UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
"JÚLIO DE MESQUITA FILHO"
Campus de Ilha Solteira

RHASLA RAMOS ABRÃO WANDERLEY

ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO TARIFÁRIO DA INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM CONSUMIDORES RESIDENCIAIS

Ilha Solteira

2017

RHASLA RAMOS ABRÃO WANDERLEY

ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO TARIFÁRIO DA INSERÇÃO DE MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM CONSUMIDORES RESIDENCIAIS

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia do Campus de Ilha Solteira - UNESP como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutora em Engenharia Elétrica.
Especialidade: Automação.

Prof. Dr. Dionízio Paschoareli Júnior
Orientador

Ilha Solteira
2017

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

W245a

Wanderley, Rhasla Ramos Abrão.
Análise de impacto regulatório tarifário da inserção de microgeração fotovoltaica em consumidores residenciais / Rhasla Ramos Abrão Wanderley. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2017
117 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Automação, 2017

Orientador: Dionízio Paschoareli Júnior
Inclui bibliografia

1. Microgeração fotovoltaica. 2. Tarifa horária. 3. Impacto regulatório.

Raiane da Silva Santos
Supervisora Técnica de Seção
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação
CRB/8 - 9999

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO

TÍTULO DA TESE: Análise de Impacto Regulatório Tarifário da Inserção de Microgeração Fotovoltáica em Consumidores Residenciais

AUTORA: RHASLA RAMOS ABRÃO WANDERLEY
ORIENTADOR: DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR

Aprovada como parte das exigências para obtenção do Título de Doutora em ENGENHARIA ELÉTRICA, área: AUTOMAÇÃO pela Comissão Examinadora:

Prof. Dr. DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. CARLOS ANTONIO ALVES
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Fábio Bertequini Leão
Prof. Dr. FABIO BERTEQUINI LEÃO
Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira

Prof. Dr. PAULO IRINEU KOLTERMANN
Departamento de Engenharia Elétrica - FAENG / Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

Moacyr Aurel G. de B
Prof. Dr. MOACYR AURELIANO GOMES DE BRITO
Faculdade de Engenharias, Arquitetura e Urbanismo e Geografia / Universidade Federal de Mato Grosso do Sul

Ilha Solteira, 29 de novembro de 2017

AGRADECIMENTOS

Agradeço aos colegas, professores e funcionários da FEIS-UNESP,que direta ou indiretamente contribuíram para a realização deste trabalho. Em especial,dedico meus agradecimentos:

- À Deus e à Nossa Senhora do Perpetuo Socorro, pela minha vida, por me darem força e coragem para continuar nesta trajetória e sempre iluminarem meus caminhos;
- Aos meus pais Félix e Maria José que sempre estiveram ao meu lado em todos os momentos que precisei, me incentivando, dando força e fazendo tudo o que estivesse ao seu alcance;
- Ao meu marido João Bosco, pela confiança, pelo incentivo e pela compreensão durante os períodos de muitos estudos e ausências;
- Ao Prof. Dr. Dionízio Paschoareli Júnior pela oportunidade e pela orientação do trabalho;
- Aos meus colegas de laboratório pelas discussões e trocas de ideias;
- À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal em Nível Superior (CAPES) pela bolsa de estudos;
- Ao Instituto Federal de Mato Grosso do Sul (IFMS) pela parceria com a CAPES em me conceder afastamento integral do serviço para que eu pudesse me dedicar exclusivamente ao doutorado;
- À distribuidora de energia local, que contribuiu com dados de memória de massa de consumidores residenciais;
- À banca examinadora pelas correções, ideias e sugestões apresentadas.

“Aprender é a única coisa de que a mente
nunca se cansa, nunca tem medo
e nunca se arrepende.”

(Leonardo Da Vinci)

RESUMO

Diante das constantes mudanças nas regulamentações do setor elétrico, há necessidade de se realizar análises de impactos dessas regulamentações nos setores envolvidos, como consumidores e distribuidoras de energia elétrica.O Brasil tem aprimorado constantemente as regulamentações do setor de geração distribuída. As melhorias feitas partem de pesquisas realizadas em universidades, projetos de Pesquisa e Desenvolvimento, e consultas públicas. Além dessa inovação no setor residencial, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) regulamentou uma nova modalidade tarifária, a tarifa branca, que é uma tarifa horária (*Time-of-Use),* com3 postos horários diferentes ao longo do dia, cada um com um valor de tarifa, com o objetivo de incentivar o deslocamento da carga dos horários mais sobrecarregados do sistema elétrico para horários ociosos. Esta regulamentação entrará em vigor a partir de janeiro de 2018 e por ser uma modalidade diferente da que os consumidores estão acostumados, há a necessidade de verificar os impactos deste tipo de tarifa no consumidor residencial considerando seus hábitos de consumo atuais e verificando a influência desta tarifa nos consumidores que estiverem dispostos a mudar seus hábitos de consumo. A proposta desta tese é apresentar os impactos desta nova modalidade tarifária em consumidores residenciais com microgeração fotovoltaica, considerando situações com consumo atual e com deslocamento de carga, através do desenvolvimento de uma metodologiacapaz de realizar simulação para quaisquer valores de consumo, geração fotovoltaica e localidade de instalação do sistema fotovoltaico. Através das análises realizadas foi possível identificar que a tarifa horária em conjunto com a microgeração fotovoltaica foram mais vantajosas para o consumidor com consumo maior que 500 kWh e que este mesmo consumidor obtém mais benefícios quando consegue deslocar sua carga do horário de ponta para fora de ponta.

Palavras-chave: Microgeração fotovoltaica. Tarifa horária. Impacto regulatório.

ABSTRACT

In the face of constant changes in the regulations of the electricity sector, there is a need to analyse the impacts of these regulations on the sectors involved, such as electricity consumers and distributors. Brazil has presented a constant growth of photovoltaic microgeneration installations in residential consumers connected to the electric grid and has constantly improved the regulations of the distributed generation sector. The improvements made in these regulations are based on research carried out in universities, Research and Development projects, and public consultations. In addition to this innovation in the residential sector, the National Electric Energy Agency has regulated a new tariff modality, the white tariff, which is a Time-of-Use tariff, with 3 different timetables throughout the day, each with a with the objective of encouraging the shift of the load from the overloaded hours of the electrical system to idle schedules. This regulation will come into effect from January 2018 and since it is a different modality from which consumers are accustomed, there is a need to verify the impacts of this type of tariff on the residential consumer considering their current consumption habits and verifying the influence of this tariff consumers who are willing to change their consumption habits. The purpose of this thesis is to present the impacts of this new tariff modality on residential consumers with photovoltaic microgeneration, considering situations with current consumption and load displacement. Through the analyzes made it possible to identify that the time off use tariff with the photovoltaic microgeneration were more advantageous for the consumer with consumption greater than 500 kWh and that this same consumer obtains more benefits when he is able to move his load from peak to off peak times .

Keywords: Photovoltaic microgeneration. Time-of-use tariff. Regulatory impact.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz energética brasileira 21
Figura 2 - Produção mundial de energia solar fotovoltaica por região - 2012-2040 (em TWh e %). 30
Figura 3 - Perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos: 2013-2050 (R$/Wp*)..... 31
Figura 4 - Comparativo entre a Tarifa Branca e Tarifa Convencional. 36
Figura 5 - Composição Tarifária. 38
Figura 6 - Valor Final da Energia Elétrica. 39
Figura 7 - Estrutura Tarifária do grupo B a partir da NT nº 311/2011. 40
Figura 8 - Fluxograma das opções de análise de impacto. 52
Figura 9 - Fluxograma para aquisição de dados de entrada 53
Figura 10 - Curva de carga residencial por equipamentos 54
Figura 11 - Curva de carga residencial 55
Figura 12 - Curva de carga dos 5 consumidores analisados 58
Figura 13 - Fluxograma do cálculo da fatura de energia elétrica_Opção 3. 72
Figura 14 - Fluxograma para cálculo de fatura_Opção 4 74
Figura 15 - Quadro com valores de entrada para cálculo de VPL e TIR. 77
Figura 16 - Fluxo de caixa e VPL. 78

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Incentivos para a geração distribuída..... 25
Tabela 2 - Modelo de negócio tradicional x Novo modelo de negócios..... 29
Tabela 3 - Crescimento de unidades consumidoras residenciais com geração distribuída..... 32
Tabela 4 – Média de consumo mensal por consumidor 57
Tabela 5 - Energia estimada do sistema FV para o caso 1. 59
Tabela 6- Energia estimada do sistema FV para o caso 2. 60
Tabela 7 - Custo dos sistemas fotovoltaicos para os cinco consumidores..... 61
Tabela 8 - Tarifas de energia elétrica com impostos. 64
Tabela 9 - Adicional de bandeira tarifária 65
Tabela 10 - Consumo de energia elétrica residencial e faturamento - ano base 2016. 67
Tabela 11 - Faturas de energia considerando Tarifa Convencional - Caso 1. . 80
Tabela 12 - Faturas de energia considerando Tarifa Horária - Caso 1. 81
Tabela 13 - Valores de faturas de energia para consumidores 82
Tabela 14 - Valores de faturas de energia para consumidores 82
Tabela 15 - VPL e TIR para sistema FV - Caso 1. 83
Tabela 16 - Faturas de energia considerando Tarifa Convencional - Caso 2. . 84
Tabela 17 - Faturasde energia considerando Tarifa Horária - Caso 2. 85
Tabela 18 - Valores de fatura de energia para consumidores..... 85
Tabela 19 - Valores de faturas de energia para consumidores 86
Tabela 20 - VPL e TIR para sistema FV - Caso 2 87
Tabela 21 - Faturas para caso 1 com deslocamento de carga 88
Tabela 22 - Faturas para consumidores sem MGFV - Caso 1 89
Tabela 23 - Faturas para consumidores com MGFV - Caso 1 89
Tabela 24 - Comparação entre os casos 1, com e sem deslocamento de carga. 90
Tabela 25 - Faturas para caso 2 com deslocamento de carga. 90
Tabela 26 - Faturas para consumidores sem MGFV - Caso 2. 91
Tabela 27 - Faturas para consumidores com MGFV - Caso 2. 91
Tabela 28 - Comparação entre casos 2, com e sem deslocamento de carga.. 92
Tabela 29 - Parcela da tarifa final que cabe à distribuidora. 93
Tabela 30 - Consumo residencial por faixa de consumo para o ano de 2015.. 94
Tabela 31 - Faixa de consumo com potencial para instalação de MGFV. 95
Tabela 32 - Impacto na receita da distribuidora (tarifa convencional). 95
Tabela 33 - Impacto na receita da distribuidora (tarifa horária). 96

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

AIR	Análise de Impacto Regulatório
ANAC	Agência Nacional de Aviação Civil
ANATEL	Agência Nacional de Telecomunicações
ANCINE	Agência Nacional do Cinema
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo
ANTT	Agência Nacional de Transportes Terrestres
ANVISA	Agência Nacional de Vigilância Sanitária
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CADE	Conselho Administrativo de Defesa Econômica
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
CPP	*Critical peak price*
DITs	Demais Instalações de Transmissão
EEG	*German Renewable Energy Sources Act*
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FDA	*Food and Drug Administration*
FDS	Final de Semana
FV	Fotovoltaica
GD	Geração Distribuída
IBGE	Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços
IHD	*In Home Display*
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor
MGFV	Microgeração Fotovoltaica
MME	Ministério de Minas e Energia
NT	Nota Técnica
OCDE	Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIB	Produto Interno Bruto

PIS	Programa de Integração Social
PRODIST	Procedimentos de Distribuição
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRO-REG	Programa de Fortalecimento da Capacidade Institucional para Gestão em Regulação
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
PROSSUMER	Consumidor com microgeração fotovoltaica
P&D	Pesquisa e Desenvolvimento
PURPA	*Public Utilities Regulatory Policies Act*
RAG	Receita Anual de Geração
REN	Resolução Normativa
RTP	*Real-time pricing*
SIN	Sistema Interligado Nacional
TAM	Taxa de Atratividade Mínima
TE	Tarifa de Energia
TGA	*Therapeutic Goods Administration*
TH	Tarifa Horária
TIR	Taxa Interna de Retorno
TOU	*Time-of-Use*
TUSD	Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição
TUST	Tarifa pelo Uso do Sistema de Transmissão
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO 13
1.1 Estado da Arte 14
1.2 Objetivos 18
1.2.1 Objetivo Geral 18
1.2.2 Objetivos Específicos 18
1.3 Estrutura do Trabalho 19
2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA 21
2.1 Introdução 21
2.2 Principais Motivadores 22
2.3 Regulamentação em Países da OCDE 23
2.4 Regulamentação no Brasil 27
2.5 Competitividade da Tecnologia Fotovoltaica 30
2.6 Conclusão 32
3 TARIFAÇÃO 34
3.1 Introdução 34
3.2 Tipo de Tarifa Aplicada ao Consumidor Residencial no Brasil 34
3.3 Regulamentação de Tarifação no Brasil 37
3.4 Composição Tarifária Residencial no Brasil 38
3.5 Conclusão 40
4 ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO 41
4.1 Introdução 41
4.2 Experiências Internacionais 42
4.3 Experiências Nacionais 43
4.4 Etapas da AIR 47
4.7 Viabilidade econômica 49
4.8 Conclusão 51
5 METODOLOGIA PARA CALCULAR IMPACTOS DA TARIFA BRANCA 52
5.1 Introdução 52
5.2 Curva de Carga dos Consumidores Residenciais 53
5.3 Geração Fotovoltaica 58

5.4 Custos Considerados na AIR 60
5.4.1 Custo dos sistemas fotovoltaicos..... 60
5.4.2 Tarifa de Energia Elétrica..... 63
5.5 Receita da Distribuidora..... 66
5.6 Opções de Análise de Impacto na Tarifa..... 68
5.6.1 Premissas..... 68
5.6.2 Metodologia de cálculo 69
6 RESULTADOS DAS ANÁLISES 80
6.1 Caso 1 Sem Deslocamento na Curva de Carga 80
6.2 Caso 2 Sem Deslocamento na Curva de Carga 84
6.3 Caso 1 Com Deslocamento na Curva de Carga..... 88
6.4 Caso 2 Com Deslocamento na Curva de Carga..... 90
6.5 Análise de Impacto na Receita da Distribuidora de Energia Elétrica 93
7 CONCLUSÕES 98
7.1 Propostas Para Trabalhos Futuros 100
7.2 Trabalhos Publicados..... 101
REFERÊNCIAS 102
APÊNDICE A – Proposta para cálculo das faturas.....105

1 INTRODUÇÃO

O setor elétrico nacional tem sofrido constantes mudanças a fim de atender os consumidores finais de energia elétrica com maior qualidade, eficiência e continuidade do fornecimento, além de buscar atender compromissos ambientes como a redução de emissão de gases poluentes à atmosfera.

O Sistema Interligado Nacional (SIN) caracteriza-se por ser um sistema centralizado, onde a geração de energia elétrica fica situada longe dos consumidores finais, com longas linhas de transmissão, o que acarreta perdas, interrupções no fornecimento e, consequentemente, maiores custos aos consumidores. A alta demanda de energia elétrica concentrada em poucas horas do dia, também faz com o sistema fique mais custoso ao consumidor final, pois o sistema precisa ser dimensionado de forma a atender a maior demanda do dia, ficando ocioso no restante do dia.

Portanto, métodos que trabalham para incentivar a resposta da demanda, mesmo que em pequena quantidade, podem resultar numa redução dos custos marginais de geração e operação do sistema (WALAWALKAR et al., 2010; PINA et al., 2012; TORRITI, 2012). Qualquer investimento nas redes de energia elétrica e medidas de eficiência energética exigem uma mudança na forma como os indivíduos consomem energia (POLLIT NA SHAORSHADZE, 2011).

A tarifa horária ("*Time Of Use*") é uma forma de influenciar no comportamento de consumo de energia elétrica das famílias nos horários de pico, instituindo um preço mais alto nos horários de pico e preço menor para os outros horários do dia (NEWSHAMA; BOWKER, 2010).

As tarifas "*TOU*" fornecem aos consumidores uma certeza sobre o preço do consumo em diferentes períodos do dia, ao contrário de outros tipos de tarifação baseadas em preços, onde o preço flutua após o custo em tempo real da eletricidade (DARBY, 2008; NEWSHAM; BOWKER, 2010).

Além da tarifação TOU, outro fator que pode amenizar os problemas com a geração centralizada é a geração distribuída (GD). Desde 2012, o Brasil tem priorizado o incentivo de conexões de mini e microgerações à rede elétrica

convencional. Esses tipos de gerações são construídas próximas aos consumidorescom capacidade de geração menor que as usinas centralizadas, além de demandar menor tempo e menor custo para sua construção, e aumentar a utilização de fontes renováveis.

A geração distribuída pode contribuir para amenizar as perdas técnicas causadas pelas longas linhas de transmissão utilizadas atualmente no país; garante continuidade do fornecimento de energia; e pode reduzir o valor gasto com energia pelo consumidor final, uma vez que este irá produzir sua própria energia. Além disso, é possível ainda, postergar a expansão da rede elétrica, o que acarreta a postergação de novos gastos em investimentos para a criação de novas grandes usinas de geração.

Para a inserção em grande escala das GDs no países, para adotar um novo modelo tarifário, o governo precisa intervir, pois tem o poder de criar e aplicar leis de incentivo para implantação desta nova tecnologia e método de tarifação. Mas para isso, há a necessidade de se adotar formas padronizadas e sistematizadas como a Análise de Impacto Regulatório (AIR), de forma que se possa avaliar os custos e benefícios associados à tecnologia e ao tipo de tarifa a serem empregados.

1.1 Estado da Arte

Autores de diferentes países demonstraram através de diferentes metodologias de análise que a tarifa horária, em consumidores residenciais passivos, não apresenta incentivos monetários suficientes para fazer com que o consumidor mude seus hábitos de consumo.

Gottwalt et al. (2011) apresentaram um algoritmo que simula mudanças de carga residencial sob esquemas de tempo de uso, considerando diferentes grupos de eletrodomésticos com seus requisitos técnicos e padrões práticos de uso e restrições de operação. Analisaram os impactos que os eletrodomésticos inteligentes terão nas residências e os impactos da tarifa horária no lugar da tarifa fixa, para consumidores residenciais sem geração distribuída. Concluíram que os consumidores residenciais terão poucos benefícios econômicos com os equipamentos inteligentes e que uma simples mudança da tarifa fixa para a tarifa horária não apresenta incentivos monetários suficientes para fazer com

que os consumidores adquiram equipamentos inteligentes e façam gerenciamento pelo lado da demanda.

Torriti (2012) avaliou os impactos da tarifa horária na demanda de energia elétrica residencial em Trento, norte da Itália. Verificou que antes da aplicação da tarifa horária, a demanda de pico ficava entre 8h e 8h30 da manhã e com a tarifa horária este horário de pico foi deslocado formando um novo pico das 6h45 às 7h15 da manhã. E o problema de pico a noite não foi resolvido.

Schleich e Klobasa (2013) avaliaram os efeitos da tarifa horária nos consumidores residenciais na Alemanha durante 6 meses, e constataram que não houve diferenciação entre dias úteis e finais de semana. A tarifa TOU correspondeu a um aumento no nível de preços durante o período de pico em cerca de 20,9%, e uma diminuição no nível de preços durante o período fora de pico em cerca de 31,6% para a média da tarifa do grupo familiar analisado. Citam, também, os resultados dos estudos (Faruqui and Sergici, 2010; Newsham and Bowker, 2010; Ehrhardt et al., 2010; Faruqui and Sergici, 2011; Faruqui and Palmer, 2012), que indicam que os consumidores respondem à tarifas de incentivo horário quando desejam, ou seja, quando os consumidores têm interesse em se beneficiar, conseguem deslocar o consumo do horário de ponta para fora de ponta.

Andruszkiewicz et al. (2014) analisaram os efeitos da tarifa horária para os consumidores residenciais no norte da Polônia e constataram que do jeito que é aplicada não se mostra uma alternativa rentável para o consumidor e o fornecedor teria lucro apenas se vendesse grande quantidade de energia. E a solução que encontraram para que a tarifa horária seja atrativa e incentive o consumidor a deslocar sua carga dos horários de pico para fora de pico, é que devem ser estabelecidos limites de consumo nos horários de pico.

Todos eles consideraram somente análise da tarifa horária para consumidores sem um sistema de geração de energia próprio, justificando, assim, a necessidade de verificar o impacto da tarifa horária em consumidores com microgeração fotovoltaica e beneficiados pelo sistema *net metering*.

Reis et al (2015) realizaram uma análise dos impactos econômicos da microgeração fotovoltaica num consumidor residencial com consumo médio a nível nacional (167kWh/mês), considerando apenas a tarifa praticada

atualmente (convencional), e encontraram Valor Presente Líquido (VPL) negativo, que significa inviabilidade do projeto para consumidores dentro desta faixa de consumo.

Xavier (2015), em sua tese, apresenta uma relação de externalidades associadas ao uso da energia fotovoltaica, e afirma que “apesar do custo elevado e ausência de incentivos, os sistemas fotovoltaicos trazem benefícios que os tornam viáveis economicamente no Brasil.” Algumas dessas externalidades são: fatores climáticos, saúde da população, independência energética, aumento da confiabilidade do sistema e valorização do imóvel. Para o caso do consumidor residencial, este deve ser conectado à rede, pois um sistema isolado com banco de baterias é completamente inviável, e sendo assim, o consumidor depende da rede como uma forma de “armazenamento” da sua energia injetada. Portanto, nem esta razão nem as demais são suficientes para convencer o consumidor residencial a instalar microgeração fotovoltaica, sem uma viabilidade econômica-financeira.

Visando abordar a metodologia de Análise de Impacto Regulatório, encontra-se na literatura diversas pesquisas utilizando a AIR para analisar regulamentações de diferentes órgãos do país e do mundo ANAC (2015), ANVISA (2015a), Lima e Cruz (2014), Oliveira (2015).

Para auxiliar a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Lamin (2013) realizou, em sua tese, AIR sobre a implantação de medidores inteligentes em larga escala no país, considerando também a utilização de *In Home Display (IHD)*, a fim de demonstrar os custos envolvidos na implantação das Redes Inteligentes de Energia e o papel de cada membro afetado, como os órgãos públicos, as concessionárias distribuidoras e o consumidor final.

Em 2015, a ANEEL publicou a Nota Técnica NT nº17/2015 onde consta uma AIR realizada sobre a Resolução Normativa (REN) nº482/2012 da própria ANEEL baseada na Teoria de Rogers (2003) e no trabalho de Konzen (2014) com adaptações. Nesta AIR foram construídos 6 cenários de análise a fim de identificar diferentes projeções para a difusão das mini e microgerações de energia elétrica no país. Para todos os cenários, os dados foram analisados considerando tarifação convencional, aplicada ao grupo de consumidores de baixa tensão e sem considerar alguns fatores possíveis a partir de 2016, com uma nova mudança na regulamentação, dada pela REN nº687/2015 como a

possibilidade de condomínios e que os consumidores podem instalar GD em qualquer lugar onde tiverem espaço para instalação dos painéis fotovoltaicos e compensar a energia no endereço que preferirem, mas dentro da mesma área de concessão da distribuidora.

Além das análises de impacto que servem de base para tomadas de decisão dos órgãos regulamentadores, há a necessidade de criar uma ferramenta que auxilia o consumidor comum, que muitas vezes não tem acesso a informações sobre tudo o que está acontecendo no setor elétrico nem possuem consultorias de profissionais especializados como os grandes consumidores.

A regulamentação sobre a tarifa branca entrará em vigor a partir de janeiro de 2018. E por ser uma novidade, a maioria dos consumidores ainda não teve acesso às informações sobre esta nova modalidade tarifária e, portanto, não sabe como irá funcionar nem como poderá afetar suas faturas de energia.

Constatou-se que há uma deficiência na literatura encontrada sobre avaliação de impactos da tarifa branca em consumidores residenciais com microgeração fotovoltaica e considerações detalhadas para o cálculo das faturas de energia e análises de viabilidade econômica através do cálculo do VPL e não apenas *payback* simples. Outra deficiência encontrada é a falta de informações de medição horária para os consumidores residenciais, visto que os medidores atualmente instalados nas residências não registram medição horária, dependendo assim, da troca por medidores inteligentes futuramente, com os quais será possível conhecer o comportamento de demanda de energia de cada consumidor de forma mais específica e então desenvolver metodologias mais próximas ainda do valor real.

Há diversos *softwares* no mercado para análises de fluxo de potência, para estimar curva de carga dos consumidores, para análises de viabilidade econômica, mas conforme Samanez (2009), “a tarefa mais difícil em uma simulação não é a simulação em si, mas a entrada adequada de dados, a montagem do modelo e a interpretação dos resultados obtidos”.

Sendo assim, nesta tese foi desenvolvida uma metodologia de cálculo utilizando o Microsoft Office Excel 2010 (de fácil de acesso). Como parte da metodologia são apresentados cálculos de estimativas de média de consumo

por posto tarifário baseados nas curvas padrões de demanda residencial, para duas curvas distintas (Figuras 10 e 11). Uma delas apresenta três picos de energia durante o dia, sendo o maior durante à noite e a outra apresenta valor de pico somente à noite. Será apresentada uma proposta de metodologia para análise horária entre consumo de energia da rede e injeção de energia fotovoltaica ao mesmo tempo, de forma que a compensação de energia seja feita de forma horária, considerando que a energia fotovoltaica é gerada em período fora de ponta, mas que poderá ser utilizada em horários em que a energia é mais cara, desde que seja aplicado um fator de ajuste. E assim, serão realizadas simulações com cinco consumidores residenciais de diferentes faixas de consumo, a fim de verificar os impactos da tarifa branca na fatura de consumidores residenciais com microgeração fotovoltaica.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

- Realizar uma análise de impacto regulatório tarifário nos consumidores residenciais com microgeração fotovoltaica, considerando variáveis praticadas atualmente, que influenciam no valor final pago pela utilização da energia elétrica, a fim de testar e demonstrar aos reguladores do setor elétrico a sustentabilidade da regulamentação vigente sobre geração distribuída e da regulamentação sobre tarifa branca que ainda entrará em vigor;

1.2.2 Objetivos Específicos

- Desenvolver uma metodologia para realizar análises de impacto da tarifa branca em consumidores residenciais com microgeração fotovoltaica;
- Identificar possíveis necessidades de ajustes nas regulamentações sobre tarifa branca e geração distribuída;

- Calcular o impacto na receita das distribuidoras considerando três níveis de adoção (15, 30 e 50%) da microgeração fotovoltaica com tarifa convencional e tarifa branca;
- Desenvolver uma proposta de metodologia de auxílio ao consumidor residencial baseada em ferramenta de fácil acesso (editor de planilhas Microsoft Office Excel), para que os mesmos possam realizar simulações da viabilidade técnica dos fatores que podem afetar seus orçamentos e encontrar o melhor cenário de acordo com seus hábitos de consumo. Vale ressaltar que cada análise deve ser feita individualmente, considerando a curva de carga e localidade de cada consumidor.

