELESC	2.156	Florianópolis	-27.597°, -48.549°
CPFL PAULISTA	2.020	Campinas	-22.906°, -47.061°
COPEL	1.606	Curitiba	-25.430°, -49.272°
RGE SUL	1.484	Santa Cruz do Sul	-29.718°, -52.426°

Fonte: Autor, 2018.

A geração simulada com o *PVSyst* no primeiro ano de cada um dos sistemas fotovoltaicos, para cada uma das cidades é mostrada na Tabela 3. Verifica-se a tendência de menor geração de energia elétrica quanto mais ao sul do país o sistema está instalado, exceto em casos particulares, como quando compara-se a geração de Florianópolis com Santa Cruz do Sul. Apesar desta última estar mais ao sul do que Florianópolis, ainda possui maior média de irradiação solar maior devido a questões climáticas locais.

Tabela 3. Geração de energia elétrica no primeiro ano dos sistemas fotovoltaicos.

Potência (kWp)	Geração no primeiro ano (kWh)				
	Uberlândia	Florianópolis	Campinas	Curitiba	Santa Cruz do Sul
1,35	2416	1991	2282	1954	2052
2,16	3795	3129	3586	3070	3224
3,24	5520	4551	5215	4465	4689
5,40	9318	7679	8801	7377	7913

Fonte: Autor, 2018.

Após os resultados do primeiro bloco da metodologia, apresenta-se a avaliação econômica, conforme segundo bloco, iniciando pelos critérios técnicos. A vida útil considerada é de 25 anos, valor razoável haja vista que a garantia da maioria dos fabricantes de painéis solares é próxima deste período. Utiliza-se a perda anual de geração como 0,8% (JORDAN; KURTZ, 2012). O custo de manutenção anual é de difícil padronização, visto que cada local de instalação pode proporcionar diferentes custos. O valor utilizado é de \$ 21/ $kW \cdot ano$, sendo convertido com a cotação do dólar do dia 25/03/2018 para R\$ 51,90/ $kW \cdot ano$ (FU et al., 2017).

Após análise dos critérios técnicos, os critérios econômicos são avaliados. A Tabela 4 mostra os valores de reajuste tarifário anual a serem considerados. Pode-se observar que estes valores são conservadores, visto que as revisões e reajustes de algumas distribuidoras no período de 2017 e 2018 estão na faixa de 15 a 20% para consumidores residenciais.

Tabela 4. Reajuste tarifário histórico das distribuidoras.

Distribuidora	Reajuste Tarifário Anual
CEMIG	3,45%
CELESC	5,23%
CPFL PAULISTA	3,98%
COPEL	4,00%
RGE SUL	3,96%

Fonte: Autor, 2018.

A TMA considerada é de 6,50% (BCB, 2018). O ICMS considerado para cada uma dos estados é mostrado na Tabela 5 (ABRADEE, 2018). Também obtêm-se o PIS e COFINS para cada uma das distribuidoras.

Tabela 5. Valores de ICMS, PIS e COFINS por distribuidora.

Distribuidora	ICMS	PIS	COFINS
CEMIG	30%	0,86%	3,96%
CELESC	25%	0,82%	3,76%
CPFL PAULISTA	25%	0,86%	3,96%
COPEL	29%	1,20%	5,50%
RGE SUL	30%	0,79%	3,66%

Fonte: Autor, 2018.

5.1 CASO 1

A Tabela 6 mostra os resultados dos indicadores Caso 1. Este são os resultados obtidos com o modelo tarifário vigente, e serão utilizados para comparação com os demais estudos de caso.

Verifica-se que em todas as distribuidoras, quanto maior for a potência do SFV, menor é o tempo de *payback*. Isto ocorre porque quanto maior é a potência do SFV, menor é o preço por quilowatt-pico (kWp) e maior é sua geração. Sendo assim, o VPL e a TIR, avaliados no horizonte de 25 anos, também seguem a mesma lógica.

Quando compara-se o *payback* entre distribuidoras, verifica-se que a distribuidora mais vantajosa para instalação de SFV é a CEMIG, que possui a tarifa de energia elétrica mais

cara quando comparada às demais. Nenhum dos SFV ultrapassou o limite de vida útil antes de atingir o *payback*.

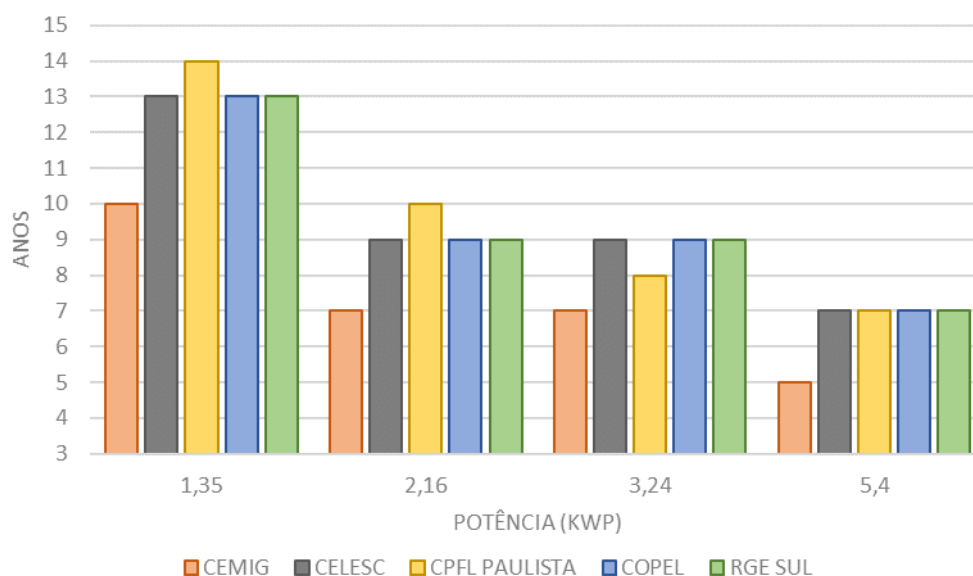
Com relação à TIR, verifica-se que para todos os SFV o valor obtido foi maior que a TMA estabelecida de 6,5%.

Tabela 6. Indicadores econômicos para o Caso 1.

Distribuidora	Potência (kWp)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)
CEMIG	1,35	16.967,52	15,62	10
	2,16	32.228,12	20,48	7
	3,24	48.505,11	21,89	7
	5,40	90.687,75	27,78	5
CELESC	1,35	12.835,95	12,85	13
	2,16	25.760,33	19,27	9
	3,24	39.093,62	29,20	9
	5,40	74.755,04	22,35	7
CPFL PAULISTA	1,35	9.376,57	11,63	14
	2,16	20.320,19	13,67	10
	3,24	31.173,86	16,36	8
	5,40	61.409,05	21,08	7
COPEL	1,35	9.883,32	11,87	13
	2,16	21.109,28	16,96	9
	3,24	32.326,50	16,96	9
	5,40	61.350,48	21,04	7
RGE SUL	1,35	11.176,98	12,56	13
	2,16	23.142,15	16,70	9
	3,24	35.283,39	35,00	9
	5,4	68.340,54	22,50	7

A Figura 11 mostra o *payback* dos sistemas fotovoltaicos residências para o Caso 1. Observa-se que para a CELESC, COPEL e RGE SUL o valor do *payback* em anos para o sistema de 2,16 kWp e para o sistema de 3,24 kWp não sofreu alteração. Os sistemas instalados na área de concessão da CEMIG obtiveram o menor *payback* em todas as potências simuladas.

Figura 11. *Payback* dos sistemas fotovoltaicos residências para o Caso 1.



5.2 CASO 2

A Tabela 7 mostra os indicadores econômicos do Caso 2. Este são os resultados obtidos com o modelo tarifário pós CP 33/2017.

O comportamento da diminuição do *payback* perante o aumento de potência do SFV mantêm-se como no Caso 1, bem como o VPL e TIR aumentam na mesma proporção.