Nesta tese foram obtidos dados de memória de massa de consumidores residenciais da concessionária de energia local, para serem utilizados nas análises de impactos.

1.3 Estrutura do Trabalho

A contextualização do tema, bem como a justificativa e objetivos da pesquisa foram abordados no capítulo 1.

No Capítulo 2 foi realizada uma pesquisa sobre definições e regulamentações sobre geração distribuída, especificamente sobre microgeração fotovoltaica tanto em países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) quanto no Brasil.

O Capítulo 3 aborda as definições e regulamentações sobre tarifação e apresenta como é composta a tarifa de energia elétrica para consumidores residenciais no Brasil.

No Capítulo 4 é feita uma revisão bibliográfica contendo experiências internacionais e nacionais sobre AIR, além de serem definidas as etapas da AIR nesta tese. Também são relacionados o método de análise de viabilidade econômica e de cálculo de impacto na receita das distribuidoras de energia elétrica.

Os custos e cenários para a avaliação do impacto da tarifa horária nos consumidores com microgeração e na receita das distribuidoras são

construídos no Capítulo 5. Foram geradas as curvas de carga dos cinco consumidores analisados para que fosse possível construir os cenários e calcular a viabilidade econômica.

E no Capítulo 6 são apresentados todos os resultados de análises econômicas e benefícios alcançados e não alcançados com os resultados das análises.

Nas conclusões (Capítulo 7) são discutidas as principais contribuições do trabalho, bem como propostas para trabalhos futuros e trabalhos apresentados/publicados.

2 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

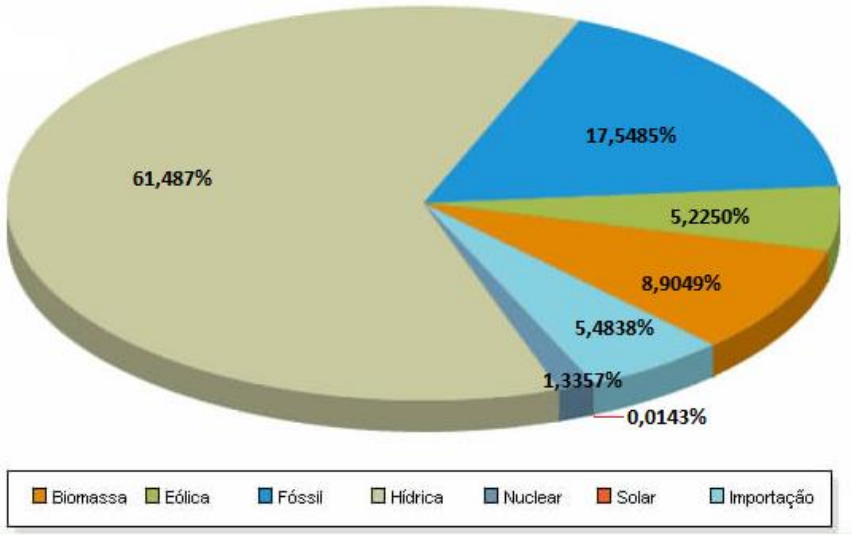
2.1 Introdução

As fontes de geração de energia elétrica e os procedimentos de distribuição diferenciam-se de um país para outro de acordo com suas características geológicas e climáticas.

A geração de energia elétrica no Brasil utiliza em sua maior parte fontes renováveis, tendo a água como principal fonte. As hidrelétricas são as principais geradoras de energia elétrica do país, seguidas pelas termoelétricas, que utilizam como fonte gás natural, carvão ou biomassa.

Conforme Figura **1**, quase 62% da matriz energética do Brasil é composta por energia gerada em usinas hidrelétricas. Atualmente, o país tem enfrentado problemas no fornecimento de energia à população devido à baixa incidência de chuva nas cabeceiras dos grandes rios que possuem usinas hidrelétricas em suas extensões.

Figura 1 - Matriz energética brasileira



Fonte: Adaptado de ANEEL (2016a).

Com o intuito de diversificar a matriz energética, aumentar o uso de fontes renováveis de energia e mitigar os problemas causados pelas longas linhas de transmissão e de distribuição, o governo brasileiro tem investido em políticas de incentivo de instalação de geração distribuída, como: o Programa de

Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), para ampliar as ações de estímulo à geração de energia pelos próprios consumidores, com base nas fontes renováveis de energia; a REN nº 482 de 2012, que já sofreu algumas alterações e estabelece as condições gerais de acesso à mini e microgeração distribuída aos sistema de distribuição de energia elétrica e sistema de compensação; e os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST), que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

As políticas regulamentares devem ser capazes de fornecer subsídios para os operadores do sistema de energia elétrica de forma que os crescentes níveis de GD na rede não sejam um transtorno do ponto de vista técnico e econômico e que satisfaçam o máximo de agentes envolvidos.

2.2 Principais Motivadores

Os principais motivadores para o incentivo de se adotar geração distribuída em países da Europa, nos Estados Unidos e em outros países membros da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OCDE), é a alta utilização ainda de fontes não renováveis para geração de energia elétrica e, consequentemente, de grandes emissões de gases causadores do efeito estufa. E seus governos têm incentivado o uso dessas fontes através de subsídios fiscais, boas condições de financiamento, redução nos preços de equipamentos e instalações e preços atrativos do valor da energia.

A OCDE tem como maioria, membros compostos por economias com elevado Produto Interno Bruto (PIB) per capita e Índice de Desenvolvimento Humano (IDH) e são considerados países desenvolvidos. Tem como objetivo buscar o desenvolvimento econômico permanente entre os países membros, discutindo metas e estabelecendo parâmetros para este fim.

No Brasil, a operação de geração distribuída “só teve início na década de 90, a partir da reestruturação do setor elétrico, que proporcionou um

aumento do interesse de empresas privadas em investir na produção de energia elétrica, a partir de incentivos governamentais" (LUIZ, 2012).

> O aumento do interesse pelas questões relativas à GD ocorreu com o surgimento de novos agentes no mercado de energia, chamados Produtores Independentes de Energia (PIE) e Autoprodutores de Energia Elétrica (APE), regulamentados pela lei das concessões 9075/95 e pelo decreto nº 2003 de 10/09/1996 (LUIZ, 2012, p. 8).

A ANEEL elaborou os Procedimentos de Distribuição (PRODIST), com primeira versão aprovada e publicada em 2008, contendo documentos (11 módulos) que normatizam e padronizam as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica.

Os módulos que compõem o PRODIST são: Módulo 1 – Introdução; Módulo 2 – Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição; Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição; Módulo 4 – Procedimentos Operativos do Sistema de Distribuição; Módulo 5 – Sistemas de Medição; Módulo 6 – Informações Requeridas e Obrigações; Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição; Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica; Módulo 9 – Ressarcimento de Danos Elétricos; Módulo 10 – Sistema de Informação Geográfica Regulatório; e Módulo 11 – Fatura de Energia Elétrica e Informações Suplementares.

De acordo com Luiz (2012) alguns fatores que fazem da GD uma alternativa atraente à expansão do parque gerador do país são:

- Baixo custo de investimento para construção de unidades de geração;
- Curto espaço de tempo para instalação e facilidade de alocação;
- Atendimento mais rápido ao crescimento da demanda ou à demanda reprimida;
- Baixo custo de operação e manutenção das unidades de geração;
- Redução dos grandes impactos ambientais causados pelas áreas de reservatórios da geração centralizada.

2.3 Regulamentação em Países da OCDE

O incentivo inicial à GD surgiu nos EUA com as mudanças na legislação, iniciadas pelo *Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA)* em 1978 e

ampliadas em 1992 pelo *Energy Policy Act*, com a desregulamentação da geração de energia (INEE, 2001 citado por BARBOSAFILHO & AZEVEDO, 2013).

Conforme ANEEL (2011), “na Europa, Estados Unidos e Austrália foram adotadas estratégias distintas para incentivar a instalação de geração distribuída a partir de fontes renováveis, instaladas em tensões de distribuição”.

> Os principais mecanismos utilizados foram:
> - Criação de uma tarifa incentivada (*Feed-in*) para cada tipo de fonte;
> - Adoção do sistema de medição líquida da energia injetada na rede de distribuição, descontado o consumo, e utilização desse crédito no abatimento da fatura nos meses posteriores (*Net Metering*);
> - Estabelecimento de quotas de energia, por fonte, que devem ser compradas compulsoriamente pelas distribuidoras (ANEEL, 2011, p. 5).

ANT n° 43/2010 da ANEEL (ANEEL, 2010) apresenta as seguintes definições:

A) Tarifa *Feed-in:* consiste no pagamento de uma tarifa mais vantajosa para as centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia, quando comparada com as fontes convencionais. O objetivo é viabilizar a implantação de tais empreendimentos, que possuem custos mais elevados de produção.Esse incentivo foi implantado pelos governos em vários países, e não pelos órgãos reguladores, pois se trata de política pública voltada para a diversificação da matriz energética, com o uso de fontes renováveis. Tais tarifas normalmente são garantidas por um período determinado, 10 a 20 anos, que seria o tempo necessário para permitir o desenvolvimento das fontes alternativas, com consequente redução de custos.

B) Quotas: neste sistema, é estabelecida uma quota de energia a ser compulsoriamente adquirida pelas distribuidoras para cada fonte de energia que se deseja incentivar, repassando os custos de compra dessa energia mais cara aos consumidores.

C) *Net Metering: c*onsiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bidirecionais. Dessa forma, registra-se o valor líquido da energia no ponto de conexão, ou seja, se a geração for maior do que o consumo, o consumidor recebe um

crédito em energia ou em dinheiro na próxima fatura. Caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida e a gerada.

D) Certificados de Energia Renovável: as pequenas centrais geradoras recebem certificados que atestam a expectativa de energia renovável a ser produzida, não tendo qualquer relação com os contratos de compra e venda de energia assinados pelo proprietário. Dessa forma, representam uma receita adicional ao investidor, pois se trata de reconhecimento do benefício ambiental proporcionado pela usina, que pode ser comercializado em um mercado especificamente criado para tais certificados, cujos interessados são grandes empresas que buscam atender as metas ambientais de cada país, tais como redução da emissão de gases de efeito estufa.

Tabela 1 - Incentivos para a geração distribuída

País	Feed-in-tariff	Quota	Net metering	Certificados Energia Renovável	Investimento Público/ Investimento	Leilão Público de energia
Alemanha	X		X		X	
Austrália	X	X		X	X	
Brasil			X	X	X	X
Canadá	* *	**	X		X	X
China	X	X			X	X
Dinamarca	X		X	X	X	X
Espanha	X			X	X	
EUA	**	**	**	**	**	**
Itália	X	X	X	X	X	
Japão	X	X	X	X	X	
Portugal	X				X	X
Reino Unido	X	X		X	X	

Nota: **Nem todos Estados/Províncias desse país adotaram esse sistema.
Fonte: adaptado da NT nº 25/2011 da ANEEL (ANEEL, 2011).

A Tabela 1 ilustra a aplicação dos principais mecanismos de incentivo utilizados em diversos países desenvolvidos e no Brasil.“Nos Estados Unidos, o *net metering* é adotado em 44 Estados, sendo que 19 oferecem financiamento público, 30 têm programas estruturados para fontes renováveis e 27 oferecem reduções em impostos” (ANEEL, 2011).

Em 2000, a Alemanha implementou o *German Renewable Energy Sources Act*, conhecido como EEG. O plano se baseia na remuneração da

eletricidade gerada a partir de fontes renováveis através do sistema *feed-in-tariff* com venda garantida durante vinte anos. O nível das tarifas é ajustado para baixo anualmente e revisto a cada três ou quatro anos para incentivar a competitividade com outras fontes de geração a longo termo. “Os custos do EEG são financiados por uma taxa cobrada nas tarifas de todos os consumidores de eletricidade, com exceção de algumas categorias, como os grandes consumidores industriais” (FERRAZ, 2012).

Mesmo a Alemanha sendo um país com baixa incidência solar, atualmente é o país que mais gera energia solar *per capita* e o segundo maior produtor de energia solar do mundo em números absolutos, atrás apenas da China. Em dias úteis, a energia solar chega a atender um terço da demanda de energia do país (CALIXTO, 2017). “A região mais ensolarada da Alemanha recebe um índice de radiação solar 40% menor que o índice da região menos ensolarada do Brasil” (CABRAL et al, 2013). Neste contexto, observa-se o potencial de geração de energia fotovoltaica para o Brasil.

Apesar de todo esse esforço e do avanço da indústria solar fotovoltaica na Alemanha, o país ainda não atingiu a paridade tarifária. A Alemanha ainda precisa de subsídios que viabilizem a integração da fonte na sua matriz (FERRAZ, 2012).

A legislação escandinava prevê a utilização de energia renovável como prioridade, devido à segurança energética e combate as mudanças climáticas, incentivando os consumidores a produzirem a sua própria energia, trazendo o conceito de *zero energy costs home*, ou seja, um lar totalmente autossuficiente em energia (URSAIA, 2016).

Na Dinamarca, os proprietários de residências optantes pelo sistema fotovoltaico fazem o dimensionamento das placas no montante exato de seu consumo, já que a lei não permite a geração de crédito. Assim, a energia produzida é jogada na rede distribuidora, e a utilizada, compensada, tendo o consumidor nada a pagar no final do mês. Este sistema tem a vida útil de aproximadamente 30 anos e a expectativa de retorno do investimento gira em torno de 6 anos (URSAIA, 2016).

2.4 Regulamentação no Brasil

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), primeiro programa criado para incentivar o uso dessas fontes, foi criado pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002 e revisado em 2003, no âmbito do Ministério de Minas e Energia (MME), e "estabeleceu que 3.300 MW de fontes renováveis fossem implantados no Brasil, sendo este valor divido em partes iguais entre centrais fotovoltaicas, eólicas, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs)", conforme Art.8º do Decreto 5.025/2004 (CASA CIVIL, 2004).

Com o incentivo do PROINFA e com o aumento do interesse dos consumidores em gerar sua própria energia e diante das constantes perdas técnicas geradas na transmissão de energia nas longas linhas de transmissão das grandes centrais hidrelétricas até o ponto de consumo, entrou em vigor, em 17 de abril de 2012, a Resolução Normativa (REN) nº 482 (ANEEL, 2012a) com o "objetivo de estabelecer as condições gerais para o acesso a mini e microgeração de energia aos sistemas de distribuição de energia elétrica e sobre o sistema de compensação", que posteriormente foi alterada pela REN nº 517 (ANEEL, 2012c).

A REN nº 482 da ANEEL divide a GD em minigeração e microgeração, e com as alterações dadas pela REN nº 687da ANEEL de novembro de 2015 são definidas da seguinte forma:

> I - microgeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
> II - minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.(ANEEL, 2015e, p.1)

Essas micro e minigerações podem operar conectadas ao sistema convencional ou de forma isolada da rede elétrica. Para que operem de forma isolada, devem contar com um banco de baterias para os momentos em que

tiverem baixa ou nenhuma geração, mas isso deixa o sistema caro e com tempo de retorno de investimento muito longo. Quando conectadas à rede, os consumidores que utilizam GD podem compensar a energia que utilizam da rede com a autoprodução de energia, por meio do “sistema de compensação de energia elétrica”, definido pela Resolução REN nº 517 de 2012 da ANEEL. Este sistema de compensação adotado no Brasil é equivalente ao sistema *“net metering”* adotado em países da OCDE.

> Com relação aos procedimentos necessários para se conectar a micro ou minigeração distribuída à rede da distribuidora, a ANEEL estabeleceu regras que simplificam o processo: foram instituídos formulários padrão para realização da solicitação de acesso pelo consumidor e o prazo total para a distribuidora conectar usinas de até 75 kW, que era de 82 dias, foi reduzido para 34 dias. Adicionalmente, a partir de janeiro de 2017, os consumidores poderão fazer a solicitação e acompanhar o andamento de seu pedido junto à distribuidora pela internet (ANEEL, 2016c, p. 1).

A REN nº 517 de dezembro de 2012da ANEEL alterou o texto da definição de “sistema de compensação de energia elétrica” da REN nº 482 de abril de 2012, que diz o seguinte:

> III - sistema de compensação de energia elétrica:Sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda (ANEEL, 2012c, p.1).

Nas residências brasileiras, a geração distribuída mais utilizada é a microgeração fotovoltaica, devido a grande irradiação solar no país, facilidade de instalação com respaldo das regulamentações que incentivam o uso de GDs. Além disso, os consumidores tem a vantagem de usufruir do sistema de compensação de energia, conforme (ANEEL, 2012a) e possuem mais um incentivo pelo fato de que o preço da energia elétrica não para de subir.

O Brasil e a Alemanha firmaram um acordo que trata sobre a cooperação no setor de energia com foco em energia renováveis e eficiência energética homologado em março de 2012 pelo Decreto nº7685/2012. O

decreto tem como objetivo incentivar a produção e o uso de energias renováveis, como a solar, e obter maior eficiência nos processos produtivos, através do intercâmbio científico e da transferência de tecnologias entre ambos os países. Um exemplo de projeto desta parceria foi a instalação de sistema de aquecimento solar para o Programa “Minha Casa, Minha Vida”, com parceria entre a Caixa Econômica Federal e a Agência Alemã de Cooperação Internacional(PLANALTO DO GOVERNO, 2012).

Com estas novas regulamentações e novas possibilidades de geração de energia elétrica no país, na Tabela 2, pode-se perceber um novo modelo de negócios para o mercado de energia elétrica com diversas alterações: quanto ao tipo de supridor de energia; foco em gerenciamento de demanda e não apenas no crescimento da demanda; retorno de investimento entre 5 a 8 anos, enquanto que no modelo tradicional o retorno se dava em décadas; própria infraestrutura de energia; e diferenciação de preços e gestão do uso de todo o sistema e consumo da energia elétrica.

Tabela 2 - Modelo de negócio tradicional x Novo modelo de negócios

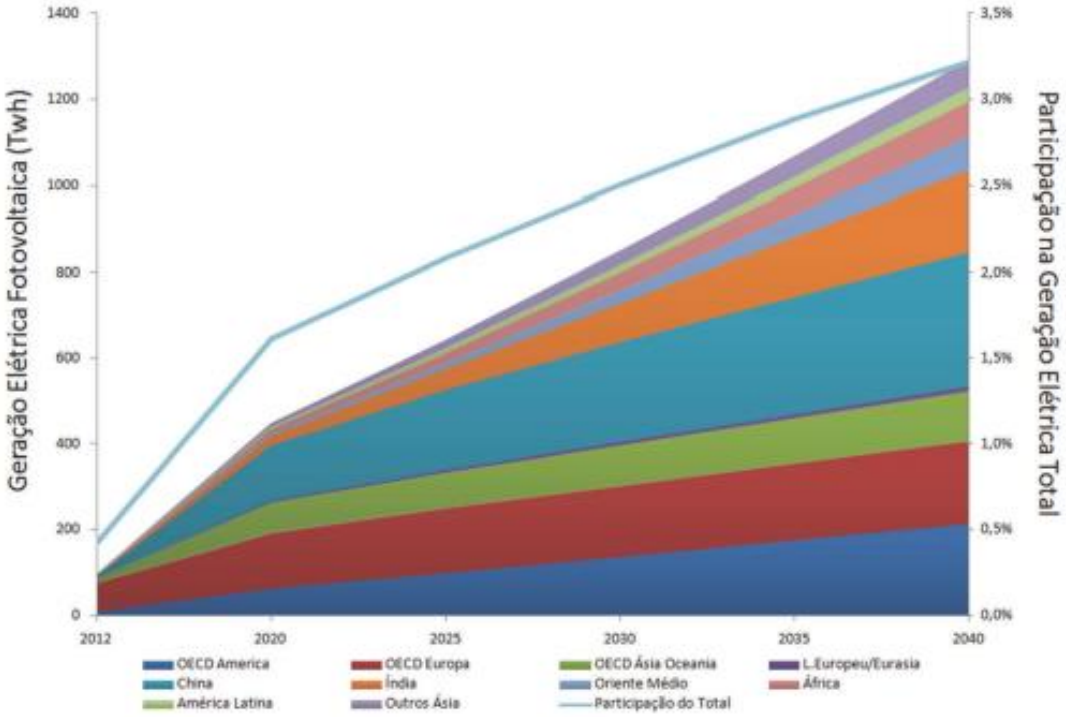
Modelo de Negócios Tradicional	**Novo Modelo de Negócios**
Mercado cativo e único supridor de energia, da usina até o uso final	Múltiplas fontes de energia, de múltiplos usuários e proprietários trabalhando integrados
Uso de capital intensivo, foco em crescimento de energia e demanda	Custos competitivos, focos em uso eficiente e gerenciamento da demanda
Retorno de investimentos em décadas, 30 anos	Retorno de investimento em 5 a 8 anos
Concessões de infraestrutura, baseadas em tarifas públicas	Acesso livre e sob medida a tecnologia, construa e tenha a sua própria infraestrutura de energia
Políticas de preços definidas pelos investimentos requeridos e escala (volume de vendas), subsídios políticos embutidos	Preços definidos caso a caso, confiabilidade requerida, tecnologia e eficiência
Produtos principais: kWh (energia) e kW (demanda)	Produtos principais: gestão do uso

Fonte: Adaptado de Boccuzi (2015).

2.5 Competitividade da Tecnologia Fotovoltaica

A tecnologia fotovoltaica já é uma realidade e está bem difundida em muitos países da Europa. A Tabela 2 apresenta o crescimento para diversas regiões do mundo.

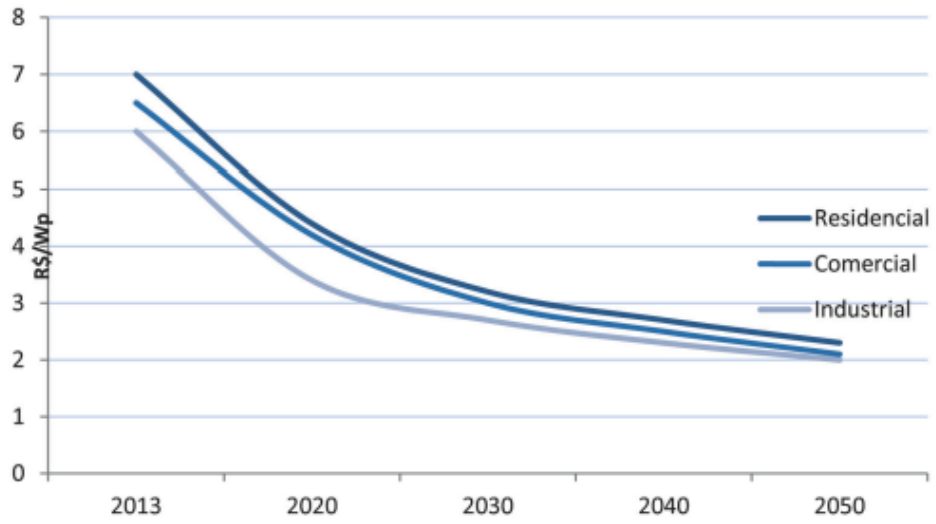
Figura 2 - Produção mundial de energia solar fotovoltaica por região - 2012-2040 (em TWh e %).



Fonte: Castro et al (2016) com base em IEA (2014).

No Brasil, a geração fotovoltaica vem apresentando cada vez mais competitividade com a constante queda dos preços, conforme Tabela 3.

Figura 3 - Perspectiva de redução de custos dos sistemas fotovoltaicos: 2013-2050 (R$/Wp*)



Fonte: Castro et al (2016) com base em EPE (2014).

EPE (2014) realizou projeções até o horizonte de 2023, para a instalação de GD fotovoltaica,baseando-se em consumidores com alto poder aquisitivo, os quais teriam condições de realizar investimento durante o período de análise de suas perspectivas mercadológicas sobre a inserção desta tecnologia no Brasil. Considerou-se inicialmente consumidores com consumo médio de 500kWh/mês. Além deste fator, adotou-se outras premissas como tipos e percentual de domicílios aptos à instalação de sistemas fotovoltaicos definindo como potenciais adotantes os domicílios com renda superior a cinco salários mínimos com base nos dados do IBGE, Censo 2010.

O resultado das projeções até 2023 foi de 835 MWp de potência instalada considerando tributação feita sobre o valor bruto da energia consumida. Sobre o montante líquido, a projeção passaria para 1,3 GWp.“Isso mostra que o efeito da tributação sobre a energia compensada é extremamente relevante” (EPE, 2014).

> A projeção encontrada apresentou números bem inferiores às capacidades instaladas em países como EUA, China, Japão, Austrália e países europeus. Isto se deve ao fato das matrizes energéticas desses países serem majoritariamente fósseis, o que leva o governo a aumentar os incentivos a fontes na busca de reduzir as emissões e diversificar a matriz (EPE, 2014, p. 36).

Com as alterações aprovadas da Resolução Normativa nº482/2012 da ANEEL no final de 2015 e o lançamento do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), no ano de 2015, a geração distribuída no Brasil registrou 1.307 novas adesões de consumidores, somando uma potência instalada de 16,5 MW e totalizando 1.731 conexões. A fonte mais utilizada pelos consumidores continua sendo a solar fotovoltaica, com 1.675 adesões, seguida da eólica, com 33 instalações (MME, 2015).

Segundo Brasil Energia (2017), até dezembro de 2016, foram registradas 7.551 conexões de GD, atendendo 8.426 unidades consumidoras com capacidade total de 72,9MW. Só em 2016 foram instalados 57,3MW e 5.816 sistemas, dos quais 44MW da fonte solar.

Dados da Aneel (Tabela 3), publicados pela revista Brasil Energia (2017) apresenta a quantidade de unidades consumidoras residenciais com geração distribuída conectadas à rede.

Tabela 3 - Crescimento de unidades consumidoras residenciais com geração distribuída

Ano	Conexões registradas	Percentual de aumento em relação ao ano anterior (%)
2012	3	-
2013	75	2500
2014	424	565
2015	1731	408
2016	7551	436

Fonte: Brasil Energia (2017).

2.6 Conclusão

A rápida expansão da geração fotovoltaica que vem sendo apresentada, segundo EPIA (2014), é revertida em redução de custos gerando

retroalimentação que estimula o crescimento da capacidade instalada (EPE, 2014).

Pesquisas envolvendo esta área devem ser constantemente incentivadas para que a regulamentação continue evoluindo de forma a deixar o sistema de energia elétrica eficiente, confiável, sustentável e com paridade tarifária.

3 TARIFAÇÃO

3.1 Introdução

Na literatura internacional define-se tarifa como um algoritmo para a determinação das faturas dos consumidores em função do consumo de produtos ou serviços de uma empresa (SANTOS, 2011). A Resolução nº 456 de 2000 da ANEEL define tarifa como o “preço da unidade de energia elétrica e/ou da demanda de potências ativas”.

Segundo Santos (2011, p. 3), as tarifas podem ser categorizadas em função dos seguintes aspectos:

> • Variância no tempo: tarifas podem variar em função das horas do dia, da semana, do mês.
> • Número de componentes: tarifas podem ser compostas por preços de demanda, volume, ou por preços em função das classes das unidades consumidoras.
> • Adesão: pode ser voluntaria ou impositiva.
> • Alocação: as restrições dos sistemas podem ser sinalizadas para as unidades consumidoras através de um sinal de preços ou através da limitação das quantidades disponibilizadas.

E quanto à variância no tempo, existem três tipos de tarifas:

> • *Time-of-Use* (TOU): Permite diferentes preços por unidades de demanda ou energia utilizada durante diferentes blocos de tempo.
> • *Critical peak pricing* (CPP): estabelece um preço elevado durante os períodos considerados críticos
> • *Real-time pricing* (RTP): diferentes preços durante todo tempo. (CITAR)

3.2 TIPO DE TARIFA APLICADA AO CONSUMIDOR RESIDENCIAL NO BRASIL

No Brasil, as tarifas são compostas por preços em função das classes das unidades consumidores e podem ser monômias e binômias. As tarifas monômias são aplicadas aos consumidores atendidos em baixa tensão (grupo B) e as tarifas binômias aplicadas aos consumidores atendidos em alta tensão (grupo A). A tarifa monômia, é apenas cobrada como monômia, mas na sua composição existem as parcelas de TUSD e TE, que significam Tarifa pelo Uso

do Sistema de Distribuição e Tarifa de Energia, respectivamente. Esta tarifa é chamada de tarifa convencional.

A Resolução Normativa nº 479, criada pela ANEEL em 03 de abril de 2012, estabeleceu uma nova modalidade tarifária para o grupo B, que possui 3 valores de tarifa diferentes de acordo com as horas de utilização do dia, a chamada Tarifa Branca, a qual entrará em vigor somente em janeiro de 2018, sendo aplicada inicialmente às unidades consumidoras com consumo maior que 500kWh/mês (ANEEL, 2012b).

Em 2019, será aplicada às unidades com consumo médio superior a 250 kWh/mês e, em 2020, para os consumidores de baixa tensão, qualquer que seja o consumo. A tarifa branca não se aplica aos consumidores residenciais classificados como baixa renda, beneficiários de descontos previstos em Lei, e à iluminação pública (CRN-Bio, 2017).

> Nos dias úteis, o valor tarifa branca varia em três horários: ponta, intermediário e fora de ponta. Na ponta e no intermediário, a energia é mais cara. Fora de ponta, é mais barata. Nos feriados nacionais e nos finais de semana, o valor é sempre fora de ponta (ANEEL, 2017, p. 1).

As definições dos postos tarifários da Tarifa Branca encontram-se na Resolução Normativa nº414 de 2010 da ANEEL, como segue:

> - Horário de ponta: refere-se ao período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, e feriados nacionais.
> - Horário fora de ponta: refere-se ao período composto pelo conjunto das horas diárias consecutivas e complementares àquelas definidas no horário de ponta e intermediário (no caso da Tarifa Branca).
> - O horário intermediário: refere-se ao período de uma hora anterior e posterior ao horário de ponta, aplicado exclusivamente as unidades tarifárias pertencentes à tarifa branca. (ANEEL, 2010b, p.8)

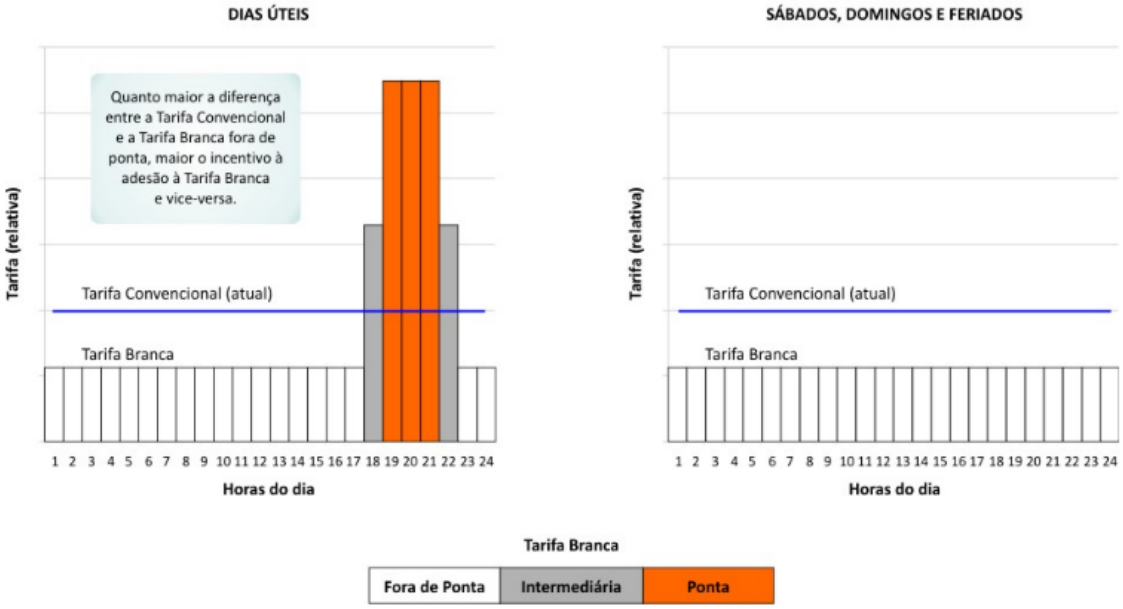
A tarifa de energia elétrica aplicada aos consumidores residenciais brasileiros é a mesma para diferentes classes sociais e para um mesmo grupo de uma determinada distribuidora de energia. Conforme ANEEL (2017c), o Brasil possui atualmente 63 concessionárias do serviço público de distribuição de energia elétrica. Cada concessionária possui um preço diferente, calculado

pela ANEEL, que depende da prática de trabalho de cada uma em atender índices de eficiência estabelecidos pela Agência Reguladora a cada 4 anos (denominada Revisão Tarifária).

Segundo a ANEEL (2017d) “a tarifa visa assegurar aos prestadores dos serviços receita suficiente para cobrir custos operacionais eficientes e remunerar investimentos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade”.

Na Figura 4 pode-se fazer um comparativo entre as tarifas Convencional e Horária (Branca), para entender a diferença de preço entre elas. Pode-se verificar que a diferenciação de valores da Tarifa Horária se aplica somente em dias úteis. Nos finais de semana e feriados é aplicado somente valor fora de ponta, ou seja, tarifa de menor valor.

Figura 4 - Comparativo entre a Tarifa Branca e Tarifa Convencional.



Fonte: ANEEL (2017).

Na Figura 4 é possível visualizar que a tarifa praticada atualmente (Tarifa Convencional) mantém o valor da tarifa constante ao longo do dia e a Tarifa Branca possui, na maior parte do dia, um valor de tarifa menor que o valor da tarifa convencional, mas possui dois períodos (intermediário e ponta) em que a tarifa de energia fica bem mais cara que o valor da convencional. Esta nova modalidade tarifária será vantajosa para os consumidores que

conseguirem concentrar sua utilização de energia elétrica no período “fora-de-ponta”.

3.3 Regulamentação de Tarifação no Brasil

O Decreto nº 62.724 publicado em 17 de maio de 1968 definiu as normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias. Este decreto estabelece que “para cada grupo de consumidores fosse atribuída à fração equivalente ao custo do serviço que lhe fosse prestado”.

Já o Decreto nº 1.383 de 1974 estabeleceu a equalização tarifária, onde os consumidores de mesma classe de consumo pagariam o mesmo valor de tarifa independente da região do país. E a partir de 1981, a tarifa tornou-se diferenciada por classes de consumo e tipos de tensão. Tal medida foi tomada mediante as normas contidas no Decreto nº 62.724 de 1968. Os consumidores foram agrupados em grupo A e grupo B. Ao grupo A foram aplicadas tarifas de forma binômia. E ao grupo B, inicialmente foram estabelecidas de forma binômia, mas convertidas para forma monômia.

Em 26 de dezembro de 1996 foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) pela Lei nº 9.427, que tem como atribuições: regular, controlar e fiscalizar a geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

Em 2000, a ANEEL publicou a Resolução Normativa (REN) nº 456 para apresentar as definições de energia elétrica ativa e reativa, de demanda de energia, dos tipos de tarifas (horossazonais e convencional), de consumidores de baixa e alta tensão entre outros termos relacionados ao fornecimento e faturamento de energia elétrica. Esta REN foi revogada pela REN nº 414/2010, onde estabelece, de forma atualizada, as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, considerando novas definições, como da modalidade tarifária branca. A REN nº 414/2010 (ANEEL, 2010b) por sua vez, sofreu alterações dadas pela REN nº479/2012 (ANEEL, 2012b).

A REN nº 502/2012 regulamenta sistemas de medição de energia elétrica de unidades consumidoras do Grupo B, enquadradas na modalidade tarifária branca (ANEEL, 2012d).

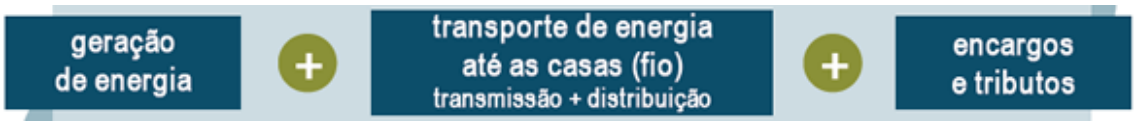
No dia 15 de março de 2004, foi criada a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) pela Lei nº 10.848, e regulamentada pelo decreto Nº 5.177 de 12 de Agosto de 2004, que tem como objetivo viabilizar a comercialização de energia elétrica no mercado de energia brasileiro, sendo responsável pela contabilização e liquidação das operações no mercado.

Já os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) “tem caráter normativo e consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários”. Sua estrutura foi aprovada pela Resolução Normativa nº 435/2011 (ANEEL, 2011b), “sendo que este está organizado em doze módulos, que por sua vez estão subdivididos em submódulos” (ANEEL, 2015).

3.4 Composição Tarifária Residencial no Brasil

A distribuidora de energia elétrica possui custos que podem ser classificados de maneira geral em três categorias, conforme a Figura 5. A energia gerada é adquirida pela distribuidora, o transporte de energia é dividido em dois segmentos, conforme ANEEL (2016c): transmissão e distribuição. A transmissão entrega a energia à distribuidora e a distribuidora por sua vez leva a energia ao consumidor final.

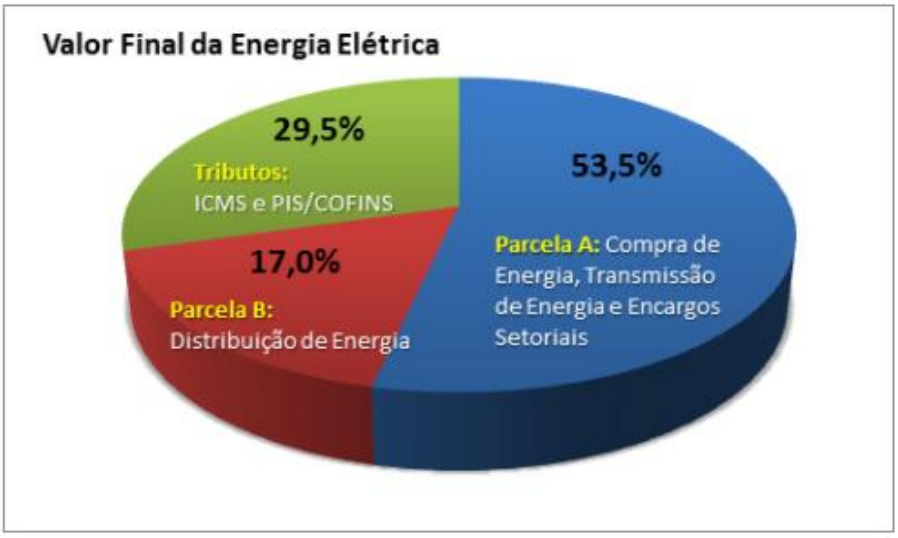
Figura 5 - Composição Tarifária.



Fonte: ABRADEE (2015).

A composição da tarifa final de fornecimento possui uma parcela referente ao consumo de energia de fato, em kWh/mês, e um parcela referente ao uso da disponibilidade do sistema de distribuição, as chamadas Parcela A e Parcela B. A Parcela A, por sua vez, corresponde a Compra de Energia, Transmissão e Encargos Setoriais e a Parcela B representa a Distribuição de Energia. Na Figura 6 é possível visualizar o percentual de cada parcela no valor final da energia elétrica entregue ao consumidor.

Figura 6 - Valor Final da Energia Elétrica.



Fonte: ANEEL (2016c).

"A Receita Anual de Geração (RAG) é composta dos custos regulatórios de operação, manutenção, administração, remuneração e amortização da Usina Hidrelétrica, sendo reajustada anualmente em julho, além de sofrer revisão a cada 5 anos" (ANEEL, 2016c).

> O cálculo da TUST é realizado a partir de simulação do Programa Nodal, que utiliza como dados de entrada a configuração da rede, representada por suas linhas de transmissão, subestações, geração e carga e a RAP total a ser arrecadada no ciclo.
> A parcela principal da TUST, a TUST-RB refere-se às instalações de transmissão integrantes da Rede Básica, com nível de tensão igual ou superior a 230 kV, utilizada para promover a otimização dos recursos elétricos e energéticos do sistema e, portanto, é aplicável a todos os usuários. O serviço de transmissão prestado pelas unidades transformadoras previstas no art. 2º da REN nº 67/2004 é pago por distribuidoras que dele se beneficiam, mediante parcela específica da TUST, denominada TUST-FR, que incorpora, ainda, os custos de transporte associados às Demais Instalações de Transmissão - DITs compartilhadas entre as concessionárias de distribuição (ANEEL, 2015b, p. 1).

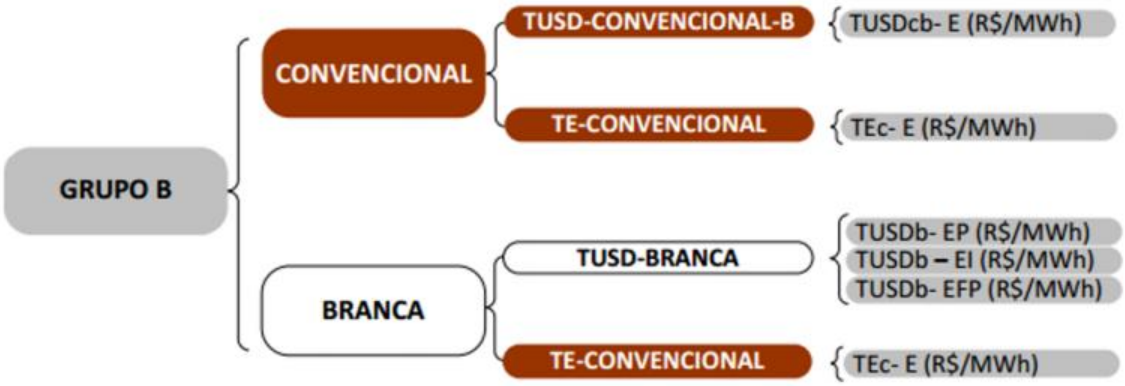
Os Encargos Setoriais e Tributos são instituídos por leis, sendo que alguns incidem sobre a distribuição e outros incidem sobre transmissão e geração.

> A Parcela B representa os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora. São custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa.
> Para fins de cálculo tarifário, a Parcela B é composta de Custos Operacionais, Receitas Irrecuperáveis, Remuneração de Capital e

> Cota de Depreciação. Além disso, é subtraída da parcela compartilhada de Outras Receitas(ANEEL, 2015c, p. 1).

A tarifa convencional é composta pela Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) com apenas um valor e pela Tarifa de Energia (TE) e a tarifa branca possui 3 valores distintos para TUSD de acordo com cada posto tarifário e um valor de TE, como pode ser visualizado na Figura 7.

Figura 7 - Estrutura Tarifária do grupo B a partir da NT nº 311/2011.



Fonte: (ANEEL, 2010c).

3.5 Conclusão

Neste capítulo foram apresentados os diferentes tipo de tarifas aplicadas mundialmente, e as diversas regulamentações nacionais que abordam o tema sobre tarifação de energia. Diante da complexidade da composição tarifária e constantes mudanças na regulamentação, há necessidade de verificar os impactos econômicos dessa nova modalidade tarifária tanto nos consumidores quanto nas distribuidoras.

4ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO

4.1 Introdução

O Direito Administrativo Brasileiro buscou nos Estados Unidos o modelo de regulação estatal. Segundo Carbonell (1996), citada por Oliveira (2015), costuma-se dizer que o Direito Administrativo norte-americano é basicamente o “direito das agências”. Esse modelo organizativo iniciou nos EUA em 1887 e foi introduzido recentemente em alguns países da tradição francesa do Direito Administrativo, como França, Argentina e Espanha.

No Brasil, as agências reguladoras foram criadas na década de 1990, sob inspiração norte-americana. Até então a forma de atuação intervencionista do Estado não estava conseguindo diminuir problemas como desigualdades sociais e crise econômica (inflação).

Segundo Oliveira (2015), como forma de preparação do terreno jurídico para a criação de uma nova forma de regulação estatal, foram implementadas diversas modificações na Constituição Federal de 1988 e editadas leis que modificam a feição da ordem econômica brasileira.

> A instituição das agências reguladoras é justificada não apenas pela necessidade de regulação dos serviços públicos concedidos aos particulares, mas também pela necessidade de controle de determinadas atividades privadas relevantes, destacadas pela lei. Portanto, a partir do tipo de atividade regulada, as agências reguladoras podem ser divididas em duas espécies:
> a) **Agências reguladoras de serviços públicos concedidos:** o objetivo será, primordialmente, o controle da correta execução dos serviços públicos por particulares (ex.: Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; Agência Nacional de Telecomunicações – ANATEL; Agência Nacional de Transportes Terrestres – ANTT etc.);
> b) **Agências reguladoras de atividades econômicas em sentido estrito** (ex.: Agência Nacional do Petróleo – ANP; Agência Nacional do Cinema – ANCINE etc.) (OLIVEIRA, 2015, p.113).

Com a racionalização da atividade estatal e consequente necessidade de implementação da governança regulatória, abriu-se oportunidade para institucionalização da Análise de Impacto Regulatório (AIR).

Segundo Oliveira (2015), AIR pode ser conceituada como um processo que envolve a avaliação dos efeitos atuais e futuros da regulação, por meio do planejamento e da participação social, conferindo maior legitimidade para as

políticas regulatórias.E o principal objetivo da AIR é informar os tomadores de decisão sobre todas as alternativas possíveis para alcançar qualidade na regulação, a fim de maximizar os benefícios para a sociedade.

“Para que o Estado cumpra o seu papel, não basta regular por regular, mas regular com objetivos claros, democraticamente debatidos e respaldados em análises confiáveis e em dados concretos” (MENDONÇA, 2010).

> Ressalta-se que a AIR não funciona apenas como instrumento para definição da intensidade e/ou da qualidade da regulação estatal. Em verdade, a própria decisão quanto à necessidade de instituição da regulação é discutida na AIR. Durante o processo, as alternativas à regulação direta (ex.: subsídios, disponibilização de informação ao público, instituição de taxas, autorregulação etc.) devem ser ponderadas para se eleger a melhor decisão para o setor (OLIVEIRA, 2015, p.134).

Na definição dos manuais da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OCDE), Análise de Impacto Regulatório é “ferramenta para examinar e medir custos, benefícios e efeitos prováveis de regulação nova ou existente”.

A AIR serve para tornar eficiente estes custos e reduzir riscos de negócio e desequilíbrio de mercado.

> Embora existam iniciativas governamentais em andamento no Brasil, dentre as quais se destaca o PRO-REG, ainda não foi concluída a formatação de um processo organizado e com a mínima padronização para a condução da AIR no âmbito dos órgãos da administração pública e em especial nas agências reguladoras. Ainda há muito a ser feito quanto ao arranjo institucional, delegação de responsabilidades e à formação de capacidades para a condução da AIR no Brasil (SOUZA, 2011, p. 66).

4.2 Experiências Internacionais

A OCDE é uma organização internacional composta por 34 países desenvolvidos com elevado PIB per capita e Índice de Desenvolvimento Humano. Foi criada em 1961, com sede em Paris-França e tem como objetivo promover políticas que visem o desenvolvimento econômico e o bem-estar social por todo o mundo. O Brasil não é um membro da OCDE, mas tem participado de reuniões e cooperado nas negociações sobre o desenvolvimento das economias mundiais.

A AIR tem sido utilizada desde 1974 pelos países membros da OCDE e cada país adota um formato, de acordo com suas particularidades. Em 1995, a OCDE desenvolveu uma lista de perguntas, apresentadas no Quadro 1, que ajudam os reguladores a analisar implicações das opções regulatórias e avaliar se a proposta escolhida será efetiva e eficiente:

Quadro 1. Perguntas para a tomada da decisão regulatória.

1. O problema está definido claramente?
2. A ação governamental é justificada?
3. A regulação é a melhor forma de ação governamental?
4. Existe base legal para a regulação?
5. Qual o nível apropriado de governo para esta ação?
6. Os benefícios da regulação justificam os custos?
7. A distribuição dos efeitos na sociedade é transparente?
8. A regulação é clara, consistente, compreensível e acessível aos usuários?
9. Todas as partes interessadas tiveram a oportunidade de apresentar suas sugestões/considerações?
10. Como a aplicação e cumprimento da regulação serão obtidos?

Fonte: OCDE (1995) citado por Lima (2010).

Conforme Alves & Peci (2011), empresas como a agência americana *Food and Drug Administration – FDA*, a australiana *Therapeutic Goods Administration– TGA* e a canadense *Health Canada,* realizam controle da qualidade da regulação através da AIR. Cada país utiliza critérios diferentes para a realização da AIR.

“Nesses países, a AIR inclui uma avaliação dos custos e benefícios de cada opção regulatória, seguida por uma recomendação da opção escolhida”(ALVES & PECI, 2011).

4.3 Experiências Nacionais

Segundo Oliveira (2015), um marco importante para o fortalecimento da AIR no Brasil foi a edição do Decreto nº 6.062/2007, que instituiu o Programa

de Fortalecimento da Capacidade Institucional para Gestão em Regulação (Pro-Reg), com o objetivo de fortalecer os mecanismos institucionais para gestão regulatória, com ênfase na autonomia decisória das agências reguladoras e no aprimoramento do controle institucional e social.

> O PRO-REG deverá contemplar a formulação e a implementação de medidas integradas que objetivem: i) o fortalecimento do sistema regulatório, de modo a facilitar o pleno exercício de funções por parte de todos os atores; ii) o reforço da capacidade de formulação e análise de políticas públicas em setores regulados; iii)a melhoria da coordenação e do alinhamento estratégico entre políticas setoriais e processo regulatório; iv) o fortalecimento da autonomia, transparência e desempenho das agências reguladoras; e v) o desenvolvimento e o aperfeiçoamento de mecanismos para o exercício do controle social e da transparência no processo regulatório. Como resultados de algumas dessas medidas, alguns produtos merecem destaque, como o desenho de uma estratégia de implantação e institucionalização da AIR e a implantação de um programa de capacitação emAIR (SOUZA, 2011, p. 61).

Segundo Souza (2011), o programa é conduzido por um comitê gestor, composto pela Casa Civil, Ministério do Planejamento e Ministério da Fazenda e por um comitê consultivo, composto pelos ministérios de Minas e Energia, das Comunicações, dos Transportes, da Saúde, da Cultura, da Defesa e do Meio Ambiente, além do Ministério da Justiça, do Conselho Administrativo de Defesa Econômica (CADE) e todas as dez agências reguladoras.

> O Pro-Reg segue as recomendações da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico (OCDE), segundo a qual há clara relação entre o desempenho econômico e social de um país em longo prazo e a qualidade do seu marco regulatório. A OCDE recomenda a implantação da Análise de Impacto Regulatório como ferramenta eficaz da qualidade regulatória (ALVES; PECI, 2011, p.803).

Foi proposto um projeto de lei em 2015, em Minas Gerais, que estabelece a obrigatoriedade de Análise de Impacto Regulatório (AIR) pelas Agências Reguladoras no Âmbito da Administração Federal, ou seja, seguir a metodologia da AIR para qualquer tomada de decisão sobre as regulamentações no país. Segundo o projeto, o objetivo da AIR é orientar e subsidiar o processo de tomada de decisão das agências reguladoras do país com maior eficiência e eficácia, além de dar transparência à sociedade civil.

Para a gestão do PRO-REG, a AIR tem um papel fundamental no sentido de conferir qualidade à regulação, permitindo a participação dos setores interessados e a opinião da população antes da edição de uma determinada norma, além de análises de custos e benefícios, a fim de evitar regulação onde não há necessidade ou uma regulação insuficiente (ANVISA, 2015a).

Conforme Miranda et AL (2009), a AIR não substituiu o processo de tomada de decisão, mas contribui para prover informação e, consequentemente, justificativas fundamentadas para a ação do governo.