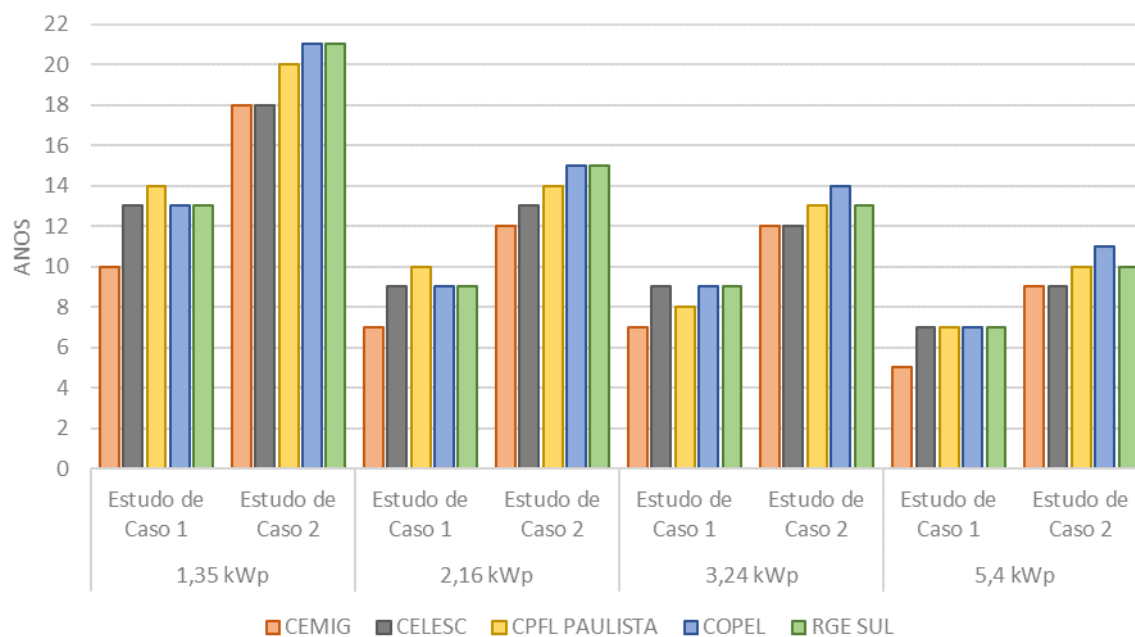
Comparando-se o *payback* entre distribuidoras, a CEMIG agora iguala-se às outras em 3 diferentes potências, perdendo a referência de distribuidora mais vantajosa para instalação de SFV quanto ao *payback*. Nenhum dos SFV ultrapassou o limite de vida útil antes de atingir o *payback*, porém houve aumento significativo, em alguns casos ficando apenas à 4 anos de atingir-se a vida útil de 25 anos.

Com relação à TIR, verifica-se que para todos os SFV o valor obtido foi maior que a TMA estabelecida de 6,5%.

Tabela 7. Indicadores econômicos para o Caso 2.

Distribuidora	Potência (kWp)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)
CEMIG	1,35	4.481,41	8,58	18
	2,16	12.615,23	12,49	12
	3,24	19.977,26	13,46	12
	5,40	42.531,50	16,55	9
CELESC	1,35	5.664,06	9,65	18
	2,16	14.489,19	12,62	13
	3,24	22.700,22	13,55	12
	5,40	47.094,11	17,16	9
CPFL PAULISTA	1,35	3.283,57	7,75	20
	2,16	10.745,48	11,49	14
	3,24	17.249,69	12,36	13
	5,40	37.910,17	16,06	10
COPEL	1,35	2.249,03	7,27	21
	2,16	9.114,77	10,82	15
	3,24	14.881,72	11,61	14
	5,40	32.528,50	14,07	11
RGE SUL	1,35	2.559,89	7,40	21
	2,16	9.603,42	11,00	15
	3,24	15.592,59	11,83	13
	5,40	35.111,01	15,42	10

A Figura 12 mostra o *payback* dos sistemas fotovoltaicos residências para o Caso 1 e Caso 2. Sendo assim, observa-se que as mudanças propostas na legislação da tarifação de consumidores residenciais comprometem os indicadores econômicos do investimento em SFV. Tanto o VPL, quanto a TIR e o *payback* sofrem efeitos negativos com a mudança, podendo assim prejudicar a inserção de geração distribuída na matriz energética brasileira. Assim, os SFV já instalados sofrerão impacto significativo no retorno financeiro.

Figura 12. *Payback* dos sistemas fotovoltaicos residências para o Caso 1 e Caso 2.

5.3 CASO 3

Os valores calculados para a tarifa de demanda de referência (TD_R) para cada um dos sistemas e distribuidoras são mostrados na Tabela 8. Percebe-se que mesmo com um cálculo simples, é possível obter um valor de tarifa de demanda da mesma ordem de grandeza, a ser pago por consumidores que possuem diferentes potências instaladas de SFV. O TD_R será pago para cobrir os custos que deixam de ser pagos à distribuidora pela tarifa proporcional ao consumo de energia elétrica.

Tabela 8. Tarifa de demanda de referência para cada um dos sistemas fotovoltaicos e distribuidoras.

Tarifa de Demanda de Referência (R\$/kW)				
Potência (kWp)	1,35	2,16	3,24	5,40
CEMIG	44,36	43,55	42,23	42,77
CELESC	20,79	20,42	19,80	20,04
CPFL PAULISTA	20,40	20,03	19,42	19,67
COPEL	25,50	25,04	24,28	24,07
RGE SUL	28,91	28,39	27,53	27,88

Os valores de *payback* obtidos variando-se os valores de TD_R são mostrados na Tabela 9. Verifica-se que quando o valor da tarifa de demanda é igual à TD_R , o valor do *payback* é igual ao Caso 2, visto que não há alteração da remuneração no sistema de compensação. Quando são definidos valores menores que TD_R , o *payback* começa a cair, sendo o contrário também válido. Isto mostra que a determinação errônea da tarifa de demanda pode prejudicar ainda mais os avaliadores econômicos do investimento em SFV residencial.

Tabela 9. *Payback* dos sistemas fotovoltaicos para o Caso 3.

Tarifa de Demanda (R\$/kW)	Potência do Sistema Fotovoltaico (kWp)				
	1,35	2,16	3,24	5,40	
CEMIG					
30	15	10	10	7	anos
40	17	12	11	8	
TD_R	18	12	12	9	
50	19	14	13	10	
60	23	16	16	10	
CELESC					
15	16	12	11	8	anos
20	17	13	12	9	
TD_R	18	13	12	9	
30	20	15	14	11	
40	23	17	16	11	
CPFL PAULISTA					
10	17	12	11	8	anos
15	18	13	12	9	
TD_R	20	14	13	10	
30	23	16	15	11	
40	26	20	19	12	
COPEL					
20	19	14	13	9	anos
25	21	15	14	11	
TD_R	21	15	14	11	

40	26	19	18	14	
Continuação da Tabela 9.					
Potência do Sistema Fotovoltaico (kWp)					
	1,35	2,16	3,24	5,40	
Tarifa de Demanda (R\$/kW)		COPEL			
50	26	24	23	15	anos
RGE SUL					
20	18	13	12	8	
25	19	14	13	10	
TD_R	21	15	13	10	anos
40	25	18	17	13	
50	26	21	20	13	

5.4 CASO 4

A Tabela 10 mostra os resultados dos indicadores econômicos no Caso 4. Estes são os resultados obtidos com o modelo tarifário pós CP 10/2018.

O comportamento decrescente do *payback* perante o aumento de potência do SFV mantêm-se como no estudo de caso 1 e estudo de caso 2, bem como o VPL e TIR aumentam na mesma proporção.

Comparando-se o *payback* entre distribuidoras há um grande equilíbrio e nenhuma delas desponta como melhor escolha para todos os sistemas fotovoltaicos. Os sistemas de 1,35 kWp da COPEL e RGE SUL ultrapassaram o limite de vida útil antes de atingir o *payback*. Nos outros sistemas, houve aumento significativo quando comparado com o Caso 1.