Para a ANVISA, “AIR é uma ferramenta que examina e avalia os prováveis benefícios, custos e efeitos no contexto do desenvolvimento e implementação de políticas públicas ou no contexto da atuação regulatória” (ANVISA, 2015a). Além disso, considera que:

> É um conjunto de procedimentos que antecede e subsidia o processo de tomada de decisão, disponibilizando dados empíricos, a partir dos quais os tomadores de decisão podem avaliar as opções existentes e as possíveis consequências. Abrange desde a identificação e análise do problema a ser enfrentado e análise de alternativas existentes, até o procedimento de consulta pública e de tomada de decisão (ANVISA, 2015ª, p. 1).

“A Anvisa tem trabalhado desde 2007 na incorporação da AIR em suas práticas regulatórias, o que vem sendo realizado gradualmente na Agência”. A casa Civil escolheu a Anvisa como agência-piloto para a implantação da Análise de Impacto Regulatório no governo federal brasileiro (ANVISA, 2015a). A Anvisa dividiu sua AIR em três níveis descritos a seguir:

A AIR - Nível 1 é destinada, essencialmente, à reflexão e análise do problema que será objeto da proposta de regulação, bem como visa coletar e disponibilizar informações iniciais para subsidiar o processo de tomada de decisão (ANVISA, 2015b).

O segundo nível de AIR é realizado com a colaboração de atores internos ou externos, envolve uma triagem dos impactos potenciais - de governança, internacionais, econômicos, sociais e operacionais (ANVISA, 2015c).

A AIR de Nível 3 consiste em um estudo completo sobre análise de impacto regulatório que envolve a colaboração de especialistas em técnicas avançadas de AIR (ANVISA, 2015d).

“A Agência Nacional de Telecomunicações (ANATEL) vem, desde sua criação, trabalhando para aperfeiçoar seu processo regulatório e de tomada de decisão”. Seu novo regimento interno (Resolução nº 612, de 29/4/13), por meio do art. 627, “estabelece a obrigação dos atos de caráter normativo da Agência, em regra, serem precedidos de Análise de Impacto Regulatório – AIR” (LIMA; CRUZ, 2014).

> Art. 62. Os atos de caráter normativo da Agência serão expedidos por meio de Resoluções, de competência exclusiva do Conselho Diretor, observado o disposto nos arts. 59 e 60, relativos aos procedimentos de Consultas Pública e Interna, respectivamente.
> Parágrafo único. Os atos de caráter normativo a que se refere o caput, salvo em situações expressamente justificadas, deverão ser precedidos de Análise de Impacto Regulatório.

A ANATEL tem elaborado Relatórios de Análise de Impacto Regulatório, alguns submetidos à Consulta Pública e outros relativos a propostas de regulamentação que já foram aprovadas pelo Conselho Diretor (LOUREIRO, 2015).

A Agência Nacional de Aviação Civil (ANAC) recebeu capacitação do PRO-REG sobre impacto regulatório, mas ainda há muitas carências a serem enfrentadas”. Conforme o relatório final na Casa Civil da Presidência da República, de 2013, “os mecanismos de avaliação e análise do impacto regulatório são ainda muito insipientes na área da aviação civil (MARTINS; ANDRADE, 2013).

Em 2014 foi realizado um formulário de análise de impacto regulatório a fim de revisar as normas regulamentadoras que tratam de assuntos na área da aviação civil, focando nas necessidades do consumidor, de forma que ficou mais organizada, clara e transparente a todos os envolvidos.

> Foram feitas Reuniões Participativas com regulados e entidades de defesa do consumidor para coletar informações acerca de suas demandas e perspectivas para a edição de uma nova resolução. Ainda será feita Consulta Pública com vistas a confecção de uma minuta de Resolução e, posteriormente, uma Audiência Pública para divulgação oficial da minuta e coleta dos demais subsídios necessários ao aprimoramento da norma (MARTINS; ANDRADE, 2013).

Lamin (2013) desenvolveu em sua tese uma análise de impacto regulatório sobre a implantação de redes inteligentes de energia. Com esta pesquisa, foi possível fornecer subsídios para a ANEEL e para as concessionárias de energia elétrica para tomadas de decisão. A análise ficou focada apenas na instalação dos medidores inteligentes e dos *In Home Displays (IHDs)*, havendo a necessidade de se analisar os custos e benefícios das instalações de mini e microgerações na rede elétrica de baixa tensão, bem como a nova modalidade tarifária horária a qual incentiva a resposta da demanda, a fim de se dar mais um passo ao alcance da implantação das redes inteligentes no Brasil e complementar os subsídios aos tomadores de decisão.

4.4 Etapas da AIR

Neste tópico são definidas as etapas que compõem a AIR relacionando-as com partes desta tese.

1. <u>Definição do Problema:</u> Esta etapa trata da identificação do problema. Deve-se mostrar a razão de existir uma intervenção do governo ou do regulador.
    - Nesta tese, os problemas em questão são: a) necessidade de se avaliar os impactos da nova modalidade tarifária (tarifa branca) em consumidores residenciais com microgeração fotovoltaica e o impacto na receita das distribuidoras, considerando regulamentações vigentes sobre geração distribuída e regulamentação sobre tarifa branca, que entrará em vigor a partir de janeiro de 2018; b) Impossibilidade de medição horária, devido ao tipo de medidor utilizado nas residências.

2. <u>Levantamento dos objetivos:</u> Devem apontar soluções para resolver o problema apresentado, como o que é necessário para alcançar a intervenção.

- Realizar cenários para identificar os impactos da tarifa horária em consumidores com microgeração fotovoltaica e avaliar a força da regulamentação proposta pela ANEEL, considerando curvas de carga reais, custos atuais de sistema fotovoltaico e tarifas de energia.
- Propor metodologia para estimar médias de consumo horário e geração fotovoltaica, e assim ser possível calcular o valor das faturas de energia para diferentes configurações. Como consequência, será desenvolvida uma ferramenta de auxílio de fácil acesso aos consumidores residenciais, para que os mesmos possam avaliar os impactos desses novos fatores (microgeração fotovoltaica e tarifa branca em conjunto) nas suas faturas de energia.

3. Identificação das opções:Serão definidas quatro opções para análise das faturas dos consumidores, considerando variáveis como: tipos de tarifas; presença ou não de MGFV; deslocamento de carga.
4. Análise de Impacto: Nesta etapa são analisados os impactos de todas as opções apresentadas.
5. Consulta ou Audiência Pública:Esta fase não é possível ser realizada nesta tese, mas pode ser instaurada pelo órgão regulador, neste caso a ANEEL.
6. Conclusões e Resultados:Metodologia de análise dos impactos para todas as opções propostas.

Para a aplicação de uma AIR, cada país aborda itens específicos de acordo com suas características de regulação e de controle de qualidade. Mendonça (2010) aborda passos gerais, que são descritos a seguir:

> Passos: Coletar dados (e, antes, qualificar o que será considerado “dado”); estabelecer procedimentos de análise e critérios de valoração; avaliar as ações públicas. Cada etapa se abre numa série de discussões - se os critérios de avaliação são adequados; se as consequências estão projetadas de modo abrangente. A

> característica da Análise de Impacto Regulatório é sua abertura à participação: regulados, consumidores e reguladores devem produzir e trocar o máximo de informações, de modo que o resultado da AIR seja percebido como factual, e, antes disso, legítimo (MENDONÇA, 2010, p. 1).

De acordo com Oliveira (2015, p.136), o processo de implementação da AIR passa necessariamente por três fases, descritas abaixo, parecidas com passos citados por Mendonça (2010, p. 1):

> 1. Inicial (expositiva): definição dos objetivos e das consequências da ação regulatória proposta ou já existente;
> 2. Intermediária (debate/ponderação): debate, com a participação dos regulados, usuários e consumidores), para definição dos critérios de escolha da melhor decisão, com a atribuição de pesos valorativos às alternativas apresentadas; e
> 3. Final (decisória): implementação ou revisão da regulação.

Os passos/fases caracterizados por Mendonça (2010) e Oliveira (2015) servirão de base para as etapas realizadas nesta tese.

4.7 Viabilidade Econômica

Os métodos de análise de viabilidade econômica têm como objetivo encontrar alternativas que gerem rentabilidade ao investidor.

Dentre os métodos mais utilizados, conforme Samanez (2009), estão: método do valor presente líquido (VPL), método da taxa interna de retorno (TIR), método do payback descontado, método do custo-benefício, método da anuidade uniforme equivalente e método do custo anual equivalente.

O método do valor presente líquido (VPL)é o mais utilizado na avaliação de investimentos em sistemas fotovoltaicos, pois seu cálculo reflete as preferências entre consumo presente e consumo futuro e a incerteza associada aos fluxos de caixa futuros.

> O método do valor presente líquido (VPL) tem como finalidade calcular, em termos de valor presente, o impacto dos eventos futuros associados a uma alternativa de investimento. Em outras palavras, ele mede o valor presente dos fluxos de caixa gerados pelo projeto ao longo de sua vida útil (SAMANEZ, 2009, p. 36 e 37).

O método da taxa interna de retorno (TIR) “não tem como finalidade a avaliação da rentabilidade absoluta a determinado custo do capital como o VPL, apenas consegue verificar a viabilidade de um projeto”.

O método do *payback* descontado “consiste em encontrar o tempo de recuperação de um investimento, sendo utilizado em conjunto com outros métodos como VPL e TIR”.

O índice custo-benefício (C/B) “não reflete necessariamente a maior ou a menor conveniência de um projeto em relação a outros”, apenas “permite saber a viabilidade econômica de um empreendimento”.

E os métodos da anuidade uniforme equivalente e do custo anual equivalente, basicamente funcionam como se distribuísse o VPL ao longo do período de análise de forma igual para cada ano.

Para calcular o VPL foi utilizada a Equação 1, conforme Samanez (2009):

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+K)^t} \tag{1}$$

FC_t representa o fluxo de caixa do t-ésimo período, I é o investimento inicial, K é o custo do capital e o símbolo Σ, somatório, indica que deve ser realizada a soma da data 1 até a data n dos fluxos de caixa descontados do período inicial. Se o VPL for positivo (VPL>0), indica que o projeto é economicamente viável.

A TIR é a taxa de retorno do investimento, matematicamente é o valor de i* que satisfaz a Equação 2:

$$VPL = -I + \sum_{t=1}^{n} \frac{FC_t}{(1+i^*)^t} = 0 \tag{2}$$

Como o critério de decisão de que se i*>K, indica que o projeto é economicamente viável.

O valor de TIR indica o resultado de uma regra decisória: empreenda o projeto de investimento se a TIR exceder o custo de oportunidade do capital (Samanez, 2009).

4.8 Conclusão

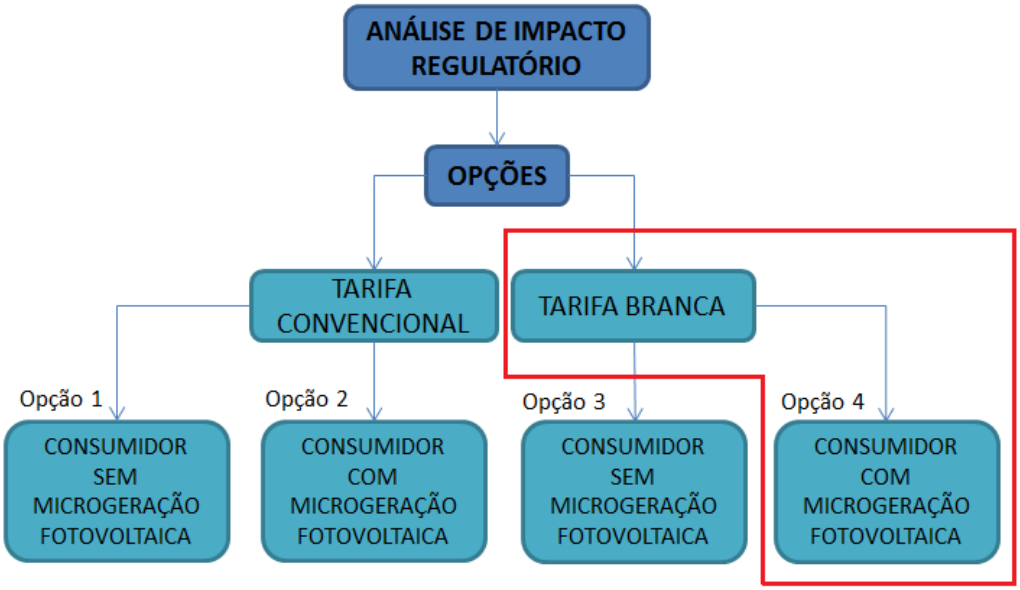
Neste capítulo foi abordada a importância de se realizar uma análise de impacto regulatório, com exemplos de agências nacionais como ANVISA, que tem praticado a aplicação da AIR para suas regulamentações desde 2007 e a ANATEL que instituiu como obrigação, em 2013, a aplicação de AIR antes de qualquer tomada de decisão dos atos de caráter normativo da Agência.Em agências internacionais tem sido aplicada desde 1974. Foram estabelecidas as etapas da AIR desta tese e escolhido o método de viabilidade econômica VPL e conjunto com TIR, pois esses avaliam em termo de valores presentes, impactos de eventos futuros, com isso é possível verificar se é mais vantajoso um consumidor de energia elétrica investir em sistemas fotovoltaicos ou numa aplicação bancária, por exemplo.

5 METODOLOGIA PARA CALCULAR IMPACTOS DA TARIFA BRANCA

5.1 Introdução

A proposta de metodologia desenvolvida neste trabalho serve para calcular o valor gasto com energia elétrica para qualquer consumidor residencial com microgeração, tarifa horária e beneficiados pelo “sistema de compensação” (*net metering*). Isso é possível desde que se conheça a média de consumo mensal anual dos consumidores, capacidade de seus painéis fotovoltaicos e dados do local da instalação, como irradiação solar e valores de tarifas de fornecimento e de bandeira tarifária. O Fluxograma da Figura 8 apresenta as opções que serão analisadas e apresenta, dentro do contorno vermelho, a proposta de análise principal nesta tese. O Fluxograma da Figura 9 apresenta uma melhor visualização dos dados de entrada para as análises de impacto tarifário. Observa-seque para cada dado de entrada há indicação da fonte da informação para auxiliar o consumidor residencial a realizar suas próprias análises.

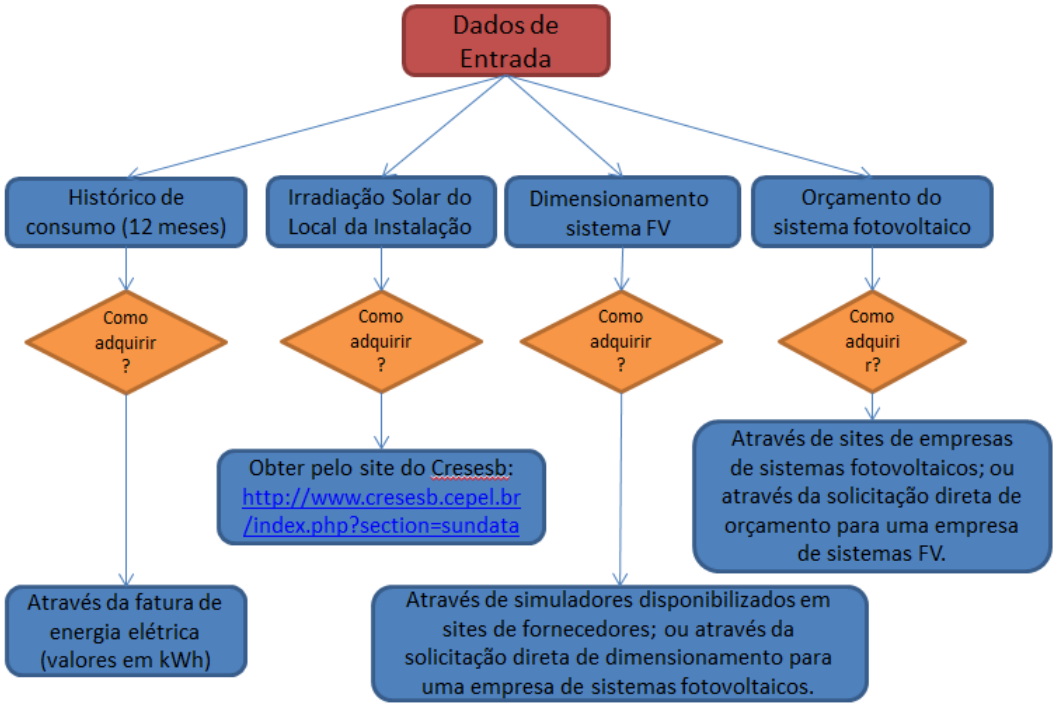
Figura 8 - Fluxograma das opções de análise de impacto.



Fonte: Próprio autor.

Além dos dados da Figura 9, são necessários também os valores de tarifas de energia elétrica e bandeira tarifária, adquiridos conforme consta no *subitem 4.5.2.*

Figura 9 - Fluxograma para aquisição de dados de entrada



Fontes: Próprio autor.

5.2 Curva de Carga dos Consumidores Residenciais

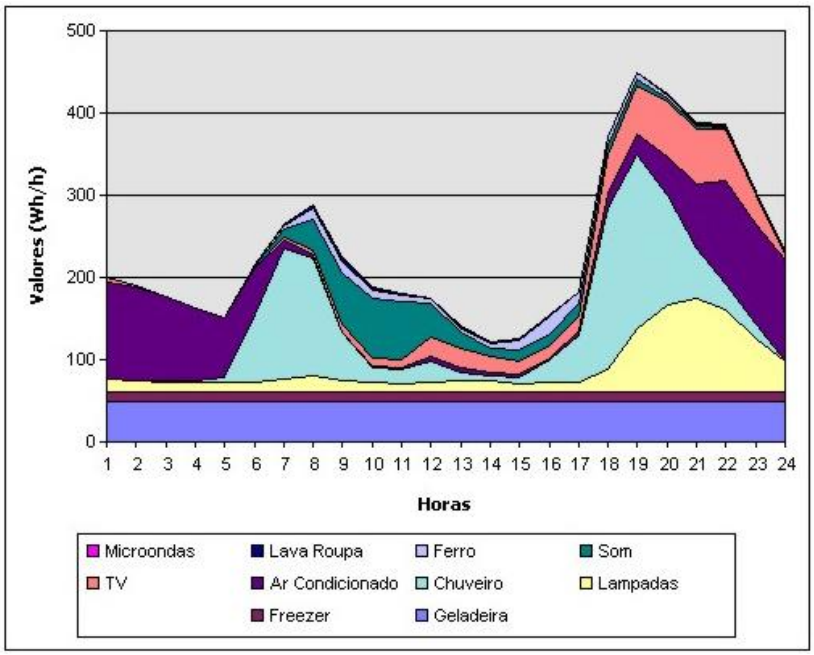
As curvas de carga dos consumidores podem ser obtidas por medidores ou podem ser obtidas através de metodologias que utilizam dados estatísticos considerando comportamento de consumo e de utilização de eletrodomésticos, como em Francisquini (2006), Souza et al. (2010), Santos et al (2012) e Santos (2016).

De forma geral, as curvas variam de acordo com os hábitos de consumo da população e condições climáticas. O clima frio afeta mais a demanda que o clima quente (SANTOS, 2016; KAMERSCHEN; PORTER, 2004).

Segundo Procel (2017) e Cemig (1996), a curva de carga dos consumidores residenciais brasileiros segue o padrão das curvas das Figuras Figura 10 e Figura 11. A curva da Figura 11 foi obtida por uma distribuidora

específica, mas representa a curva de consumidores atendidos por distribuidoras de outras regiões do país.

Figura 10 - Curva de carga residencial por equipamentos

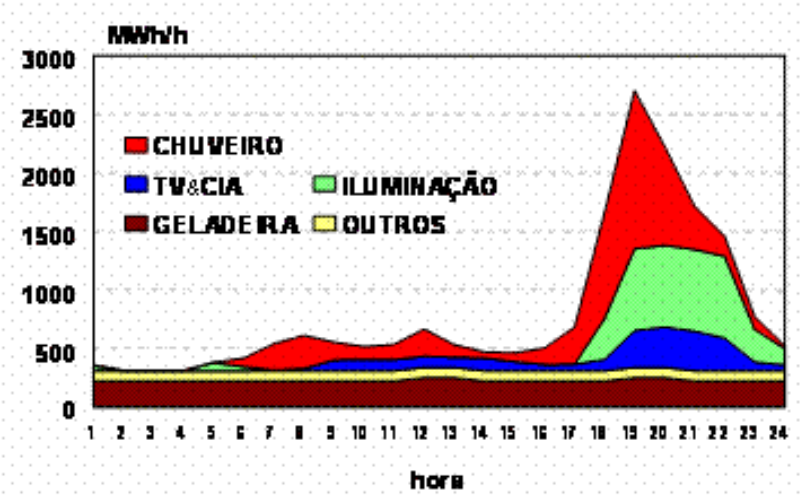


Fonte: PROCEL (2017).

Com as Figuras 10 e 11 pode-se verificar também o tipo de eletrodoméstico utilizado em cada hora do dia e a influência de cada um no consumo geral da unidade consumidora.

Conforme NT 362/2010 da ANEEL (ANEEL, 2010d), o consumo de energia elétrica por geladeiras e freezers corresponde a 27% do consumo residencial, o chuveiro elétrico corresponde a 24%, seguido pelos condicionadores de ar com 20%, iluminação com parcela de 14%, TV com 9% e som e ferro elétrico correspondem a 3% do consumo total.

Figura 11 - Curva de carga residencial



Fonte: CEMIG (1996).

A diferença apresentada entre as duas curvas, Figuras 10 e 11, ocorre devido à diferença dos hábitos de consumo entre pessoas que vivem em cidades grandes e cidades pequenas, como constatado/validado na tese de Santos (2016).

Santos (2016) determinou a diferença de curvas características para consumidores residenciais no inverno e no verão para dois tipos de consumidores, baseado num sistema fuzzy. Para os consumidores que vivem em cidades pequenas, e que retornam para almoçar em casa, apresentaram na curva 3 picos diários (de manhã, horário do almoço e à noite), sendo o maior às 20h. A curva de carga dos consumidores que vivem em grandes metrópoles apresentou picos somente pela manhã e a noite. E quanto à diferença climática, a curva para o inverno apresentou maior consumo que no verão.

Santos et al. (2012) construíram curvas de carga para consumidores residenciais, para comparar o consumo em dias úteis e dias atípicos. Identificaram que não houve diferença significativa nos picos das curvas, e constataram que em dias atípicos o consumo apresentou ser mais elevado durante as horas fora de pico do que nos dias úteis.

Foi realizada uma discretização das curvas de carga residencial padrão considerando ajustes realizados baseados nas curvas reais obtidas pela concessionária de energia elétrica do interior paulista, para estimar um

percentual de consumo em cada posto tarifário, visto que, quando o consumidor quiser optar pela tarifa branca, não terá informações de medição horária de consumo, através da concessionária, para saber o quanto ele gasta em cada posto tarifário. Sendo assim, pode ser calculado um percentual médio do consumo residencial em cada posto em dias úteis.

Consumo total no final de mês é calculado somando o valor dos dias úteis com o valor dos finais de semana. Para os dias úteis o consumo de cada posto é multiplicado por sua tarifa correspondente, e o consumo dos finais de semana é multiplicado pela tarifa fora de ponta.

Os valores estimados para o perfil de carga que segue a curva da Figura 10 foram:

Posto FP = 72%

Posto I = 7%

Posto P = 21%

E para os consumidores que ficam o dia todo fora de casa, seguindo a curva da Figura 11, tem-se os seguintes valores estimados:

Posto FP = 62%

Posto I = 11%

Posto P = 27%

Para que o consumidor possa calcular um valor estimado de gasto em cada posto, poderá utilizar estes percentuais definidos neste trabalho, ou solicitar a alteração da sua modalidade tarifária para a distribuidora de energia e esperar a primeira fatura de energia na nova modalidade para verificar seu consumo horário, e assim, poder administrar seu consumo para os próximos meses. Quando o consumidor residencial optar pela tarifa branca, a concessionária de energia terá que trocar o medidor da unidade consumidora por um medidor eletrônico capaz de registrar medição horária. Os medidores instalados nas residências hoje, não são capazes de tal medição.

Como os consumidores utilizados para as análises desta tese são consumidores que vivem numa cidade do interior paulista (dados fornecidos

pela concessionária local), foi utilizada irradiação solar desta cidade, que é igual a 4,65kWh/m².dia.

Com a disponibilização dos dados das memórias de massa dos consumidores residenciais, fornecidas pela concessionária, foram escolhidos cinco consumidores de cinco faixas diferentes de consumo para as análises, definidos conforme Tabela 4.

Tabela 4 – Média de consumo mensal por consumidor

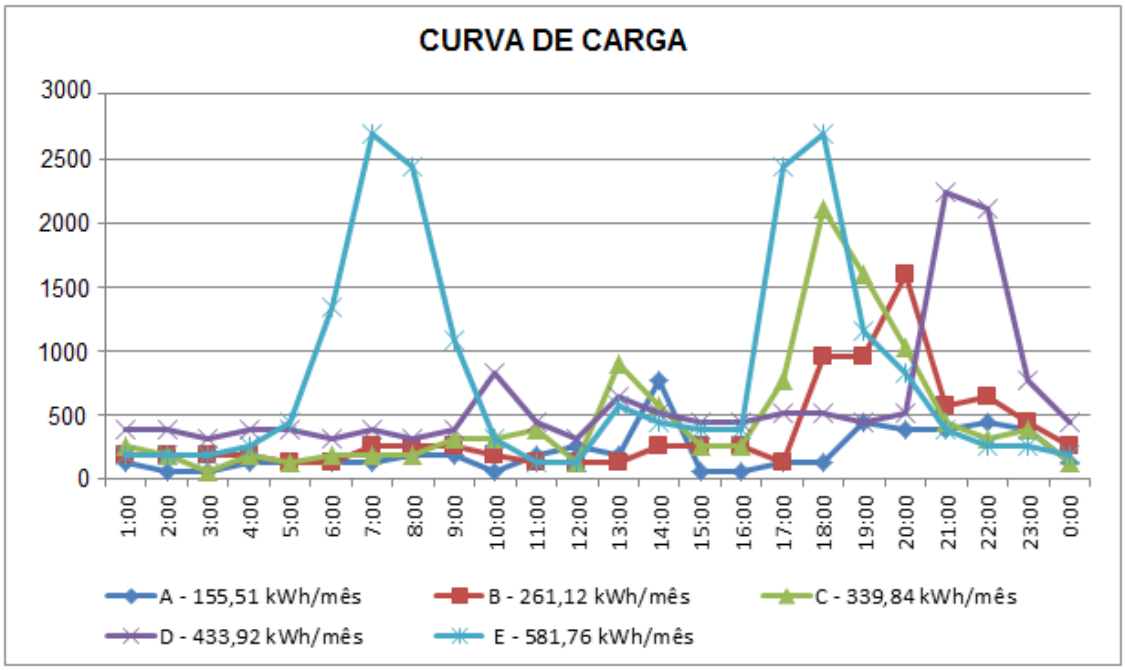
Consumidor	**Média de consumo mensal (kWh)**
A	155,5
B	261,1
C	339,8
D	433,9
E	581,7

Fonte: Próprio autor.