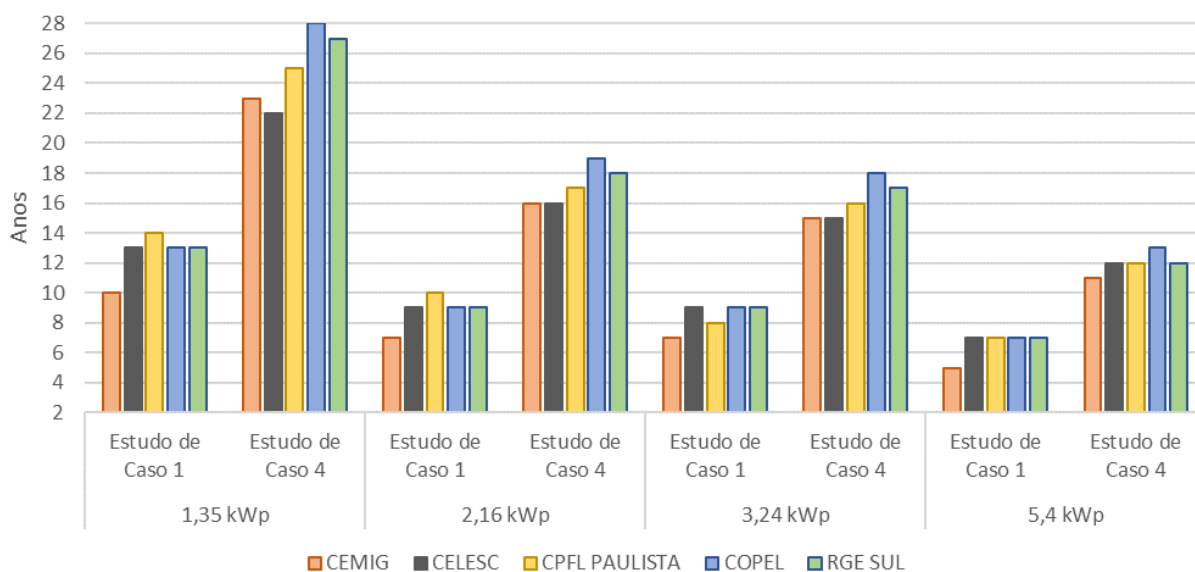
Com relação à TIR, os sistemas que ultrapassaram a vida útil antes de atingir o *payback*, também não atingiram o valor mínimo de 6,5%. Houve piora considerável destes valores quando comparados com o Caso 1.

Tabela 10. Indicadores econômicos para o Caso 4.

Distribuidora	Potência (kWp)	VPL (R\$)	TIR (%)	Payback (anos)
CEMIG	1,35	1.010,25	7,19	23
	2,16	7.162,80	10,51	16
	3,24	12.046,46	10,84	15
	5,40	29.143,96	14,24	11
CELESC	1,35	1.812,13	7,61	22
	2,16	8.435,60	9,15	16
	3,24	13.895,53	11,00	15
	5,40	32.237,76	14,17	12
CPFL PAULISTA	1,35	282,88	6,69	25
	2,16	6.030,10	8,99	17
	3,24	10.392,27	9,98	16
	5,40	26.337,37	13,38	12
COPEL	1,35	-855,05	5,95	28
	2,16	4.237,84	8,77	19
	3,24	7.788,72	9,44	18
	5,40	20.809,55	12,00	13
RGE SUL	1,35	-340,26	6,27	27
	2,16	5.046,85	8,33	18
	3,24	8.965,50	9,49	17
	5,40	23.927,35	12,76	12

A Figura 13 mostra o *payback* dos sistemas fotovoltaicos residências para o Caso 1 e Caso 4.

Figura 13. *Payback* dos sistemas fotovoltaicos residências para o Caso 1 e Caso 4.



Observa-se que uma das mudanças propostas pela CP nº 10/2018 na legislação da tarifação de consumidores residenciais, compromete os indicadores econômicos do investimento em SFV. Tanto o VPL, quanto a TIR e o *payback* sofrem efeitos ainda mais negativos quando comparados com o Caso 2. Este modelo de tarifação pode inviabilizar diversos projetos de GD no Brasil e prejudicar o desenvolvimento e difusão da tecnologia solar fotovoltaica.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

6.1 CONCLUSÕES

A análise das aplicações da metodologia proposta, através dos estudos de caso, permite concluir que a aplicação da tarifa binômica residencial será prejudicial para o investimento financeiro em energia solar fotovoltaica. Todos os parâmetros econômicos são afetados de forma negativa quando a tarifa binômica é aplicada. No pior dos casos, o aumento do *payback* pode ser de até 13 anos.

O problema investigado é recente no Brasil, e a análise da literatura revelou a inexistência de uma metodologia para tratamento do mesmo. Assim sendo, a elaboração e aplicação da metodologia proposta para avaliação do impacto financeiro da aplicação da tarifa binômica no retorno do investimento em geração distribuída fotovoltaica de clientes residenciais, contribui para o desenvolvimento de uma legislação justa para investidores e agentes do setor elétrico.