Com os dados das memórias de massa desses consumidores, foram construídas as suas curvas de carga, apresentadas na Figura 12.

Como estes consumidores vivem numa cidade pequena, quase todos eles apresentaram pico de consumo no horário do almoço. E os picos nos períodos da manhã e da noite variaram entre os consumidores, mas sem deixar de caracterizar a curva padrão de consumo. Estas curvas apresentam a média mensal de consumo para o período de um ano.

Figura 12 - Curva de carga dos 5 consumidores analisados



Fonte: Próprio autor.

5.3 Geração Fotovoltaica

Foram calculados valores de geração estimadas do sistema fotovoltaico para duas análises distintas. A primeira análise considera painéis fotovoltaicos com capacidade de geração de energia elétrica bem próximos à média de consumo de energia de cada consumidor (caso 1), sendo a capacidade dos painéis de A, C1, D1 e E1, com valores 1,34%, 0,67%, 1% e 5%, respectivamente menores mas bem próximos aos valores de suas médias de consumo mensal e, a capacidade do painel de B1 é 5% maior que sua média de consumo mensal. A segunda análise considera painéis fotovoltaicos subdimensionados (caso 2), sendo representada por consumidores com índice 2, possuem capacidade dos painéis para B2, C2, D2 e E2 de 29%, 13%, 8% e 31% menor que a média de seus consumos mensais, respectivamente. Para o consumidor A foi realizada somente uma análise devido aos custos do sistema não alterarem para valores até 30% menores que a média de consumo mensal da unidade consumidora.

Os valores de geração estimadas do sistema fotovoltaico servirão como dados de entrada para a análise de impacto tarifário da tarifa branca em cada consumidor com MGFV.

O dimensionamento dos painéis fotovoltaicos foram feitos baseados no valor de consumo mensal anual de cada consumidor (Tabela 4). E a capacidade de cada sistema foi calculado de acordo com a Equação3.

$$E_{SV} = N * P * IS * \eta * D \tag{3}$$

Onde, E_{SV} corresponde ao valor da energia estimada gerada pelo sistema fotovoltaico, N a quantidade de painéis em cada sistema, P a potência dos painéis em Wp, IS a irradiação solar do local de instalação em kWh/m².dia, η a eficiência do sistema (83%) e D a quantidade de dias do mês (30 dias), e a energia estimada do sistema FV é encontrada em Wh.

Os valores de geração de energia estimadas dos sistemasfotovoltaicospara o caso 1 encontram-se na Tabela 5.

Tabela 5 - Energia estimada do sistema FV para o caso 1.

	N	**P (Wp)**	**IS (kWh/m².dia)**	η	**D**	**E_{SV} (kWh)**
A	5	265	4,65	0,83	30	153,4
B	9	265				276,1
C	11	265				337,5
D	14	265				429,56
E	18	265				552,29

Fonte: Próprio autor.

Para o caso 2, os valores de geração de energia estimadas dos sistemas fotovoltaicos encontram-se na Tabela 6.

.

Tabela 6- Energia estimada do sistema FV para o caso 2.

	N	P (Wp)	IS (kWh/m².dia)	η	D	E_{SV} (kWh)
A	5	265	4,65	0,83	30	153,4
B	6	265				184,1
C	10	255				295,25
D	13	265				398,88
E	13	265				398,88

Fonte: Próprio autor.

5.4 Custos Considerados na AIR

5.4.1 Custo dos sistemas fotovoltaicos

Os preços dos sistemas fotovoltaicos para os cinco consumidores (Tabela 7) foram obtidos de um fornecedor do Brasil do Estado de São Paulo. Cada sistema é composto por painéis fotovoltaicos de silício policristalino com eficiência de 16%; Inversor com sistema de monitoramento integrado; Kit de montagem para telhado; jogo de união; quadro elétrico (de proteção) fotovoltaico; cabos para conexão; e conectores. Os sistemas fotovoltaicos precisam de manutenção/limpeza dos painéis pelo menos a cada 6 a 8 meses, conforme fabricantes, para que possam ser bem aproveitados.

Tabela 7 - Custo dos sistemas fotovoltaicos para os cinco consumidores.

Consumi-dores	Paineis (Qtde X kWp)	Custo Sistema FV (R$)	Preço unitário Inversor (R$)	Custo Instalação (R$)	Manutenção Anual (R$)	Manuten-ção ao final de 25 anos (R$)	Total da Instalação (R$)	Custo ao longo dos 25 anos (R$)	Custo Total (R$)
A – 155,5 kWh/mês	5 x 265	9.190,00	4.914,00	1.654,00	125,00	3.125,00	10.844,00	8.039,00	18.883,00
B1 – 261,12 kWh/mês	9 x 265	12.550,00	5.034,00	2.259,00	225,00	5.625,00	14.809,00	10.659,00	25.468,00
B2 – 261,12 kWh/mês	6 x 265	9.190,00	4.914,00	1.654,00	150,00	3.750,00	10.844,00	8.664,00	19.508,00
C 1– 339,8 kWh/mês	11 x 265	15.719,00	5.154,00	2.829,00	275,00	6.875,00	18.548,00	12.029,00	30.577,00
C 2– 339,8 kWh/mês	10 x 255	13.890,00	5.390,00	2.500,00	250,00	6.250,00	16.390,00	11.640,00	28.030,00
D1 – 433,9 kWh/mês	14 x 265	23.120,00	5.274,00	4.161,00	350,00	8.750,00	27.281,00	14.024,00	41.305,00
D2 – 433,9 kWh/mês	13 x 265	21.609,00	5.274,00	3.889,00	325,00	8.125,00	25.498,00	13.399,00	38.897,00
E1 – 581,7 kWh/mês	18 x 265	29.180,00	9.290,00	5.252,00	450,00	11.250,00	34.432,00	20.540,00	54.972,00
E2 – 581,7 kWh/mês	13 x 265	21.609,00	5274,00	3.889,00	325,00	8.125,00	25.498,00	13.399,00	38.897,00

Fonte: Próprio autor.

Na coluna “Consumidores” estão os valores de média de consumo mensal de cada consumidor analisado. Os consumidores com índice 1, correspondem aos 5 consumidores analisados com dimensionamento do painel com valores próximos ao valor da média de consumo mensal. Sendo a capacidade dos painéis de A, C1, D1 e E1, com valores 1,34%, 0,67%, 1% e 5%, respectivamente menores mas bem próximos aos valores de suas médias de consumo mensal. E a capacidade do painel de B1 é 5% maior que sua média de consumo mensal. Os consumidores com índice 2, possuem capacidade dos painéis para B2, C2, D2 e E2 de 29%, 13%, 8% e 31% menor que a média de seus consumos mensais, respectivamente. Para o consumidor A foi realizada somente uma análise devido aos custos do sistema não alterarem para valores até 30% menores que a média de consumo mensal da unidade consumidora.

A coluna “Paineis (qtde x kWp)”, corresponde a quantidade de painéis versus a potência em kWp de cada painel.

A coluna “Custo Sistema FV” corresponde ao valor total dos equipamentos que compõe um sistema fotovoltaico. Os equipamentos considerados são: painéis fotovoltaicos de silício policristalino; Inversor com sistema de monitoramento integrado; Kit de montagem para telhado; jogo de união; quadro elétrico (de proteção) fotovoltaico; cabos para conexão; conectores. Nesta coluna não foram adicionados custos com cabos e disjuntores para a parte CA nem mão de obra da instalação.

A coluna “Preço unitário inversor” contém o valor dos inversores para cada sistema. É prevista uma troca de inversores, pois os mesmos possuem vida útil entre 10 e 15 anos, segundo o fabricante.

A coluna “Custo Instalação” corresponde ao serviço de mão de obra da instalação do sistema fotovoltaico, que geralmente fica em torno de 18% do total do sistema fotovoltaico, conforme fornecedores.

“Manutenção anual” corresponde ao valor gasto com uma manutenção do sistema por ano. Durante a manutenção é feita a limpeza dos painéis, geralmente utilizando apenas rodo e água e às vezes sabão neutro e, também, realizada a inspeção dos cabos e conexões de todo o sistema e funcionamento dos paineis.

“Manutenção Total (25 anos)” corresponde ao valor que o consumidor terá gasto com manutenção no final do período de análise de 25 anos.

“Total da Instalação” apresenta o valor que a UC gastará inicialmente na aquisição de um sistema fotovoltaico de energia elétrica conectado à rede.

Na coluna “Custo ao longo dos 25 anos” tem-se o valor dos inversores que terão que ser trocados e o valor gasto com manutenção pelo período do tempo de vida útil dos paineis.

Em “Custo Total” constam a soma dos valores do sistema, de instalação, troca de 1 inversor para cada sistema e manutenção, sendo tudo calculado para o período de 25 anos. Este valor será utilizado para o cálculo do Valor Presente Líquido (VPL).

Valores como cabos e disjuntores utilizados para a parte de corrente alternada (para a instalação do sistema e conexão à rede) não foram contabilizados. O vendedor entrega o projeto elétrico para conexão à rede junto com os equipamentos que compõem todo o sistema. O projeto completo consiste de: Formulário de Solicitação; Memorial Descritivo e de Cálculo; *Layout* dos Paineis Solares Fotovoltaicos no telhado (a fim de indicar a melhor inclinação e orientação para obter um melhor aproveitamento da irradiação solar); Diagrama Unifilar; *Data Sheet* dos Paineis Fotovoltaicos; *Data Sheet* dos Inversores; Declaração de Conformidade dos módulos fotovoltaicos; Declaração de Conformidade dos inversores.

O tempo de análise para calcular o Valor Presente Líquido (VPL) será de 25 anos, pois este é o período de vida útil média dos painéis, mas não significa que ao final deste período o sistema não irá mais funcionar, significa apenas que deixará de gerar a mesma quantidade de energia.

5.4.2 Tarifa de Energia Elétrica

Para as análises nesta tese foram utilizadas informações reais de consumo de energia de 5 consumidores residenciais, fornecidas pela distribuidora local, e por isso foram utilizados também os valores de tarifa da mesma distribuidora, para que as análises ficassem o mais próximas possíveis

da realidade desses consumidores. As tarifas correspondem a valores em vigência em 2016, retiradas da Tabela REH 2290/2017.

Para calcular a tarifa com impostos incididos, deve-se utilizar a Equação 4, conforme MME (2011):

$$VC = \frac{VT}{1-(PIS+COFINS+ICMS)} \tag{4}$$

Onde VC é valor a ser cobrado do consumidor (R$), VT é o valor da tarifa publicada pela ANEEL e PIS, COFINS e ICMS, os impostos incididos sobre a tarifa.

Na Tabela 8pode-se visualizar os preços das tarifas para os três postos da Tarifa Branca (Horária) e o preço da Tarifa Convencional, sendo todos já com impostos, utilizados para o cálculo das faturas de energia elétrica para os cinco consumidores.

Tabela 8 - Tarifas de energia elétrica com impostos.

Posto	Tarifas com impostos (R$)
Ponta	1,43
Intermediário	0,92
Fora de Ponta	0,62
Convencional	0,74

Fonte: Próprio autor.

Os impostos considerados foram PIS, COFINS e ICMS, com valores do Estado de São Paulo. No Brasil, os impostos correspondem a 29,5% do valor final do custo da energia elétrica entregue ao consumidor conectado à rede, conforme apresentado na Figura 6.

Importante ressaltar que nem todos os consumidores terão acesso a partir de janeiro de 2018 ao novo modelo. A adesão à Tarifa Branca será inicialmente oferecida para os consumidores com média mensal acima de 500 kWh ou novas ligações solicitadas às distribuidoras. Consumidores com carga entre 250 kWh e 500 kWh poderão aderir a partir de janeiro de 2019.

Em janeiro de 2020, a alternativa passa a ser oferecida para consumidores com média até 250 kWh, faixa na qual se encontra a maioria da população (ANEEL, 2017a).

Em 2013, a ANEEL estabeleceu os procedimentos comerciais para aplicação do sistema de bandeiras tarifárias através da REN nº 547, mas que só começou a valer em 2015 com a REN nº649 de 2015 (ANEEL, 2015d). O sistema de bandeiras tarifárias foi criado com o intuito de recuperar receita despendida com as usinas termoelétricas, que necessitam ser acionadas quando os reservatórios das hidrelétricas estão baixos, pois possuem custo maior de operação. O sistema de bandeiras funciona como um semáforo (bandeira verde, amarela e vermelha), indicando um aumento da energia em tempos de seca, épocas em que os reservatórios das hidrelétricas encontram-se mais baixos. Quando isso acontece, são cobradas bandeiras amarela ou vermelha. A bandeira verde indica que a energia terá o mesmo preço, sem adicional de custo. E em 2016 foi criada a bandeira vermelha “Patamar 2”, que é mais cara, por recuperar custos com as termoelétricas mais onerosas para atender a demanda de energia do país.

Para os cálculos das faturas de energia nos estudos de caso, foram considerados valores das bandeiras tarifárias (Tabela 9) também referente ao ano de 2016, considerando apenas vermelha “Patamar 1” (mais barata que a “Patamar 2”), que foi utilizada, de fato, neste período. Os valores de bandeiras tarifárias podem ser obtidos através da fatura de energia elétrica do próprio consumidor.

Tabela 9 - Adicional de bandeira tarifária

Bandeira	**Valor adicional (R$/kWh)**
Verde	0
Amarela	0,02
Vermelha	0,03

Fonte: Próprio autor.

5.5 Receita da Distribuidora

Para calcular o impacto na receita das distribuidoras foi utilizado o valor total de receita de fornecimento de energia elétrica com tributos da Tabela 10 disponibilizada pela ANEEL (2017c).

Tabela 10 - Consumo de energia elétrica residencial e faturamento - ano base 2016.

Consumo de Energia Elétrica (MWh)	Receita de Fornecimento de Energia Elétrica (R$)	Receita de Fornecimento de EE com tributos (R$)	Número de Unidades Consumidoras	Tarifa Média de Forneci-mento (R$)	Tarifa Média de Fornecimento com Impostos (R$)
120.896.510,14	57.121.512.089,33	80.476.927.394,99	705.556.820,00	472,48	665,67

Fonte: ANEEL (2017)

5.6 Opções de Análise de Impacto na Tarifa

Para realizar a análise do impacto da tarifa horária nos consumidores com microgeração fotovoltaica, foram estabelecidas quatro opções de análise, para que pudessem ser comparadas entre si:

Opção 1 – Sem microgeração fotovoltaica, com tarifa convencional;
Opção 2 – Com microgeração fotovoltaica, com tarifa convencional;
Opção 3 – Sem microgeração fotovoltaica, com tarifa horária;
Opção 4 – Com microgeração fotovoltaica, com tarifa horária.

5.6.1 Premissas

As quatro opções foram simuladas para os cinco consumidores definidos na Tabela 8, e para todas as análises foram utilizadas tarifas, impostos e bandeiras tarifárias referentes ao ano de 2017.

No Brasil, o horário do dia que apresenta maior consumo de energia elétrica é das 17h00 às 22h00, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). E cada distribuidora determina seu horário de ponta como sendo 3 horas consecutivas dentro desse período, como por exemplo, o período de ponta da Elektro é das 18h00 às 21h00. O horário intermediário corresponde a uma hora anterior e uma hora posterior ao horário de ponta e o horário fora de ponta corresponde às horas complementares.

O consumidor é beneficiado pelo sistema de compensação de energia, mas ainda que a energia injetada na rede seja superior ao consumo, será devido o pagamento referente ao custo de disponibilidade – valor em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) (ANEEL, 2016d).

Para todos os cálculos de fatura foram utilizadas redes bifásicas, as quais possuem um custo pelo uso do sistema de distribuição da rede de distribuição equivalente ao valor de 50 kWh. Portanto, pelo fato do prossumidor (consumidor-gerador) estar conectado à rede e utilizá-la como

uma forma de armazenamento, sua fatura de energia nunca é zerada. Além do valor mínimo que deve pagar pela utilização da rede, deve pagar também uma contribuição de iluminação pública. A Contribuição de Iluminação Pública não será considerada nesta pesquisa, e os impostos são aplicados somente em cima do valor líquido da energia que corresponde a diferença entre a energia consumida e gerada.

5.6.2 Metodologia de cálculo

Neste item são descritas as metodologias de cálculos para encontrar o valor das faturas mensais e valor total anual para as quatro opções.

5.6.2.1 Opção 1 – Sem microgeração fotovoltaica, com tarifa convencional

Os dados de entrada necessários para o cálculo da fatura na Opção 1 são apresentados na Figura 14, e para obtê-los pode-se consultar a própria fatura de energia elétrica, visto que esta Opção é a situação comum hoje para os consumidores residenciais.

O valor da fatura para cada mês é obtido multiplicando-se o consumo pelo valor da tarifa e adicionado o valor da bandeira tarifária. Assim, o gasto anual com a fatura de energia elétrica corresponderia a soma de todos os meses de um ano, conforme Equação 5. E através da Equação 6 é possível calcular o gasto anual com o valor médio de consumo anual.

$$GFA_1 = \sum_{i=1}^{12} (C_i * T_i + C_i * B_i) \tag{5}$$

$$GFA_1 = (C * T + C * B) * 12 \tag{6}$$

Onde:

GFA_1: Gasto com fatura de energia elétrica anual (R$) para opção 1.

C: Consumo médio mensal (kWh)

T: Tarifa convencional com impostos

B : Valor da bandeira tarifária

i : Meses do ano

5.6.2.2 Opção 2 Com microgeração fotovoltaica, com tarifa convencional

Na Opção 2 são considerados os mesmos dados de entrada que são utilizados na Opção 1, adicionando a geração estimada do sistema fotovoltaico. O valor da geração FV pode ser obtida através de simuladores de empresas de sistemas fotovoltaicos disponíveis gratuitamente.

É feita uma compensação entre o que foi consumido e gerado dento do mesmo mês. Após a compensação, obtém-se o valor do consumo (kWh) a ser pago. Quando o consumo for maior que a geração, o consumidor deverá pagar o saldo restante não compensado. Quando a geração for maior que o consumo, o consumidor terá um crédito para ser compensado nos próximos meses, pelo período de até 60 meses. Esta análise é feita em um mês de cada vez. Se o valor da fatura foi zerado, ou o consumo foi menor que 50 kWh, o consumidor ligado em rede bifásica deverá pagar um valor mínimo pelo uso do sistema.

Por exemplo, se o valor de energia consumida for maior que 50 kWh, o consumidor pagará por este valor, se for menor, pagará o equivalente a 50 kWh que é o valor mínimo a ser pago pelo uso do sistema de distribuição para um sistema bifásico.

O valor da fatura para cada mês é obtido multiplicando-se o consumo pelo valor da tarifa e adicionado o valor da bandeira tarifária. Assim, o gasto anual com a fatura de energia elétrica corresponderia a soma de todos os meses de um ano, conforme Equação 7. E através da Equação 8 é possível calcular o gasto anual com o valor médio de consumo anual.

$$GFA_2 = \sum_{i=1}^{12} (Cp_i * T_i + Cp_i * B_i) \tag{7}$$

$$GFA_2 = (Cp * T + Cp * B) * 12 \tag{8}$$

Onde:

GFA_2 : Gasto com fatura de energia elétrica anual (R$) para opção 2.

Cp : Consumo a pagar no mês i (kWh)

T : Tarifa convencional com impostos

B : Valor da bandeira tarifária

i : Meses do ano

5.6.2.3 Economia entre Opção 1 e Opção 2.

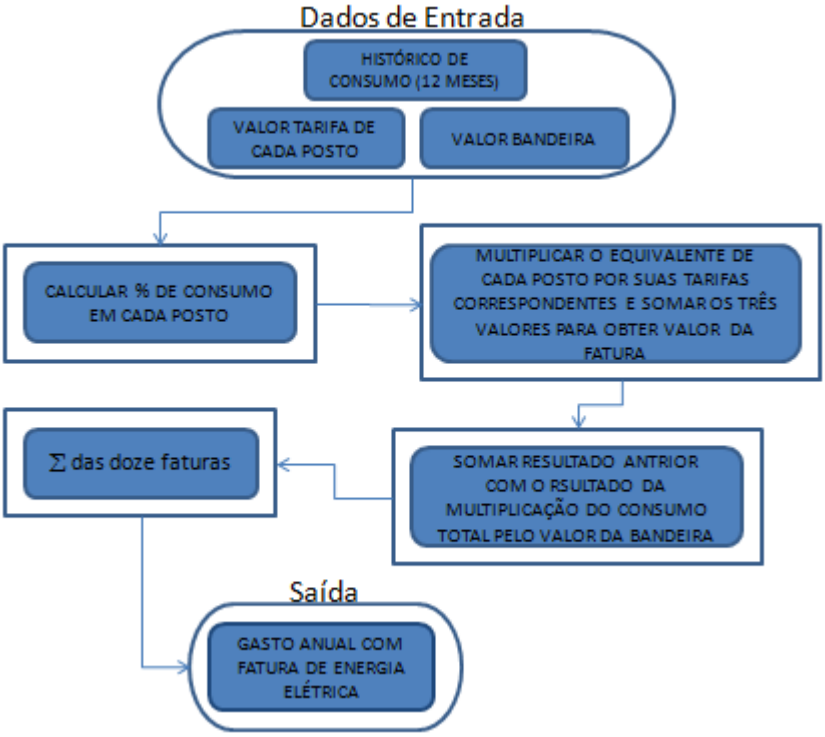
A economia com fatura entre consumidor com MGFV e consumidor sem MGFV, serve para o cálculo de VPL para a instalação da MGFV, considerando modalidade tarifária atual (convencional). Para calcular o valor que será utilizado no cálculo do VPL (E_{12}), tem-se a Equação 9.

$$E_{12} = GFA_1 - GFA_2 \tag{9}$$

5.6.2.4 Opção 3 – Sem microgeração fotovoltaica, com tarifa horária

A fatura de energia elétrica da Opção 3 é obtida conforme fluxograma daFigura **13**.

Figura 13 - Fluxograma do cálculo da fatura de energia elétrica_Opção 3.



Fonte: Próprio autor.

O histórico de consumo de doze meses é obtido através das faturas de energia elétrica. No valor da tarifa de posto, considera-se a tarifa branca com impostos. O valor da bandeira corresponde ao valor vigente em cada um dos doze meses, que também é obtido das faturas do consumidor.

O valor da fatura para cada mês é obtido multiplicando-se o consumo proporcional de cada posto pelo valor da tarifa do posto correspondente e adicionado o valor da bandeira tarifária que é multiplicada pelo consumo total.. Utilizando a curva da Figura 10, tem-se as Equações 10, 11 e 12. Assim, o gasto anual com a fatura de energia elétrica corresponderia a soma de todos os meses de um ano, conforme Equação 13. E através da Equação 14 é possível calcular o gasto anual com o valor médio de consumo anual.

$$G_{FP} = C * 0{,}72 * T_{FP} \tag{10}$$

$$G_{I} = C * 0{,}07 * T_{I} \tag{11}$$

$$G_{P} = C * 0{,}21 * T_{P} \tag{12}$$

$$GFA_3 = \sum_{i=1}^{12} [(G_{FP} + G_I + G_P)_i + (C * B)_i] \quad (13)$$

$$GFA_3 = [(G_{FP} + G_I + G_P) + (C * B) * 12 \quad (14)$$

Onde:

G_{FP} : Gasto com fatura para consumo no horário Fora de Ponta

G_I : Gasto com fatura para consumo no horário Intermediário

G_P : Gasto com fatura para consumo no horário de Ponta

T_{FP} : Tarifa do horário Fora de Ponta

T_I : Tarifa do horário Intermediário

T_P : Tarifa do horário de Ponta

GFA_3 : Gasto com fatura de energia elétrica anual (R$) para opção 3.

C : Consumo total no mês i (kWh)

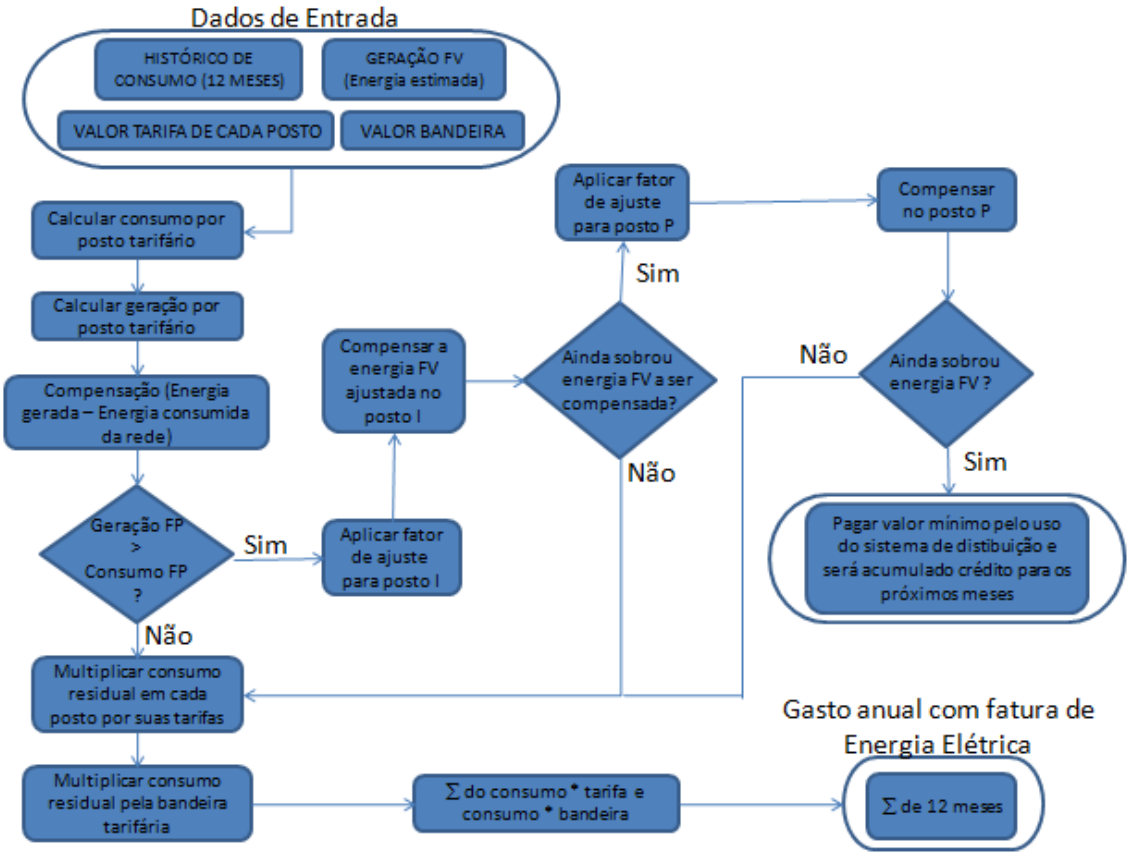
B : Valor da bandeira tarifária

i : Meses do ano

5.6.2.5 Opção 4

A fatura de energia elétrica da Opção 4 é obtida conforme fluxograma da Figura 13.

Figura 14 - Fluxograma para cálculo de fatura_Opção 4



Fonte: Próprio autor.

Com o valor do consumo mensal, calcula-se o consumo equivalente em cada posto tarifário, conforme as Equações 15, 16 e17.

$$C_{FP} = C * 0{,}72 \tag{15}$$

$$C_{I} = C * 0{,}07 \tag{16}$$

$$C_{P} = C * 0{,}21 \tag{17}$$

Onde:

C : Consumo médio mensal em kWh

C_{FP} : Consumo no horário fora de ponta

C_{I} : Consumo no horário intermediário

C_{P} : Consumo no horário de ponta

Considera também a geração fotovoltaica em cada posto tarifário. A maior parte da geração ocorre no período fora de ponta que coincide com o período em que há incidência solar, correspondendo em torno de 96% do total da geração e 4% é gerado no posto intermediário. As Equações 18 e 19 representam a energia estimada gerada pelo sistema fotovoltaico nos postos fora de ponta e intermediário, respectivamente.

$$GFV_{FP} = E_{SV} * 0{,}96 \tag{18}$$

$$GFV_{I} = E_{SV} * 0{,}04 \tag{19}$$

Onde:

GFV_{FP}: Geração fotovoltaica no posto fora de ponta

GFV_{I}: Geração fotovoltaica no posto intermediário

Com os valores da geração e consumo por postos, calcula-se a diferença entre eles, conforme as Equações 20 e 21.

$$CP_{FP} = GFV_{FP} - C_{FP} \tag{20}$$

$$CP_{I} = GFV_{I} - C_{I} \tag{21}$$

Onde:

CP_{FP}: Compensação no posto fora de ponta

CP_{I}: Compensação no posto intermediário

Os paineis geram energia no horário fora de ponta, mas esta energia será compensada nos horários fora de ponta e também no intermediário e ponta, desde que se aplique um fator de ajuste aos créditos a serem compensados nos horários em que a energia é mais cara.

Portanto, se $GFV_{FP} > C_{FP}$, será aplicado um fator de ajuste (tarifa FP/tarifa I) para que a energia fotovoltaica possa ser compensada no posto intermediário. Se ainda sobrar energia fotovoltaica, poderá ser compensada no posto de ponta desde que seja aplicado o fator de ajuste (tarifa I/tarifa P). O

fator de ajuste é o resultado da divisão da tarifa mais barata pela mais cara (Tabela 9). Esta sequência de compensação é dada de acordo com a REN nº517 de 2015.

Quando a energia fotovoltaica gerada não é suficiente para compensar toda a energia consumida da rede, deve-se pagar a diferença residual. Deve-se calcular o valor em cada posto multiplicando o valor da tarifa pelos seus respectivos valores de consumo de energia residuais.

Assim como na Opção 2, o consumidor nunca irá zerar sua conta pelo fato de que deve pagar pelo uso do sistema de distribuição, pagando um valor mínimo equivalente a 50 kWh caso ele seja bifásico.

Para encontrar o valor final da tarifa considerando valores médios, pode-se utilizar a Equação 22 ou 23, dependendo do valor do consumo que deverá ser pago no final do mês.

Quando C_{RP} > 50 kWh, para consumidores atendidos em rede bifásica, tem-se a Equação 23:

$$GFA_4 = (C_{RP} * T_{PE} + C_{RP} * B) * 12 \tag{22}$$

Onde:

GFA_4: Gasto com fatura de energia elétrica anual (R$) para opção 4.

C_{RP}: Consumo residual a ser pago (kWh)

T_{PE}: Tarifa com impostos do posto tarifário equivalente

Quando C_{RP} < 50 kWh, para consumidores atendidos em rede bifásica, tem-se a Equação 24:

$$GFA_4 = (50 * T_{PE} + 50 * B) * 12 \tag{23}$$

5.6.2.7 Economia entre opções 3 e 4.

A economia com fatura entre consumidor com MGFV e consumidor sem MGFV, ambos com tarifa horária, serve para o cálculo de VPL para a

instalação da MGFV. Para calcular o valor que será utilizado no cálculo do VPL (E_{34}), tem-se a Equação 24.

$$E_{34} = GFA_3 - GFA_4 \tag{24}$$

5.6.3 Cálculo do VPL e TIR

Com o valor de economia anual poderá ser calculado o VPL. Através das Equações 1 e 2 de Samanez (2009), construiu-se a planilha da Figura 16 para cálculo de VPL, sendo necessários como dados de entrada, os valores dos custos do sistema de energia fotovoltaica, o valor da inflação da tarifa de energia elétrica e os valores de economia que serão considerados como fluxos de caixa.

No quadro da Figura 15tem-se os valores de entrada para cálculo de VPL e TIR, que são o custo total do sistema fotovoltaico considerando uma troca de inversor no período de 25 anos, a economia com faturas de energia considerando a comparação entre opção 3 e 4 (tarifa branca sem MGFV e tarifa branca com MGFV), o valor da inflação da energia elétrica de 6,22% e a Taxa de Atratividade Mínima de 8,36%. Foi considerada a média da inflação (IPCA) de 10 anos (2007 a 2016).E o exemplo das Figuras 15 e 16, corresponde a valores do consumidor E1.

Figura 15 - Quadro com valores de entrada para cálculo de VPL e TIR.

Custo TOTAL (R$)	54.972,00
Economia 1 ano (R$)	4.705,06
Taxa	8,360%
Inflação Tar	6,220%
VPL	R$ 31.359,03
TIR	12,92705%

Fonte: Próprio autor.

Na Figura 16tem-se um exemplo para o consumidor E, com tarifa horária, onde a planilha que demonstra o fluxo de caixa considerando o valor

da economia e a inflação e demonstra o VPL que se torna positivo a partir do 15º ano após o investimento.

Figura 16 - Fluxo de caixa e VPL.

Período	Fluxo	VPL
0	- 54.972,00	- 54.972,00
1	4.705,06	-R$ 50.629,94
2	4.997,71	-R$ 46.373,63
3	5.308,57	-R$ 42.201,37
4	5.638,76	-R$ 38.111,52
5	5.989,49	-R$ 34.102,43
6	6.362,04	-R$ 30.172,53
7	6.757,76	-R$ 26.320,23
8	7.178,09	-R$ 22.544,01
9	7.624,57	-R$ 18.842,37
10	8.098,82	-R$ 15.213,83
11	8.602,57	-R$ 11.656,95
12	9.137,65	-R$ 8.170,32
13	9.706,01	-R$ 4.752,54
14	10.309,72	-R$ 1.402,26
15	10.950,98	R$ 1.881,85
16	11.632,14	R$ 5.101,11
17	12.355,65	R$ 8.256,79
18	13.124,18	R$ 11.350,15
19	13.940,50	R$ 14.382,41
20	14.807,60	R$ 17.354,80
21	15.728,63	R$ 20.268,48
22	16.706,95	R$ 23.124,62
23	17.746,13	R$ 25.924,35
24	18.849,93	R$ 28.668,79
25	20.022,40	R$ 31.359,03

Fonte: Próprio autor.

5.7 Conclusão

Foi desenvolvida uma proposta de metodologia para o cálculo do percentual de consumo de energia elétrica em cada posto tarifário baseado na curva padrão de demanda de energia residencial. A metodologia se mostrou eficaz quando testada com dados reais de consumo de energia elétrica. Como proposta complementar para realizar as análises das quatro opções e

viabilidade de projeto, foram criadas planilhas no Excel (Exemplo no Apêndice A), o qual é uma ferramenta de fácil acesso a qualquer usuário e de fácil utilização, sendo necessários poucos dados de entrada.

6 RESULTADOS DAS ANÁLISES

6.1 Caso 1 sem deslocamento na curva de carga

Neste item serão apresentadas as análises para o sistema fotovoltaico com capacidade de geração com valor próximo ao valor da carga do consumidor.

Para esta análise foram considerados os consumidores com valores de consumo mensal médio para o período de um ano, definidos na Tabela 4 e os valores de capacidade dos painéis fotovoltaicos dimensionados para cada consumidor conforme Tabela 5.

Na Tabela 11 - Faturas de energia considerando Tarifa Convencional - Caso **1.**tem-se os valores das faturas de energia elétrica encontradas para os cinco consumidores tanto com MGFV como sem MGFV, considerando tarifa convencional, no período de um ano.

Tabela 11 - Faturas de energia considerando Tarifa Convencional - Caso 1.

Consumi-dores	Tarifa Convencional		Diferença Anual
	Sem MGFV	Com MGFV	
A	R$ 1.193,51	R$ 383,76	R$ 809,75
B	R$ 2.387,86	R$ 457,27	R$ 1.930,59
C	R$ 3.107,60	R$ 457,27	R$ 2.650,33
D	R$ 3.968,18	R$ 457,27	R$ 3.510,91
E	R$ 5.319,86	R$ 457,27	R$ 4.862,59

Fonte: Próprio autor.

E na Tabela 12 tem-se os valores das faturas de energia encontradas para os cinco consumidores tanto com MGFV como sem MGFV, considerando tarifa horária.

Tabela 12 - Faturas de energia considerando Tarifa Horária - Caso 1.

Consumi-dores	Tarifa Horária		Diferença Anual
	Sem MGFV	Com MGFV	
A	R$ 1.301,44	R$ 729,30	R$ 572,14
B	R$ 2.604,92	R$ 870,00	R$ 1.734,79
C	R$ 3.390,09	R$ 870,00	R$ 2.520,96
D	R$ 4.328,90	R$ 870,00	R$ 3.458,77
E	R$ 5.803,47	R$ 1.098,41	R$ 4.705,06

Fonte: Próprio autor.

Comparando as Tabelas 11 e 12, que consideram hábitos de consumo residenciais atuais e painéis dimensionados com geração estimada próxima do valor de consumo da unidade consumidora (1,34%, 0,67%, 1% e 5% menor que a média de consumo, para A, C1, D1 e E1, respectivamente e 5% maior para B1) pode-se dizer que não é vantajoso para o consumidor optar pela tarifa horária. E que uma melhor distribuição da demanda de energia ao longo do dia, ou deslocando o consumo do horário de ponta para intermediário ou fora de ponta, resulta em maiores economias na fatura de energia, considerando tarifa horária. Isto é melhor apresentado nos subitens 6.3 e 6.4.

A segunda análise considera painéis fotovoltaicos subdimensionados (caso 2), sendo representada por consumidores com índice 2, possuem capacidade dos painéis para B2, C2, D2 e E2 de 29%, 13%, 8% e 31% menor que a média de seus consumos mensais, respectivamente. Para o consumidor A foi realizada somente uma análise devido aos custos do sistema não alterarem para valores até 30% menores que a média de consumo mensal da unidade consumidora.

Nas Tabelas 13 e 14, para todos os consumidores a fatura de energia considerando tarifa convencional se apresentou menor que a fatura com tarifa horária, quando comparadas com MGFV e sem MGFV. Isso significa que, mais uma vez, considerando os hábitos de consumo atuais e sistemas fotovoltaicos dimensionados para atender toda a carga da unidade consumidora, a tarifa branca não apresenta incentivos monetários aos consumidores, nem para os casos em que possuem MGFV nem para os casos sem MGFV.

Tabela 13 - Valores de faturas de energia para consumidores sem MGFV - Caso1.

Consumi-dores	SEM MGFV		Diferença Anual
	Tarifa Convencional	Tarifa Horária	
A	R$ 1.193,51	R$ 1.301,44	R$ 107,93
B	R$ 2.387,86	R$ 2.604,92	R$ 217,06
C	R$ 3.107,60	R$ 3.390,09	R$ 282,49
D	R$ 3.968,18	R$ 4.328,90	R$ 360,72
E	R$ 5.319,86	R$ 5.803,47	R$ 483,61

Fonte: Próprio autor.

Comparando as Tabelas 13 e 14, verifica-se que a diferença entre as duas opções tarifárias é ainda maior quando o consumidor possui microgeração fotovoltaica. O que indica que o impacto da tarifa horária no consumidor com MGFV é maior.

Tabela 14 - Valores de faturas de energia para consumidores com MGFV - Caso 1.

Consumi-dores	COM MGFV		Diferença Anual
	Tarifa Convencional	Tarifa Horária	
A	R$ 383,76	R$ 729,30	R$ 345,54
B	R$ 457,27	R$ 870,00	R$ 412,73
C	R$ 457,27	R$ 870,00	R$ 412,73
D	R$ 457,27	R$ 870,00	R$ 412,73
E	R$ 457,27	R$ 1.098,41	R$ 641,14

Fonte: Próprio autor.

Na Tabela 15 são apresentados os VPL e TIR para verificar a viabilidade de instalação de microgeração fotovoltaica, com as duas opções tarifárias.

Para todos os consumidores foi considerada Taxa de Atratividade Mínima (TAM) de 8,36%, equivalente a 80% do CDI, que seria o rendimento em uma aplicação financeira, tempo de análise de 25 anos, que corresponde ao tempo de vida útil dos painéis fotovoltaicos e, taxa de inflação de 6,22% que corresponde à média dos últimos 10 anos do Índice Nacional de Preços ao

Consumidor (IPCA). Para que o projeto seja economicamente viável, a TIR encontrada deve ser maior que a Taxa de Atratividade Mínima (TAM).

Tabela 15 - VPL e TIR para sistema FV - Caso 1.

Tarifa Convencional	Tarifa Horária
Consumidor A – custo inicial R$ 18.883,00	
VPL < 0, VPL = - R$4.025,41	VPL < 0, VPL = - R$8.385,08
TIR <taxa, TIR = 6,29 %	TIR <taxa, TIR = 3,61 %
Consumidor B – custo inicial R$ 25.468,00	
VPL > 0, VPL = R$ 9.955,49	VPL > 0, VPL = R$ 6.344,69
TIR >taxa, TIR = 11,59 %	TIR >taxa, TIR = 10,48 %
Consumidor C – custo inicial R$30.577,00	
VPL > 0, VPL = R$ 18.052,69	VPL > 0, VPL = R$ 15.642,40
TIR >taxa, TIR = 13,07 %	TIR >taxa, TIR = 12,50 %
Consumidor D – custo inicial R$41.305,00	
VPL > 0, VPL = R$ 23.115,08	VPL > 0, VPL = R$ 22.140,22
TIR >taxa, TIR = 12,85 %	TIR >taxa, TIR = 12,68 %
Consumidor E – custo inicial R$ 54.972,00	
VPL > 0, VPL = R$ 34.249,56	VPL > 0, VPL = R$ 31.359,00
TIR >taxa, TIR = 13,30 %	TIR >taxa, TIR = 12,93 %

Fonte: Próprio autor.

Para os demais consumidores a opção pela tarifa convencional apresentou maior valor de VPL ao final do tempo de análise (25 anos) e, consequentemente, maior TIR, quando comparados com os valores encontrados para a tarifa branca.

Para as análises com tarifa convencional, o tempo de retorno de investimento para os consumidores B, C, D e E, foram de 17, 15, 15 e 14 anos, respectivamente. E para as análises com tarifa horária, para os consumidores B, C, D e E foram 19, 16, 15 e 15, respectivamente. O consumidor A apresentou VPL e TIR negativos tanto para análise com tarifa convencional quanto para tarifa horária, o que indica ser inviável a instalação de um sistema fotovoltaico para consumidores com consumo na faixa abaixo de 200 kWh.

De forma geral, para esta análise, o tempo de retorno do investimento em microgeração fotovoltaica para os consumidores residenciais com tarifa convencional mostrou ser mais rápido que para consumidores com tarifa horária. Isso acontece por dois fatores: a) o valor da energia injetada na rede no horário fora de ponta deve ser convertida, aplicando-se um fator de ajuste, para ser compensada nos horários mais caros, quando o consumidor é tarifado na modalidade horária; b)mesmo que o sistema fotovoltaico gere energia suficiente para atender toda a demanda do consumidor, este terá que pagar um valor mínimo à distribuidora por estar conectado à rede.

6.2 Caso 2 sem deslocamento na curva de carga

Neste item serão apresentadas as análises para o sistema fotovoltaico com geração de energia estimada em 29%, 13%, 8% e 31% inferior ao valor da carga do consumidor, para os consumidores B2, C2, D2, E2 respectivamente. Para o consumidor A foi realizada somente uma análise devido aos custos do sistema não alterarem para valores até em torno de 30% menores que a média de consumo mensal.

Os dados de consumo são os mesmos que no caso 1 (Tabela 4), sendo alterado para esta análise apenas os valores de geração estimada dos painéis (Tabela 6).

Na Tabela 16 tem-se os valores das faturas de energia elétrica encontradas para os cinco consumidores tanto com MGFV como sem MGFV, considerando tarifa convencional.

Tabela 16 - Faturas de energia considerando Tarifa Convencional - Caso 2.

Consumi-dores	Tarifa Convencional		Diferença Anual
	Sem MGFV	Com MGFV	
A	R$ 1.193,51	R$ 383,76	R$ 809,75
B	R$ 2.387,86	R$ 704,21	R$ 1.683,65
C	R$ 3.107,60	R$ 457,27	R$ 2.650,33
D	R$ 3.968,18	R$ 457,27	R$ 3.510,91
E	R$ 5.319,86	R$ 1.671,96	R$ 3.647,90

Fonte: Próprio autor.

E na Tabela 17 tem-se os valores das faturas de energia elétrica encontradas para os cinco consumidores tanto com MGFV como sem MGFV, considerando tarifa horária.

Tabela 17 – Faturas de energia considerando Tarifa Horária - Caso 2.

Consumi-dores	Tarifa Horária		Diferença Anual
	Sem MGFV	Com MGFV	
A	R$ 1.301,44	R$ 729,30	R$ 572,14
B	R$ 2.604,92	R$ 1.002,50	R$ 1.602,42
C	R$ 3.390,09	R$ 871,13	R$ 2.518,96
D	R$ 4.328,90	R$ 926,76	R$ 3.402,14
E	R$ 5.803,47	R$ 2.321,74	R$ 3.481,73

Fonte: Próprio autor.

Nas Tabelas 18 e 19, para todos os consumidores as faturas de energia considerando tarifa convencional apresentaram menores valores que as faturas com tarifa horária, quando comparadas com MGFV e sem MGFV.

Tabela 18 - Valores de fatura de energia para consumidores sem MGFV - Caso 2.

Consumi-dores	SEM MGFV		Diferença Anual
	Tarifa Convencional	Tarifa Horária	
A	R$ 1.193,51	R$ 1.301,44	R$ 107,93
B	R$ 2.387,86	R$ 2.604,92	R$ 217,06
C	R$ 3.107,60	R$ 3.390,09	R$ 282,49
D	R$ 3.968,18	R$ 4.328,90	R$ 360,72
E	R$ 5.319,86	R$ 5.803,47	R$ 483,61

Fonte: Próprio autor.

E percebe-se que, mesmo considerando um sistema subdimensionado, com menor custo, a tarifa horária se torna vantajosa para consumidores sem um consumo no horário de pico muito acentuado, pois ela depende da curva de carga e não do sistema de energia fotovoltaica.

Tabela 19 - Valores de faturas de energia para consumidores com MGFV - Caso 2.

Consumi-dores	COM MGFV		Diferença Anual
	Tarifa Convencional	Tarifa Horária	
A	R$ 383,76	R$ 729,30	R$ 345,54
B	R$ 704,21	R$ 1.002,50	R$ 298,29
C	R$ 457,27	R$ 871,13	R$ 413,86
D	R$ 457,27	R$ 926,76	R$ 469,49
E	R$ 1.671,96	R$ 2.321,74	R$ 649,78

Fonte: Próprio autor.

Comparando os casos 1 e 2, quando se analisa as faturas para o consumidor sem MGFV, os valores são os mesmos. Quando são analisadas as faturas para o consumidor com MGFV, constata-se que, para painéis subdimensionados, a tarifa horária irá causar aumento na fatura comparando com o caso 1 devido a dois fatores: a) como a capacidade de geração do sistema FV é menor que no caso 1, irá fornecer menos energia à rede; b) a geração ocorre no horário fora de ponta, mas para que seja compensada também em horários intermediários e de ponta, devem ser aplicados fatores de ajuste que fazem a energia gerada reduzir ainda mais, impactando, assim, no valor final pago pelo consumidor.

Na Tabela 20 são apresentados os valores de VPL e TIR para verificar a viabilidade de instalação de microgeração fotovoltaica, com as duas opções tarifárias para o caso 2.

Tabela 20 - VPL e TIR para sistema FV - Caso 2

Tarifa Convencional	Tarifa Horária
Consumidor A – custo inicial R$18.883,00	
VPL < 0, VPL = - R$4.025,41	VPL < 0, VPL = - R$8.385,08
TIR < taxa, TIR = 6,29 %	TIR < taxa, TIR = 3,61 %
Consumidor B – custo inicial R$19.508,00	
VPL > 0, VPL = R$ 11.384,46	VPL > 0, VPL = R$9.894,15
TIR > taxa, TIR = 13,02%	TIR > taxa, TIR = 12,46%
Consumidor C – custo inicial R$28.030,00	
VPL > 0, VPL = R$ 20.599,69	VPL > 0, VPL = R$ 18.189,40
TIR > taxa, TIR = 14,09%	TIR > taxa, TIR = 13,49%
Consumidor D – custo inicial R$38.897,00	
VPL > 0, VPL = R$ 25.523,08	VPL > 0, VPL = R$23.527,50
TIR > taxa, TIR = 13,54%	TIR > taxa, TIR = 13,17 %
Consumidor E – custo inicial R$38.897,00	
VPL > 0, VPL = R$ 28.036,67	VPL > 0, VPL = R$24.987,68
TIR > taxa, TIR = 13,99%	TIR > taxa, TIR = 13,44 %

Fonte: Próprio autor.

Para o consumidor A foi considerado o mesmo dimensionamento de painéis fotovoltaicos, pois sistemas com menor capacidade possuem os mesmos custos, ou variam muito pouco comparados com o sistema considerado no caso 1. Sendo assim, o valor de VPL e TIR foram os mesmos, o que indica que instalação de microgeração fotovoltaica para consumidores com baixo consumo de energia elétrica (em torno de 200 kWh para baixo) é inviável economicamente.

Para os consumidores B, C, D e E, a opção pela tarifa convencional apresentou maior valor de VPL ao final do tempo de análise (25 anos) e, consequentemente, maior TIR, quando comparados com os valores encontrados para a tarifa horária, assim como no caso 1.O tempo de retorno do investimento foi de 15, 13, 14 e 13, respectivamente.

Para as análises com tarifa branca, o tempo de retorno de investimento para os consumidores B, C, D e E, foi de 16, 14, 15 e 14 anos, respectivamente.

Com isso, pode-se concluir que o sistema fotovoltaico não precisa ser dimensionado com capacidade exatamente igual ao consumo, pois há um valor mínimo que o consumidor deverá pagar por estar conectado à rede mesmo não consumindo energia da rede, e também, porque sistemas de menor capacidade são mais baratos e o fator custo influencia diretamente na análise do VPL.

6.3 Caso 1 com deslocamento na curva de carga

A fim de avaliar a influência da resposta da demanda na aplicação da tarifa branca, foi realizado um deslocamento na curva de carga. Deslocou-se 50% da carga do horário de pico para fora de pico, considerando painéis do caso 1. Na Tabela 21constam os valores das faturas considerando o deslocamento.

Para os casos considerando tarifa convencional, os valores não variam, pois independem das horas de utilização do dia.

Tabela 21 - Faturas para caso 1 com deslocamento de carga

Consumi-dores	Tarifa Horária		Diferença Anual
	Sem MGFV	Com MGFV	
A	R$ 1.173,53	R$ 732,00	R$ 441,53
B	R$ 2.337,52	R$ 870,00	R$ 1.467,52
C	R$ 3.042,09	R$ 870,00	R$ 2.172,09
D	R$ 3.884,53	R$ 870,00	R$ 3.014,53
E	R$ 5.201,46	R$ 870,00	R$ 4.331,46

Fonte: Próprio autor.

O consumidor A apresenta valor mínimo de fatura inferior aos demais consumidores pelo fato de que o imposto incidido para esta faixa de consumo é inferior ao imposto para as outras faixas de consumo. Os consumidores sem microgeração fotovoltaica tiveram em torno de 10% de redução na fatura de energia com o deslocamento da carga, conforme Tabela 22.

.

Tabela 22 - Faturas para consumidores sem MGFV - Caso 1

Consumi-dores	SEM MGFV	
	SEM DESLOCAMENTO	COM DESLOCAMENTO
A	R$ 1.306,76	R$ 1.173,53
B	R$ 2.604,92	R$ 2.337,52
C	R$ 3.390,09	R$ 3.042,09
D	R$ 4.328,90	R$ 3.884,53
E	R$ 5.803,47	R$ 5.201,46

Fonte: Próprio autor.

Com MGFV (Tabela 23), somente o consumidor E obteve redução em sua fatura,aproximadamente de 21%. A redução que os demais tiveram com o deslocamento de carga não foi maior que o valor mínimo que devem pagar à distribuidora por estarem conectados à rede. No caso de consumidores atendidos em rede bifásica o valor mínimo corresponde a 50 kWh. Sendo assim, tanto com deslocamento quanto sem, os consumidores deverão pagar o equivalente a 50 kWh, correspondendo a um valor de fatura de R$ 870,00.