A metodologia permite quantificar o impacto financeiro que as possíveis mudanças do modelo tarifário trazem para o investimento em energia solar fotovoltaica, considerando as incertezas regulatórias quanto à aplicação de tarifa binômica residencial no Brasil.

6.2 CONTRIBUIÇÕES

A contribuição efetiva deste trabalho é a criação de uma metodologia capaz de quantificar o impacto financeiro que as mudanças do modelo tarifário dos consumidores residenciais trazem para o investimento em energia solar fotovoltaica. Os cenários propostos permitiram avaliar diferentes situações e funcionalidades da metodologia.

A GD é vista como a principal fonte de expansão na oferta de energia elétrica nos próximos anos e foi possível determinar os impactos financeiros que os investidores em energia solar fotovoltaica enfrentarão com os modelos tarifários propostos. Buscou-se contribuir com políticas tarifárias justas para os consumidores residenciais interessados no investimento em energia solar fotovoltaica, bem como para as distribuidoras que precisam remunerar a disponibilização da rede de energia elétrica.

6.3 TÓPICOS PARA PESQUISA

Além das contribuições apontadas, visto que as mudanças propostas são recentes e ainda não há uma quantidade significativa de estudos sobre o assunto, são apontadas algumas sugestões de tópicos para pesquisa.

- **Exclusão do desconto do ICMS na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)**

Neste trabalho, considerou-se que o desconto no ICMS concedido pelo sistema de compensação de energia elétrica é aplicado tanto na Tarifa de Energia (TE) quanto na TUSD. Indica-se realizar a análise financeira quando o desconto é aplicado somente à componente TUSD, visto que este é o entendimento de algumas distribuidoras de energia elétrica nas quais tal regra já está sendo aplicada.

- **Utilização de tarifas horárias para consumidores residenciais**

Utilizou-se a tarifa binômica, porém sem distinção dos horários de maior carregamento da rede de energia elétrica. Sugere-se a utilização de tarifas horárias para consumidores residências, considerando-se os períodos de máxima geração de energia solar fotovoltaica e as implicações para a operação da rede elétrica e modelos tarifários.

- **Estudo completo de uma revisão tarifária**

Aplicou-se apenas mudanças tarifárias já propostas em notas técnicas de consultas públicas estruturadas pelo órgão regulador. Sugere-se um estudo completo de uma revisão tarifária, onde irá se verificar o impacto em diferentes grupos tarifários causado pela aplicação da tarifa binômica para consumidores residenciais. Pode-se verificar se não há subsídio cruzado entre os consumidores, promovendo desta forma, desequilíbrio econômico nas despesas da distribuidora de energia elétrica.

7 REFERÊNCIAS

ABRADEE. **Residencial - Abradee - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica**. 2018. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/financeiro/mapas-aliquotas-icms/residencial>>. Acesso em: 17 jun. 2018.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Normativa Nº 414**, 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 5 nov. 2017.

_____. **Resolução Normativa nº 482 de 17 de Abril de 2012**. [s. l.], n. D, p. 1, 2012. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012481.pdf>>

_____. **Nota Técnica nº 168/2015-SGT/ANEEL**. [s. l.], 2015a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/025/resultado/nota_tecnica_168_2015_pos_ap_eletropaulo.pdf>. Acesso em: 6 mar. 2018.

_____. **Encargos Setoriais - Cálculo tarifário e metodologias**. 2015b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/encargos-setoriais/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2INtBH4EC4e>. Acesso em: 11 mar. 2018.

_____. **Outras Receitas - Cálculo tarifário e metodologias**. 2015c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/outras-receitas/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br/calculo-tarifario-e-metodologia%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_e2INtBH4EC4e>. Acesso em: 11 mar. 2018.

_____. **PRORET - Submódulo 2.1 PROCEDIMENTOS GERAIS**. [s. l.], 2016. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/adsp20161646_Proret_Submódulo_2_1_V2_2.pdf>. Acesso em: 11 mar. 2018.

_____. **Como é composta a tarifa - Entendendo a Tarifa**. 2017a. Disponível em:

<http://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa/-/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicao-da-tarifa/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Fentendendo-a-tarifa%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_uQ5pCGhnyj0y%26p_p_lifecycle%3D0%26p_>.
Acesso em: 5 nov. 2017.