Tabela 23 - Faturas para consumidores com MGFV - Caso 1

Consumi-dores	COM MGFV	
	SEM DESLOCAMENTO	COM DESLOCAMENTO
A	R$ 732,00	R$ 732,00
B	R$ 870,00	R$ 870,00
C	R$ 870,00	R$ 870,00
D	R$ 870,00	R$ 870,00
E	R$ 1.098,41	R$ 870,00

Fonte: Próprio autor.

Na Tabela 24, comparando o caso 1 com deslocamento de carga, tarifa horária e MGFV com o caso 1 sem deslocamento de carga, tarifa horária, sem MGFV, verifica-se que é possível obter economia maior para os consumidores com maior consumo, pois os consumidores de menor carga mesmo consumindo menos no horário de ponta continuarão pagando o valor mínimo à distribuidora pela conexão à rede. A economia obtida pelos consumidores de maior carga faz com que o tempo de retorno de investimento reduza ainda mais.

Tabela 24 - Comparação entre os casos 1, com e sem deslocamento de carga.

CONSUMI-DORES	TH SEM MGFV	TH COM MGFV	ECONOMIA
	SEM DESLOCAMENTO	COM DESLOCAMENTO	
A	R$ 1.306,76	R$ 732,00	R$ 442,44
B	R$ 2.604,92	R$ 870,00	R$ 1.734,92
C	R$ 3.390,09	R$ 870,00	R$ 2.520,09
D	R$ 4.328,90	R$ 870,00	R$ 3.458,90
E	R$ 5.803,47	R$ 870,00	R$ 4.933,47

Fonte: Próprio autor.

De forma geral, com deslocamento houve pouca ou nenhuma variação, pois como no caso 1, os sistemas fotovoltaicos são dimensionados com valores próximos aos valores da carga, mesmo obtendo uma maior economia com o deslocamento, o consumidor (na situação de tarifa branca + MGFV) terá que continuar pagando o mínimo pela conexão à rede.

6.4 Caso 2 com deslocamento na curva de carga

Para o caso 2, também foi realizado um deslocamento da carga de 50% do horário de ponta para fora de ponta, para verificar a influência da resposta da demanda no valor final da fatura de energia elétrica com tarifa horária. E os valores da faturas encontram-se na Tabela 25.

Tabela 25 - Faturas para caso 2 com deslocamento de carga.

CONSUMI-DORES	Tarifa Horária		Diferença Anual
	Sem MGFV	Com MGFV	
A	R$ 1.173,53	R$ 732,00	R$ 441,53
B	R$ 2.337,52	R$ 804,46	R$ 1.533,07
C	R$ 3.042,09	R$ 610,58	R$ 2.431,51
D	R$ 3.884,53	R$ 870,00	R$ 3.014,53
E	R$ 5.201,46	R$ 870,00	R$ 4.331,46

Fonte: Próprio autor.

Os consumidores sem MGFV obtiveram redução de aproximadamente 10% em suas faturas (Tabela 26), assim como no caso 1.

Tabela 26 - Faturas para consumidores sem MGFV - Caso 2.

CONSUMI-MIDORES	SEM MGFV	
	SEM DESLOCAMENTO	COM DESLOCAMENTO
A	R$ 1.306,76	R$ 1.173,53
B	R$ 2.604,92	R$ 2.337,52
C	R$ 3.390,09	R$ 3.042,09
D	R$ 4.328,90	R$ 3.884,53
E	R$ 5.803,47	R$ 5.201,46

Fonte: Próprio autor.

Já os consumidores com MGFV, B, C, D e E obtiveram redução em torno de 19, 30, 6 e 18%, respectivamente, conforme valores apresentados na Tabela 27. Com isso, pode-se confirmar que o deslocamento de carga do horário de ponta para fora de ponta influencia na redução do valor da fatura do consumidor com tarifa horária e MGFV.

Tabela 27 - Faturas para consumidores com MGFV - Caso 2.

CONSUMI-DORES	COM MGFV	
	SEM DESLOCAMENTO	COM DESLOCAMENTO
A	R$ 732,00	R$ 732,00
B	R$ 1.002,50	R$ 804,46
C	R$ 871,13	R$ 610,58
D	R$ 926,76	R$ 870,00
E	R$ 2.321,74	R$ 1.901,90

Fonte: Próprio autor.

A fatura do consumidor A se manteve a mesma, pois como este consumidor possui um sistema fotovoltaico com capacidade praticamente igual ao seu consumo, seu balanço de energia sempre é zerado, mas a fatura não. Este consumidor deverá sempre pagar o valor mínimo à distribuidora, de acordo com sua rede de fornecimento.

Na Tabela 28 tem-se a comparação dos valores de fatura obtidos com deslocamento de carga, tarifa horária e MGFV, com os valores de faturas obtidos sem deslocamento de carga, com tarifa horária e sem MGFV. Verifica-

se que, com deslocamento de carga, considerando tarifa horária e MGFV foi possível obter maior economia na fatura de energia em relação à análise sem deslocamento de carga e sem MGFV. Com isso, é possível obter um tempo de retorno de investimento ainda menor.

Tabela 28 - Comparação entre casos 2, com e sem deslocamento de carga.

CONSUMI-DORES	TH SEM MGFV	TH COM MGFV	ECONOMIA
	SEM DESLOCAMENTO	COM DESLOCAMENTO	
A	R$ 1.301,44	R$ 732,00	R$ 569,44
B	R$ 2.604,92	R$ 804,46	R$ 1.800,46
C	R$ 3.390,09	R$ 610,58	R$ 2.779,51
D	R$ 4.328,90	R$ 870,00	R$ 3.458,90
E	R$ 5.803,47	R$ 870,00	R$ 4.933,47

Fonte:Próprio autor.

No caso do consumidor enquadrado na modalidade tarifária horária, quando optar por instalar MGFV com valores próximos à sua carga instalada terão mais vantagens em relação a um sistema subdimensionado. Isso acontece pelo fato de que, o sistema fotovoltaico tendo maior capacidade de geração, terá mais energia para ser convertida com o fator de ajuste para ser utilizada nos horários mais caros (I e P).

Para todos os consumidores esta análise se mostrou como a melhor opção. Mas o deslocamento de carga não apresenta redução significativa na fatura final do consumidor que optar por tarifa horária e MGFV, e assim, o consumidor não terá incentivo econômico suficiente para mudar seus hábitos de consumo.

Para todas as análises foi considerado atendimento em rede bifásica, e encontrou-se uma falta de informação na literatura sobre qual tarifa aplicar para o consumidor com MGFV e tarifa horária, sendo adotado neste trabalho a tarifa mais cara (de ponta).

Vale enfatizar que todas as análises consideraram valores de capacidade dos painéis teóricos. Na prática, para que os painéis gerem a maior energia possível, é essencial realizar manutenção periodicamente, de forma programada e combinada com o fornecedor do produto, pois sujeira e poeira nas placas influenciam no rendimento da capacidade de geração dos painéis,

além disso, o correto direcionamento das placas que serão instaladas também influencia no rendimento dos painéis.

6.5 Análise de impacto na receita da distribuidora de energia elétrica

Do total do valor final da tarifa de fornecimento, a parte que cabe à distribuidora de energia corresponde a 17%, conforme Figura 6. Considerando os mesmo valores de tarifa utilizados nas análises de impacto nas faturas do consumidor, tem-se na Tabela 29, 17% do valor de cada tarifa.

Tabela 29 - Parcela da tarifa final que cabe à distribuidora.

Posto	Tarifa (R$/kWh)
FP	0,1054
I	0,1564
P	0,2431
Conv	0,1258

Fonte: Próprio autor.

Para calcular o impacto na receita de fornecimento de energia elétrica de cada distribuidora seria necessário saber a quantidade de UCs por faixa de consumo de cada uma. Como estas informações não se encontram disponíveis, foi calculado o valor geral de déficit na receita total para todas as distribuidoras do país.

A quantidade de consumo residencial por faixa de consumo bem como o percentual de cada faixa em relação ao total encontram-se na Tabela 30. Pode-se verificar que as faixas de maior consumo de energia elétrica são as “101-200kWh” e “201-300kWh”. Dentro dessas faixas, tem-se os consumidores A e B, respectivamente. Mas o consumidor A não apresentou potencial para instalação de sistema fotovoltaico, apenas para opção de utilização de tarifa horária sem MGFV.

Tabela 30 - Consumo residencial por faixa de consumo para o ano de 2015.

Faixa de Consumo	Consumo residencial (GWh)	%
0-30 kWh	1.578	1,34
31-100 kWh	12.701	10,82
101-200 kWh	32.395	27,61
201-300 kWh	25.252	21,52
301-400 kWh	14.503	12,36
401-500 kWh	8.284	7,06
501-1000 kWh	13.766	11,73
>1000 kWh	8.861	7,55
TOTAL	**117.340**	**100,00**

Fontes: EPE (2016).

Foram considerados 15%, 30% e 50% das faixas com potencial de instalação de microgeração fotovoltaica conectada à rede elétrica, a fim de verificar três situações distintas de impacto na receita das distribuidoras. O percentual de consumo de cada faixa encontra-se na Tabela 31.

Tabela 31 - Faixa de consumo com potencial para instalação de MGFV.

Faixa de Consumo	Consumo residencial (GWh)	15% (GWh)	30% (GWh)	50% (GWh)
201-300kWh	25.252	3.788	7.575,6	12.626
301-400kWh	14.503	2.175	4.350,9	7.251,5
401-500kWh	8.284	1.243	2.485,2	4.142
501-1000kWh	13.766	2.065	4.129,8	6.883
TOTAL	**61.805**	**9.271**	**18.542**	**30.902,5**

Fonte: Próprio autor.

Na Tabela 32 constam os valores brutos que as distribuidoras deixariam de receber, se deixassem de fornecer energia para 15, 30 e 50% dos consumidores residenciais, estando estes gerando sua própria energia através da microgeração fotovoltaica e enquadrados na tarifa convencional (fixa), bem como o percentual em relação ao total da receita da distribuidora com tributos.

Tabela 32 - Impacto na receita da distribuidora (tarifa convencional).

	Consumo de Energia (GWh)	Tarifa(R$/GWh)	Total (R$)	%
15%	9271	103.700,00	961.402.700,00	1,19
30%	18542		1.922.805.400,00	2,39
50%	30902,5		3.204.589.250,00	3,98

Fonte: Próprio autor.

E na Tabela 33constam os valores brutos que as distribuidoras deixariam de receber, se deixassem de fornecer energia para 15, 30 e 50% dos consumidores residenciais se estes gerassem sua própria energia e estivessem enquadrados na tarifa horária, bem como o percentual em relação ao total da receita da distribuidora com tributos.

Tabela 33 - Impacto na receita da distribuidora (tarifa horária).

Percentual para análise	Total (R$)	%
15%	1.045.722.445	1,3
30%	2.091.444.890	2,6
50%	3.485.647.819	4,33

Fonte: Próprio autor.

Para calcular o percentual que esses valores representam no valor total da receita das distribuidoras, foi utilizado o valor de receita com tributos da Tabela 10 (R$ 80.476.927.394,99).

Percebe-se que se os consumidores adotarem microgeração fotovoltaica e tarifa horária, e continuarem com seus hábitos de consumo (sem deslocar a carga de ponta para fora de ponta) as distribuidoras terão maior impacto na receita.

6.6 Conclusões

Para consumidores residenciais com grande carga concentrada no horário de ponta, a tarifa branca faz com que o consumidor obtenha uma economia menor instalando MGFV do que quando está enquadrado na modalidade tarifária convencional. De forma geral, nas análises com tarifa horária, foram encontrados valores de fatura maiores tanto para situações sem MGFV quanto com MGFV, reduzindo assim, o valor do VPL.

No caso 1 (painéis dimensionados com capacidade próxima ao valor de carga da unidade consumidora, sem deslocamento), as faturas com tarifa horária resultaram num valor bem menor que as faturas do caso 2 (painéis dimensionados com valores inferiores ao valor da carga, sem deslocamento). Isto ocorreu pelo fato de que, os painéis sendo subdimensionados em relação ao caso 1, geram menos energia, injetam menos energia na rede, e assim o consumidor terá menos energia para ser compensada no seu consumo total. E

no caso da tarifa horária especificamente, menos energia ainda, porque os painéis geram energia no horário fora de ponta, horário em que a energia é mais barata, e para que seja compensada nos horários intermediários e de ponta, deve ser convertida utilizando-se o fator de ajuste. Portanto, a energia gerada no caso 2 é inferior ao caso 1 e assim, acarreta maiores valores de fatura de energia.

Com isso, a diferença anual, ou seja, a economia que o consumidor teria com a instalação de um sistema fotovoltaico é menor, mas como o custo dos painéis para o caso 2 são menores que no caso 1, o tempo de retorno de investimento não variou muito. Portanto, para estes consumidores analisados, a tarifa horária incentiva mais a instalação de sistemas dimensionados com valores próximo ao valor da carga, pois comparando o valor dos VPLs para os casos 1 e 2 (ambos sem deslocamento de carga), verifica-se valores maiores de VPL no 25º ano para o caso 1.

Considerando deslocamento de carga, verificou-se, para os casos 1 e 2, redução no valor da fatura quando o consumidor possui microgeração fotovoltaica e tarifa horária, mas como pode-se verificar na Tabela 32, o valor da fatura é reduzido até o limite mínimo (R$414,00) que o consumidor terá que pagar à distribuidora por estar conectado à rede.

7 CONCLUSÕES

Esta tese teve como desafio analisar um mercado sem precedentes e como contribuições desenvolver uma metodologia para analisar os impactos econômicos para um novo cenário iminente no mercado de energia elétrica e servir como uma fonte de consulta ampla a cerca das regulamentações sobre microgeração fotovoltaica e tarifa horária.

A tarifa horária incentiva a instalação de MGFV apenas quando se compara com consumidor sem MGFV já enquadrado na tarifa horária, mas em relação aos consumidores enquadrados na tarifa convencional e considerando hábitos de consumo atuais, a tarifa horária não apresenta vantagens econômicas.

Com deslocamento de carga, a tarifa horária apresenta vantagens para os consumidores sem MGFV, mas para os consumidores com MGFV,houve redução na fatura somente para o consumidor E (consumidor de maior carga instalada). Os demais consumidores, mesmo deslocando suas cargas do horário de ponta para fora de ponta, não obtiveram redução na fatura, por terem que pagar o valor mínimo à distribuidora por estarem conectados à rede elétrica. Sendo assim, pode-se dizer que, considerando deslocamento de carga, a tarifa horária não incentiva a instalação de MGFV para consumidores com baixa carga, apenas apresenta benefícios em consumidores com consumo médio acima de 400 kWh.

E assim, como nos casos sem deslocamento de carga, considerando consumidor com MGFV, para que ele consiga reduzir sua fatura de energia com a tarifa horária, é necessário instalar um sistema fotovoltaico com capacidade de geração próxima ao valor de sua carga.

O valor mínimo que a distribuidora de energia cobra do consumidor com microgeração fotovoltaica conectada à rede, não remunera seus prejuízos. Este valor não é suficiente para cobrir despesas com a manutenção da rede. Visto que ela terá que ter disponível essa quantidade de energia para fornecer ao consumidor, quando necessário. Sendo assim, há necessidade dos órgãos reguladores junto às distribuidoras de energia estipularem um valor que

remunere os custos para a distribuidora, mas sem deixar de atender a paridade tarifária.

Assim como em pesquisas realizadas em consumidores sem MGFV, a tarifa horária também não apresentou incentivos monetários suficientes para fazerem os consumidores mudarem seus hábitos de consumo, mas percebe-se um ótimo ganho para o consumidor sem MGFV que optar pela tarifa horária e deslocar sua curva de carga do horário de ponta para fora de ponta.

De forma geral, as análises realizadas neste trabalho mostraram que a aplicação da tarifa horária em consumidores residenciais é viável em conjunto com o sistema *net metering* para microgeração fotovoltaica. Mas que ainda não apresenta incentivos monetários maiores que a modalidade convencional, considerando os hábitos de consumo atuais.

Considerando hábitos de consumo atuais, o consumidor auto-produtor consegue ter economia com a instalação do sistema fotovoltaico, mas não com a tarifa horária.

E analisando o impacto da inserção de MGFV na rede, tem-se um percentual maior com a tarifa horária, constatando mais uma vez que, considerando os hábitos atuais de consumo, a tarifa horária não apresenta vantagens econômicas em relação a convencional nem para o consumidor nem para a distribuidora de energia elétrica.O cenário ainda poderá melhorar mais devido ao constante aumento da energia elétrica e queda dos preços dos sistemas FV.

Para encontrar o valor das faturas finais para a Opção 4 de cada análise, encontrou-se falta de informação nas regulamentações sobre o valor de tarifa que deverá ser aplicado, quando o consumidor sendo beneficiado pelo sistema de MGFV e tarifa horária, zerar seu balanço de energia ou consumir da energia valor menor que 30kWh, 50kWh ou 100kWh, dependendo da sua rede de fornecimento. Por exemplo, quando o consumidor com MGFV zera seu balanço de energia (consumo menos injeção), estando enquadrado na modalidade tarifaria convencional, é aplicado o valor da tarifa convencional no valor de consumo mínimo que deve ser pago às distribuidoras por estar conectado à rede. Não havendo valor definido para o caso da tarifa branca, que possui 3 preços diferentes, foi utilizado para as análises nesta tese o valor da tarifa de ponta, pois é a mais cara e acredita-se ser a mais justa forma de cobrar, visto

que os paineis geram energia em horário fora de ponta, mas os consumidores demandam grande quantidade de energia concentrada no horário de ponta.

Esta observação serve de alerta aos reguladores para que definam uma tarifa a ser aplicada nesta situação, em que o consumidor irá optar por instalar microgeração fotovoltaica e ser tarifado na modalidade horária ao mesmo tempo. Uma proposta para incentivar mais a instalação da microgeração fotovoltaica seria a distribuidora adotar a tarifa mais barata para cobrar do consumidor o valor referente ao uso do sistema de distribuição.

Outra proposta de melhoria na regulamentação seria estipular um período de teste para o consumidor que optar pela tarifa horária, por exemplo de 6 meses, onde seria instalado um medidor específico para tarifa horária por conta do consumidor que solicitá-lo a fim de que o consumidor conheça sua própria curva de carga e, assim, possa administrar seu consumo e consiga se beneficiar pela tarifa horária.

7.1 Propostas para Trabalhos Futuros

- Realizar análises de impacto da tarifa branca para outros grupos consumidores, considerando também a microgeração fotovoltaica.
- Buscar encontrar um tipo de tarifa que remunere o consumidor com MGFV, incentivando o aumento de adesão à esta tecnologia, pois como observado neste trabalho, a tarifa horária não apresenta incentivos significativos para instalação de MGFV quando comparada com a tarifa convencional.
- Realizar uma análise contendo as mesmas variáveis de entrada, mas considerando um modelo de negócio adotado em alguns países da Europa, como Alemanha, o sistema *Feed In Tariff*, para verificar se apresenta melhores resultados que o sistema *net metering* para o consumidor e distribuidora de energia elétrica ao mesmo tempo.

7.2 Trabalhos Publicados

Como produto desta tese, foram apresentados dois artigos e submetido um paper para a Revista Solar Energy (qualis A1).

1) “DISTRIBUTED PHOTOVOLTAIC MICROGENERATION FOR RESIDENTIAL CONSUMERS IN BRAZIL” apresentado no III Congreso Internacional de Innovación y Tendencias em Ingeniería (CONIITI), realizado de 4 a 6 de outubro de 2017.

2) “ECONOMIC VIABILITY OF INSTALLATIONS OF PHOTOVOLTAIC MICROGENERATION IN RESIDENCIES OF A SMART CITY”, apresentado no 6th IEEE International Conference Renewable ICRERA, realizado de 5 a 8 de novembro de 2017.

3) “IMPACT ANALYSIS OF TIME OF USE TARIFF FOR RESIDENTIAL CONSUMERS WITH PHOTOVOLTAIC MICROGENERATION IN BRAZIL”. submetido à Revista “Solar Energy”.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADEE. **Tarifas de energia.** Brasília, DF, 2015. Disponível em: <http://www.abradee.com.br/setor-de-distribuicao/tarifas-de-energia/tarifas-de-energia>. Acesso: 03 dez. 2015.

ALVES, F. N. R.; PECI, A. Análise de impacto regulatório: uma nova ferramenta para a melhoria da regulação naAnvisa.**Rev. Saúde Pública**, São Paulo, v. 45. n. 4, p. 1-4, 2011.

AGÊNCIA NACIONAL DE AVIAÇÃO CIVIL - ANAC. **Formulário de análise de impacto regulatório.**Brasília, DF, 2015. Disponível em: <http://www2.anac.gov.br/transparencia/Consulta2014/04/formulario.pdf>.Acesso: 03dez. 2015.

ANDRUSZKIEWICZ, Jerzy; LORENC, Józef; BOROWIAK, Waldemar; MICHALSKI, Artur.**Time of use tariff design for domestic customers integrating the management goals of efficient energy purchase and delivery.**New York: IEEE, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL.**Proposta de abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando reduzir as barreiras para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis, conectada em tensão de distribuição.**Brasília, DF, 2010a.Nota Técnica n° 0043/2010-SRD/ANEEL de 8 de setembro de 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL.**Resolução normativa nº 414:** estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada.Brasília, DF, 9 set. 2010b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL.**Proposta de consolidação da regulamentação acerca dos processos tarifários, com a elaboração dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.**Brasília, DF, 28 set. 2010c.Nota Técnica nº 311/2010– SRE-SRD-SRT-SFF-SEM-SRG/ANEEL.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Estrutura tarifária para o serviço de distribuição de energia elétrica:**audiência pública. Brasília, DF, 6 dez. 2010d. Nota Técnica nº 362/2010-SRE-SRD/ANEEL.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL.**Nota Técnica n° 0025/2011-SRD-SRC-SRG-SCG-SEM-SRE-SPE/ANEEL.** Brasília, DF, 2011a.Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/042/documento/nota_tecnica_0025_gd.pdf>. Acesso: 18 jan. 2216.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL.**Resolução Normativa nº 435:**define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários.Brasília, DF, 24 maio 2011b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº482/2012.** Brasília, DF, 2012a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº517, de 11 de dezembro de 2012.**Brasília, DF, 2012c.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 502, de 7 de agosto de 2012.**Brasília, DF, 2012d. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>. Acesso: 18 abr. 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Nota Técnica NT nº 17/2015 – SRD/ANEEL.**Brasília, DF, 13 abr. 2015a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Tarifas:**cálculo tarifário e metodologia: transmissão: tarifas de uso da transmissão.Brasília, DF, 2015b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Tarifas:**entendendo a tarifa: o que é a parcela B?.Brasília, DF, 2015c.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 649:** aprovação do submódulo 6.8 dos procedimentos de regulação tarifária – PRORET.Brasília, DF, 27 fev.2015d.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 687:** altera a resolução normativa nº482 de 17 de abril de 2012 e os Módulos 1 e 3 dos Procedimentos de Distribuição –PRODIST.Brasília, DF, 24nov.2015e.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Geração distribuída:** principais inovações. Brasília, DF, 2016a.Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false>. Acesso: 16 nov. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Matriz de energia elétrica.** Brasília, DF, 2016b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Geração Distribuída:** principais inovações.Brasília, DF, 2016c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas/-/asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc-1/656827?inheritRedirect=false>. Acesso: 16 nov. 2016

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Entendendo a tarifa:** como é composta a tarifa.Brasília, DF, 2016d. Disponível em: <www.aneel.gov.br>Acesso: 13 set. 2016.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Micro e minigeraçãodistribuída:**sistema de compensação de energia elétrica.2.ed. Brasília, DF, 2016d. (Cadernos Temáticos da ANEEL).

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL.**ANEEL aprova tarifa branca, nova opção para os consumidores a partir de 2018.**Brasília, DF, 2017a.Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-aprova-tarifa-branca-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false>. Acesso: 05 jan. 2017a.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Tarifas:**tarifasconsumidores:ranking das tarifas.Brasília, DF, 2017b

ANEEL (2017c). **Relatórios de consumo e receita de distribuição. consumidores, consumo, receita e tarifa média:** empresa, classe de consumo e nível de tensão.Brasília, DF, 2017c. Disponível em: <http://relatorios.aneel.gov.br/_layouts/xlviewer.aspx?id=/RelatoriosSAS/RelSAMPClasseConsNivel.xlsx&Source=http%3A%2F%2Frelatorios%2Eaneel%2Egov%2Ebr%2FRelatoriosSAS%2FForms%2FAllItems%2Easpx&DefaultItemOpen=1>. Acesso em: 01 jun. 2017.

ANGÊNCIA NACIONAL DE VIGILÂNCIA SANITÁRIA –ANVISA. **Análise de impacto regulatório.** Brasília, DF, 2015a.Disponível em: <http://portal.anvisa.gov.br/wps/content/Anvisa+Portal/Anvisa/regulacao+sanitaria/Assuntos+de+interesse/Analise+de+Impacto+Regulatorio/Assuntos+de+interesse/Analis e+de+Impacto+Regulatorio>. Acesso em: 02 dez. 2015.

ANGÊNCIA NACIONAL DE VIGILÂNCIA SANITÁRIA – ANVISA. **Análise de impacto regulatório:** nível 1.Brasília, DF, 2015b.Disponível em: <http://portal.anvisa.gov.br/>.Acesso em: 02 dez. 2015.

ANGÊNCIA NACIONAL DE VIGILÂNCIA SANITÁRIA – ANVISA. **Análise de impacto regulatório:** nível 2.Brasília, DF, 2015c.Disponível em: <http://portal.anvisa.gov.br/>.Acesso em: 02 dez. 2015.

ANGÊNCIA NACIONAL DE VIGILÂNCIA SANITÁRIA – ANVISA. **Análise de impacto regulatório:** nível 3.Brasília, DF, 2015d.Disponível em: <http://portal.anvisa.gov.br/>.Acesso em: 02 dez. 2015.

ANGÊNCIA NACIONAL DE VIGILÂNCIA SANITÁRIA – ANVISA. **Regulação em debate.**Brasília, DF, 2015e.Disponível em:http://www.anvisa.gov.br/Institucional/anvisa/pmr/entrevistas/entrevista_ed1.pdfAcesso em: 02 out. 2015.

BARBOSA FILHO, W. P.; AZEVEDO, A. C. S. de. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. In. SIMPÓSIO DE ESTUDOS E PESQUISAS EM CIÊNCIAS AMBIENTAIS NA AMAZÔNIA, 2., 2013, Belém. **Anais...** [S. l.; s. n.], 2013.

BRASIL. Casa civil. **Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA:** Decreto nº 5.025, de 30 de março de 2004. Brasília, DF, 2004.

BOCCUZZI, Cyro Vicente. A silenciosa mudança do modelo de negócios do setor elétrico mundial. In: FÓRUM LATINO AMERICANO DE SMART GRID, 7., 2014, São Paulo. **Anais eletrônicos...** [S. l.; s. n.], 2014. Disponível em: <http://www.smartgrid.com.br/eventos/smartgrid2014/069.pdf>. Acesso em: 31 jul. 2015.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME.**Manual da tarifação de energia elétrica.**Brasília, DF, 2011.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME.**Número de unidades residenciais com geração Distribuída quadruplica em 2015.**Brasília, DF, 2015. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticas/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/numero-de-unidades-residenciais-com-geracao-distribuida-quadruplica-em-2015>. Acesso em: 11 maio 2017.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia – MME.**Programa luz para todos.**Brasília, DF, 2015. Disponível em: <https://www.mme.gov.br/luzparatodos/Asp/o_programa.asp>. Acesso em: 19 mar. 2015.

BRASIL. Planalto do Governo – Casa Civil. **Decreto nº7685 de 1º de março de 2012:**Acordo entre o Governo da República Federativa do Brasil e o Governo da República Federal da Alemanha sobre cooperação no setor de energia com foco em energias renováveis e eficiência energética.Brasília,DF, 2012. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2012/decreto/D7685.htm>. Acesso em: 27 mar. 2017.

CASTRO, R.D.; JANNUZZI, G. M.; DRUMOND JÚNIOR, P. A importância das políticas públicas na difusão de fontes renováveis de energia.In: CONFERÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIAS INTELIGENTES, 2016, Curitiba. **Anais...** Curitiba: [s. n.], 2016.

CALIXTO, Bruno. **A Aposta da Alemanha em Energia Solar.** [S. l.: s. n.],2017.Disponível em: <http://epoca.globo.com/ciencia-e-meio-ambiente/blog-do-planeta/noticia/2017/06/aposta-da-alemanha-em-energia-solar.html>. Acesso: 19 set. 2017.

CABRAL, Isabelle de S.; TORRES, Adriana C.; SENNA, Pedro R. Energia solar:análise comparativa entre Brasil e Alemanha**.**In: Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental, 4., 2013, Salvador.**Anais...** [S. l.: s. n.], 2013.

CENTRO BRASILEIRO DE INFROMAÇÃO DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA - PROCEL. **Simuladores:** SINPHA. Brasília, DF, 2017. Disponível: <http://www.procelinfo.com.br/>. Acesso: 17 maio 2017.

CRN-BIO CONSULTORIAS INTEGRADAS. **ANEEL aprova tarifa branca, nova opção para os consumidores a partir de 2018.**[S. l.], 2017. Disponível em: <http://crnbio.com.br/aneel-aprova-tarifa-branca-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/.Acesso>. 09maio 2017.

DARBY, Sara. **Energy feedback in buildings – improving the infrastructure for demand reduction.**BuildingResearch and Information. 36(5): 499–508. (2008). http://dx.doi.org/10.1080/09613210802028428.

EHRHARDT-MARTINEZ, K.;DONNELLY, K. A.; LAITNER, J.P. **Advanced metering initiatives and residential feedback programs: a meta-review for household electricity-saving opportunities.**WashingtonAmerican Council for an Energy-EfficientEconomy (ACEEE), 2010.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.** Rio de Janeiro, 2012.(Nota Técnica EPE).

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Análise Inserção da geração fotovoltaica distribuída no brasil:**condicionantes e impactos.Rio de Janeiro, 2014. Nota Técnica nº 19/2014.(Série Recursos Energético).

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016:**ano base 2015. Rio de Janeiro, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Global marketoutlook for photovoltaics 2014 – 2018.[S. l.]:** EuropeanPhotovoltaicIndustryAssociation – EPIA, 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA - EPE. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.**Rio de Janeiro, 2012.Nota Técnica.

FARUQUI, A.; SERGICI, S., Household response to dynamic pricing of electricity:a survey of 15 experiments. **Journal of Regulatory Economics,**Dordrecht,v.38, p. 193, 2010.

FARUQUI, Ahmad and PALMER, Jenny.**Dynamicpricing of electricity and its discontents.**[S. l.: s. n.], 2011.

FARUQUI, Ahmad; PALMER,Jenny.**Thediscovery of price responsiveness:**a survey of experiments involving dynamic pricing of electricity. [S. l.: s. n.], 2012.

FERRAZ, Clarice. **A experiência alemã na energia solar.**[S. l.]: GGN, 2012. Disponível em: <http://jornalggn.com.br/blog/luisnassif/a-experiencia-alema-na-energia-solar>.Acesso em: 28 jan. 2016.

FERREIRA, Omar Campos. Promotion of the use of solar energy for water heating in the residential sector.**Economyand Energy Periodical**, [S. l.], Ano8, n. 47,p. 1, 2004.

FRANCISQUINI, Aislan Antônio. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição.**2006. 94 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual Paulista "Júlio de Mesquita Filho", Ilha Solteira, 2006.

GOTTWALT, Sebastian; KETTER, Wolfgang; BLOCK, Carsten; COLLINS, John; WEINHARDT, Christof.Demandside management: a simulation of household behavior under variable prices.**Energy Policy**, Surrey,v. 39, p. 8163–8174, 2011.

KAMERSCHEN, David R.; PORTER, David V.The demand for residential, industrial and total electricity, 1973–1998.**Energy Economics,**Guildford, v. 26, n. 1, p. 87–100, 2004.

KONZEN, Gabriel. **Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil:** uma simulação via modelo Bass.2014. 109 f. Dissertação (Mestrado em Ciências) - Universidade de São Paulo, USP, São Paulo, 2014.

LAMIN, Hugo. **Análise de Impacto regulatório da implantação de redes inteligentes no Brasil.** 2013.322 f. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília-UNB, Brasília, DF, 2013.

LIMA, Felipe R. de; CRUZ, Marcos V. Ramos da. **Análise de Impacto regulatório:** direito de exploração de satélite brasileiro.[S. l.: s. n.], 2014. Relatório de análise técnica da ANATEL,

LOUREIRO, Rodrigo Z. **Proposta de Portaria que aprova o processo para a elaboração e a revisão da regulamentação do setor de telecomunicações, e para a realização de análise de impacto regulatório.**Brasília, DF: ANATEL, 2015.

LUIZ, Cicéli. M. **Avaliação dos impactos da geração distribuída pra proteção do sistema elétrico.**2012. 151 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal de Minas Gerias -UFMG, Belo Horizonte, 2012.

MARTINS, Humberto F.; ANDRADE, Melissa. **Diagnóstico do processo de formulação e análise de políticas públicas em mercados regulados.**Brasília, DF: [s. n.], 2013.

MENDONÇA, José Vicente S. **Direito regulatório**: impacto regulatório: um obscuro objeto de desejo. [S. l.]: Conjur, 2010.

MIRANDA, Sílvia H. G.de; BARTHOLOMEU, Daniela B.; LIMA, Lilian Maluf de. A análise de impacto regulatório como novo instrumento de gestão pública no Brasil. In. Congresso da Sociedade Brasileira de Economia, Administração e Sociologia Rural – SOBER, 47.,2009, Porto Alegre, **Anais...** [S. l.], 2009.

NEVES, Lívia. As pequenas sob lupa.**Revista Brasil Energia,**[S. l.], n.435, ano 35,p. 20, 2017.

NEWSHAM, Guy R.; BOWKER, Brent G.The effect of utility time-varying pricing and load control strategies on residential summer peak electricity use: areview.**Energy Policy**, Surrey, v. 38,p. 3289–3296, 2010.

OLIVEIRA, Rafael C. R. **Administração pública, concessões e terceiro setor**. 3.ed. rev., ampl. e atual. Rio de Janeiro: Forense; São Paulo: Método, 2015.

PINA, André; SILVA, Carlos; FERRÃO, Paulo. The impact of demand side management strategies in the penetration of renewable electricity.**Energy,**[S. l.],v.41, p. 128-137, 2012.

POLLIT, Michael;SHAORSHADZE, Irina.**Therole of behavioural economics in energy and climate policy**.Cambridge: University of Cambridge, Eletricity Policy ResearchGroup, 2011.

REIS, Vagner V.; VALVERDE, Anderson R.; MENDONÇA, Ricardo R. S. **Viabilidade econômica de um projeto de microgeração fotovoltaica residencial no ambiente de compensação de energia elétrica.**[S. l.]:Convibra, 2015.

ROGERS, E.**TheDiffusionofInnovations.**5. ed. New York: TheFree Press, 2003.

SAMANEZ, Carlos Patrício. **EngenhariaEconômica.**[S. l.]: Pearson, 2009. 224p.

SANTOS, Paulo Eduardo Steele. **Tarifa de energia elétrica:** estrutura tarifária.Rio de Janeiro: Interciência, 2011. 146p.

SANTOS, K.M.; SOUZA, A. N.; GASTADELLO, D. S.; RAMOS, C. C. O.; COSTA Junior, P. **Development of an algorithm to determine load curves from possession and consumption habits for consumers:** residential, commercial and industrial. [S. l.]: SBSE, 2012.

SANTOS, Fernando. Junqueira. **Planejamento de redes de distribuição considerando geração distribuída.** 2013. 116 f.Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2013.

SANTOS, Thays Aparecida de Abreu. **Determinação do perfil da curva de carga residencial com base em um sistema difuso.** 2016.66 f.Tese(Doutorado) –Faculdade de Engenharia, Universidade Estadual de São Paulo, UNESP “Júlio de MesquitaFilho”, Ilha Solteira, 2016.

SCHLEICH, Joachim; KLOBASA, Marian.**Peak demand and time-of-use pricing in a field study of residential electricity demand in Germany**.Alemanha, 2013.

SOUZA, André Nunes; COSTA JUNIOR, Pedro da; OLIVEIRA, Renato de; ZAGO, Maria Goretti; PAPA,João Paulo; GASTADELLO, DaniloSinkiti.Algorithms for estimating load curves from standards of consumption habits.In: BRAZILIAN CONFERENCE ON DYNAMICS, CONTROL AND THEIR APPLICATIONS, 9.,2010, Serra Negra. **Proceedings…** [S. l.: s. n.], 2010.

SOUZA, Renan M. de. **Análise de Impacto Regulatório:** evolução e o cenário internacional no setor de telecomunicações: a experiência no Reino Unido.Trabalho de Conclusão de Curso (Monografia) - Instituto Nacional de Telecomunicações, Brasília, DF, 2011.

TORRITI, Jacopo. Price-based demand side management: Assessing the impacts of time-of-use tariffs on residential electricity demand and peak shifting in Northern Italy.**Energy,**[S. l.], v. 44, p. 576-583, 2012.

URSAIA, Guilherme Crippa**. A regulação da microgeração e minigeração de energia no Brasil.**[S. l.]: Ambiente Legal, 2016.Disponívelem: <http://www.ambientelegal.com.br/a-regulacao-da-microgeracao-e-minigeracao-de-energia-no-brasil/>.Acessoem: 27 jan. 2016.

WALAWALKAR, Rahul; FERNANDS, Stephen; THAKUR, Netra; CHEVVA, KondaReddy.Evolution and current status of demand response (DR) in electricity markets: Insights from PJM and NYISO.**Energy**,[S. l.], v. 35, p. 1553–1560, 2010.

APÊNDICE A – Proposta para cálculo das faturas

Foi elaborada uma proposta para encontrar os valores das faturas de cada Opção (1, 2, 3 e 4) citadas no Capítulo 5 da tese, através da utilização de planilhas, as quais são de fácil acesso e de fácil manuseio.

Num mesmo arquivo de planilhas, quando os dados de entrada são inseridos, os valores das faturas já são calculados automaticamente, além de, ao mesmo tempo, já se obter a viabilidade econômica através do VPL e da TIR.

Na Figura A.1, tem-se um exemplo (consumidor E1) dos dados de entrada que deverão ser inseridos para o cálculo das faturas. Os dados de entrada a serem inseridos são os valores dos campos em azul claro. Os dados nos campo laranja são resultados calculados a partir dos dados de entrada.

Figura A.1 – Quadro para dados de entrada

DADOS DE ENTRADA		
Consumo médio anual (kWh)		581,7
Irradiação Solar (Wh/m²)		4,65
Quantidade Paineis		18
Potência Paineis (Wp)		265
Capacidade dos paineis (Wh)		552294,45
Custo do Sistema FV		54972
Tarifas sem impostos	R$/kWh	Tarifas com impostos (R$/kWh)
FP	0,40737	0,62
I	0,60684	0,92
P	0,94146	1,43
Convencional	0,48794	0,74
Impostos (%)		Bandeira
PIS	1,65	0
COFINS	7,6	0,02
ICMS	25	0,03
TOTAL	0,3425	

Fonte: Próprio autor.

Para a Opção 1 (Figura A.2), a coluna “CONSUMO” será preenchida com valores obtidos na fatura de energia elétrica. A coluna “TOTAL 1” irá calcular a multiplicação entre o “CONSUMO” E “VALOR TARIFA”. A seguir

deverá preencher a coluna “VALOR BANDEIRA”, com o valor vigente nos respectivos meses, que também pode ser encontrado na própria fatura de energia elétrica. A coluna “TOTAL 2” irá multiplicar o valor de “CONSUMO” e “VALOR BANDEIRA”. E a coluna “TOTAL” irá somar as colunas “TOTAL 1” e “TOTAL 2” e apresentar o valor de fatura para cada mês. E por fim, no campo “SOMATÓRIO”, o consumidor terá o valor total gasto com energia elétrica pelo período de um ano.

Figura A.2 - Opção 1: Consumidor com Tarifa Convencional sem MGFV

MESES	CONSUMO (kWh)	VALOR TARIFA (R$/kWh)	TOTAL 1 (R$)	VALOR BANDEIRA (R$/kWh)	TOTAL 2 (R$)	TOTAL (R$)
Janeiro	581,7	0,74	431,69	0,02	11,634	443,32
Fevereiro	581,7	0,74	431,69	0,02	11,634	443,32
Março	581,7	0,74	431,69	0,02	11,634	443,32
Abril	581,7	0,74	431,69	0,02	11,634	443,32
Maio	581,7	0,74	431,69	0,02	11,634	443,32
Junho	581,7	0,74	431,69	0,02	11,634	443,32
Julho	581,7	0,74	431,69	0,02	11,634	443,32
Agosto	581,7	0,74	431,69	0,02	11,634	443,32
Setembro	581,7	0,74	431,69	0,02	11,634	443,32
Outubro	581,7	0,74	431,69	0,02	11,634	443,32
Novembro	581,7	0,74	431,69	0,02	11,634	443,32
Dezembro	581,7	0,74	431,69	0,02	11,634	443,32
				GASTO ANUAL		5319,86

Fonte: Próprio autor.

Ou então poderá calcular o valor total gasto com fatura anual pela média mensal de consumo para o período de um ano, utilizando a Tabela da Figura A.3.

Figura A.3 - Gasto anual pela média de consumo para opção 1

MESES	CONSUMO (kWh)	VALOR TARIFA (R$/kWh)	TOTAL 1 (R$)	VALOR BANDEIRA (R$/kWh)	TOTAL 2 (R$)	TOTAL FATURA MENSAL (R$)	TOTAL ANUAL (R$)
MÉDIA ANUAL	581,7	0,74	431,69	0,02	11,634	443,32	5319,86

Fonte: Próprio autor.

No caso da Opção 2, o consumidor irá preencher a coluna “CONSUMO” na Tabela da Figura A.4, da mesma forma que na Opção 1. A coluna “GERAÇÂO FV” deverá ser preenchida com o valor encontrado em

simuladores de sites de empresas de energia fotovoltaica ou no orçamento fornecido pelo fabricante, quando solicitado pelo consumidor. O valor encontrado é um valor médio, então, poderá ser colocado o mesmo valor para todos os meses. Feito isso, a coluna “COMPENSAÇÃO” irá calcular a diferença entre o consumo e a geração.

Figura A.4 - Opção 2: Consumidor com Tarifa Convencional, com MGFV

MESES	CONSUMO (kWh)	GERAÇÃO FV (kWh)	COMPENSAÇÃO (CONSUMO-GERAÇÃO)	VALOR TARIFA (R$/kWh)	kWh A PAGAR	TOTAL 1 (R$)	VALOR BANDEIRA (R$/kWh)	TOTAL 2 (R$)	TOTAL (R$)
Janeiro	581,7	552,29	29,41	0,74	50	37,11	0,02	1	38,11
Fevereiro	581,7	552,29	29,41	0,74	50	37,11	0,02	1	38,11
Março	581,7	552,29	29,41	0,74	50	37,11	0,02	1	38,11
Abril	581,7	552,29	29,41	0,74	50	37,11	0,02	1	38,11
Maio	581,7	552,29	29,41	0,74	50	37,11	0,02	1	38,11
Junho	581,7	552,29	29,41	0,74	50	37,11	0,02	1	38,11
Julho	581,7	552,29	29,41	0,74	50	37,11	0,02	1	38,11
Agosto	581,7	552,29	29,41	0,74	50	37,11	0,02	1	38,11
Setembro	581,7	552,29	29,41	0,74	50	37,11	0,02	1	38,11
Outubro	581,7	552,29	29,41	0,74	50	37,11	0,02	1	38,11
Novembro	581,7	552,29	29,41	0,74	50	37,11	0,02	1	38,11
Dezembro	581,7	552,29	29,41	0,74	50	37,11	0,02	1	38,11
GASTO ANUAL									457,27

Fonte: Próprio autor.

Como a Opção 2 ainda utiliza a tarifa convencional, a coluna “VALOR TARIFA” será preenchido com o mesmo valor de tarifa com impostos da Opção 1. A coluna “TOTAL 1” irá multiplicar a compensação pela tarifa. O valor da bandeira tarifária pode ser encontrado da mesma forma que na Opção 1. E a coluna “TOTAL 2” irá multiplicar o valor líquido da energia (COMPENSAÇÂO) pelo valor da bandeira. A coluna “TOTAL” irá somar os valores “TOTAL 1” e “TOTAL 2”, e novamente no campo “SOMATÓRIO”, o consumidor terá o valor total anual gasto com fatura de energia elétrica.

Ou também poderá calcular o valor total gasto com fatura anual pela média mensal de consumo para o período de um ano, utilizando a Tabela da Figura A.5.

Figura A.5 – Gasto anual pela média de consumo_Opção 2.

MESES	CONSUMO (kWh)	GERAÇÃO FV (kWh)	COMPENSAÇÃO (CONSUMO-GERAÇÃO)	VALOR TARIFA (R$/kWh)	kWh A PAGAR	TOTAL 1 (R$)	VALOR BANDEIRA (R$/kWh)	TOTAL 2 (R$)	TOTAL FATURA MENSAL (R$)	TOTAL ANUAL (R$)
MÉDIA ANUAL	581,70	552,29	29,41	0,74	50,00	37,11	0,02	1,00	38,11	457,27

Fonte: Próprio autor.

Para calcular a viabilidade da instalação de um sistema fotovoltaico com tarifa convencional, deve-se calcular a economia entre as duas opções, ou seja, a diferença entre o total anual gasto com fatura de energia para Opção 1 e Opção 2. Com o valor da economia será calculado o VPL e TIR para verificar a viabilidade do projeto de instalação da MGFV. Na Tabela da Figura A.6, a coluna “ECONOMIA” calcula a diferença entre a Opção 1 e a Opção 2. Pode-se verificar pelo exemplo que este consumidor terá uma economia média anual de R$ 4.862,59.

Figura A.6 - Economia na fatura com a instalação de MGFV considerando tarifa convencional

TOTAL ANUAL SEM GD (R$)	TOTAL ANUAL COM GD (R$)	ECONOMIA (R$)
5319,86	457,27	4862,59

Fonte: Próprio autor.

Para a Opção 3, devem ser calculadas as estimativas de consumo por posto tarifário. A Tabela da Figura A.7apresenta este cálculo e o somatório da fatura dos três postos, considerando a curva padrão da Figura 10. Nesta Tabela não consta o valor da bandeira tarifária.

Figura A.7 - Planilha para consumidores com três picos diário na curva de carga

Posto	%	Consumo (kWh/mês)	Tarifa por posto (R$/kWh)	TOTAL 1 (R$)
FP	72	418,824	0,62	259,49
I	7	40,719	0,92	37,58
P	21	122,157	1,43	174,91
Total	100	581,7		471,99

Fonte: Próprio autor.

E na Tabela da Figura A.8 tem-se o mesmo exemplo, mas considerando a curva da Figura 11.

Tabela A.8 - Planilha para consumidores com pico somente no final do dia

Posto	%	Consumo (kWh/mês)	Tarifa por posto (R$/kWh)	TOTAL 1 (R$)
FP	62	360,654	0,62	223,45
I	11	63,987	0,92	59,06
P	27	157,059	1,43	224,89
Total	100	581,7		507,40

Fonte: Próprio autor.

Verifica-se que há diferença entre os valores dependendo dos hábitos de consumo de cada unidade consumidora.

Após encontrar os valores finais para cada mês, esses deverão ser incluídos na coluna “TOTAL 1” da Tabela da Figura A.9. Na coluna “CONSUMO TOTAL” deverão ser colocados os valores de consumo total de cada mês, sem distinção de postos tarifários, para que estes valores sejam multiplicados pelo “VALOR BANDEIRA”. O resultado irá aparecer na coluna “TOTAL 2”, que será somado com o “TOTAL 1” na coluna “TOTAL”. E no campo final da coluna “TOTAL (R$)” cruzada com a linha “GASTO ANUAL”, o consumidor encontrará o valor gasto total anual com fatura de energia elétrica.

Figura A.9 - Planilha para cálculo da fatura final para Opção 3

MESES	TOTAL 1 (R$)	CONSUMO TOTAL (KWh/mês)	VALOR BANDEIRA (R$/kWh)	TOTAL 2 (R$)	TOTAL (R$)
Janeiro	471,99	581,7	0,02	11,634	483,62
Fevereiro	471,99	581,7	0,02	11,634	483,62
Março	471,99	581,7	0,02	11,634	483,62
Abril	471,99	581,7	0,02	11,634	483,62
Maio	471,99	581,7	0,02	11,634	483,62
Junho	471,99	581,7	0,02	11,634	483,62
Julho	471,99	581,7	0,02	11,634	483,62
Agosto	471,99	581,7	0,02	11,634	483,62
Setembro	471,99	581,7	0,02	11,634	483,62
Outubro	471,99	581,7	0,02	11,634	483,62
Novembro	471,99	581,7	0,02	11,634	483,62
Dezembro	471,99	581,7	0,02	11,634	483,62
GASTO ANUAL					5803,47

Fonte: Próprio autor.

Considerando valor médio para consumo de energia e valor médio para bandeira, pode-se utilizar a Tabela da Figura A.10.

Figura A.10 - Planilha para cálculo da fatura final para Opção 3 utilizando valores médios.

MESES	TOTAL 1 (R$)	CONSUMO TOTAL (KWh/mês)	VALOR BANDEIRA (R$/kWh)	TOTAL 2 (R$)	TOTAL MENSAL (R$)	TOTAL ANUAL (R$)
MÉDIA ANUAL	471,99	581,7	0,02	11,634	483,62	**5803,47**

Fonte: Próprio autor.

No caso da Opção 4 deve-se calcular o consumo equivalente em cada posto, a geração fotovoltaica em cada posto e a compensação entre o que foi gerado e o que foi consumido em cada posto tarifário.

Pela Tabela da Figura A.11 pode-se visualizar um exemplo que considera o consumo da rede sem a MGFV por posto e o consumo da rede com a MGFV e com o valor da energia estimada de geração mensal do sistema fotovoltaico, calcula-se a compensação primeiro no posto fora de ponta, visto que a maior parte da energia é gerada no horário fora de ponta, para depois aplicar o fator de ajuste e compensar nos outros postos tarifários. Neste

exemplo, houve consumo residual (63 kWh) apenas no horário de ponta, sendo maior que 50 kWh, calcula-se o valor da fatura considerando o valor total do consumo residual.

Figura A.11 – Consumo horário em cada posto tarifário.

Posto	Consumo mensal da rede, sem MGFV (Wh)	Consumo mensal da rede, com MGFV (Wh)	Consumo sem MGFV - Consumo com MGFV (Wh)	Créditos compensados	Wh a pagar	Tarifa (R$)	Fatura (sem bandeira) (R$)
FP	307137,60	139015,98	168121,62	0,00	0,00	0,62	0,00
I	29860,60	17710,12	12150,48	0,00	0,00	0,92	0,00
P	89581,80	85126,62	4455,18	63045,16	63045,16	1,43	90,27
FDS	155120,00	87946,45	67173,55	0,00	0,00	0,62	0,00
Consumo mensal total	581700,00	329799,17	251900,83		63045,16		90,27

Fonte: Próprio autor.

Os valores da energia estimada do sistema fotovoltaico e os fatores de ajuste contam na Tabela da Figura A.12.

Figura A.12 – Energia FV e Fatores de Ajuste.

Injeção (W)	Fator de Ajuste
552294,45	0,67
	0,64

Fonte: Próprio autor.

A Tabela da Figura A.13 exemplifica o cálculo do gasto com fatura anual para a opção 4 já considerando bandeira tarifária.

Figura A.13

CONSUMO RESIDUAL (Wh/mês)	VALOR BANDEIRA (R$/kWh)	TOTAL 2 (R$)	TOTAL MENSAL (R$)	TOTAL ANUAL (R$)
63045,16	0,02	1,26	91,53	**1098,41**

Fonte: Próprio autor.

E a economia entre as Opções 3 e 4 pode-se visualizar na Tabela da Figura A.14.

Figura A.14 - Economia na fatura com a instalaçãode MGFV considerando tarifa branca

TOTAL ANUAL SEM GD (R$)	TOTAL ANUAL COM GD (R$)	ECONOMIA (R$)
5803,47	1098,41	4705,06

Fonte: Próprio autor.

Por fim, com este valor pode-se calcular o VPL e verificar se a instalação de um sistema fotovoltaico para este consumidor é viável ou não, como foi demonstrado no subitem 5.6.3 do Capítulo 5 desta tese.