_____. **Submódulo 7.1 PROCEDIMENTOS GERAIS.** [s. l.], 2017. b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775_Proret_Submod_7_1_V24.pdf>. Acesso em: 23 abr. 2018.

_____. **Dados Geração Distribuída.** 2018a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp>. Acesso em: 19 jan. 2018.

_____. **Nota Técnica nº 46/2018-SGT/.** [s. l.], 2018. b. Disponível em: <<http://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/v.aspx>>. Acesso em: 1 abr. 2018.

_____. **Tarifa binômia de fornecimento.** 2018c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/home?p_p_id=101&p_p_lifecycle=0&p_p_state=maximized&p_p_mode=view&_101_struts_action=%252Fasset_publisher%252Fview_content&_101_returnToFullPageURL=http%253A%252F%252Fwww.aneel.gov.br%252Fhome%253Fp_auth%253D5wDXF2Xx%2526p_p_id%253>. Acesso em: 28 maio. 2018.

BAJAY, Sérgio et al. **GERAÇÃO DISTRIBUÍDA E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - Reflexões para o setor elétrico de hoje e do futuro** - Campinas International Energy Initiative – IEI Brasil, , 2018.

BCB. **Focus - Relatório de Mercado.** [s. l.], p. 1–4, 2018.

COELCE. **Visão Geral do Setor Elétrico.** [s. l.], 2017. Disponível em: <http://ri.coelce.com.br/arquivos/Coelce_VISAO_GERAL_SETOR_ELETRICO_BRASILEIRO.pdf>

COSTELLINI, Clara; HOLLANDA, Lavinia. **Informativo de Energia Setor Elétrico: da**

MP 579 ao pacote financeiro. [s. l.], 2014. Disponível em: <http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/artigos/20140331_informativo_1_setor_eletrico_0.pdf>. Acesso em: 30 out. 2017.

CRISPIM, Bruno et al. **Novo Marco Regulatório do Setor de Energia - Alterações Propostas pelo MME.** 2017. Disponível em: <<https://www.demarest.com.br/pt-br/publicacoes/demarestnews-novo-marco-regulatrio-setor-energia-alteracoes-propostas-mme>>. Acesso em: 30 out. 2017.

FILOMENA, Tiago Pascoal. **ADM 01135 - Engenharia Econômica e Avaliações - Notas de Aula.** [s. l.], 2017.

FU, Ran et al. U.S. **Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2017.** [s. l.], 2017. Disponível em: <<https://www.nrel.gov/docs/fy17osti/68925.pdf>>. Acesso em: 25 mar. 2018.

GOOGLE Earth. Versão 7.1.4. Estados Unidos: Google Inc., 2017.

JORDAN, Dirk C.; KURTZ, Sarah R. **Photovoltaic Degradation Rates -- An Analytical Review: Preprint.** [s. l.], p. 6, 2012. Disponível em: <<http://www.osti.gov/bridge>>. Acesso em: 25 mar. 2018.

MME, Ministério de Minas e Energia. **PROPOSTA COMPILADA DE APRIMORAMENTO CONTEMPLANDO TODAS AS ALTERAÇÕES.** [s. l.], 2018. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_auth=okUW7bnc&p_p_id=consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-1&p_p_col_count=1&_consultapublicaexterna_WAR_consultapublicaportl>. Acesso em: 3 mar. 2018.

PORTAL SOLAR. **O Que É Energia Solar?** 2018a. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/o-que-e-energia-solar-.html>>. Acesso em: 2 jun. 2018.

_____. **Quanto Custa A Energia Solar Fotovoltaica,** 2018. b. Disponível em: <<https://www.portalsolar.com.br/quanto-custa-a-energia-solar-fotovoltaica.html>>. Acesso em:

3 jun. 2018.

PVSYST. Versão 6.4.3. Suíça: PVSyst, 2017.

SANTOS, Paulo Eduardo Steele et al. **Tarifas de Aplicação para Prosumidores**. 2017. Disponível em: <<https://www.trsolucoes.com/publicacoes/artigo-tarifas-de-aplicacao-para-prosumidores.html#refs>>. Acesso em: 13 maio. 2018.

VILLALVA, Marcelo Gradella. **ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA**. 2ª edição ed. São Paulo.