



Flávia Silveira de Azevedo

**Tarifa binômica para consumidores de baixa tensão no
Brasil: impactos e análise crítica**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em Metrologia da PUC-Rio como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre em Metrologia (Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação).

Orientador: Prof. Rodrigo Flora Calili

Rio de Janeiro
Outubro de 2018



Flávia Silveira de Azevedo

**Tarifa binômia para consumidores de baixa tensão no Brasil:
impactos e análise crítica**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Metrologia da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora abaixo assinada.

Prof. Rodrigo Flora Calili

Orientador

Programa de Pós-Graduação em Metrologia – PUC-Rio

Prof. Delberis Araújo Lima

Departamento de Engenharia Elétrica – PUC-Rio

Prof. Bernardo Vieira Bezerra

PSR Consultoria

Dr. Roberto de Miranda Musser

LIGHT – Serviços de Eletricidade S.A

Prof. Márcio da Silveira Carvalho

Coordenador Setorial de Pós-Graduação do
Centro Técnico Científico – PUC-Rio

Rio de Janeiro, 02 de outubro de 2018

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

Flávia Silveira de Azevedo

Formada em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro. Trabalha na Metron Brasil como Diretora de Operações. Atualmente mestranda do Programa de Pós-Graduação em Metrologia pela PUC Rio.

Ficha Catalográfica

Azevedo, Flávia Silveira de

Tarifa binômia para consumidores de baixa tensão no Brasil: impactos e análise crítica / Flávia Silveira de Azevedo; orientador: Rodrigo Flora Calili. – 2018.

158 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado)–Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Centro Técnico Científico, Programa de Pós-Graduação em Metrologia, 2018.

Inclui bibliografia

1. Metrologia – Teses. 2. Tarifa de demanda para baixa tensão. 3. Recursos energéticos distribuídos. 4. Net metering. 5. Redes elétricas inteligentes. 6. Regulação tarifária brasileira. I. Calili, Rodrigo Flora. II. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Centro Técnico Científico. Programa de Pós-Graduação em Metrologia. III. Título.

CDD:389.1

À Deus e à minha querida família

Agradecimentos

À Deus pela proteção e força nesta caminhada desafiadora.

Aos meus queridos pais, Mariana e Osvaldo, meus exemplos de vida e maiores incentivadores. Pelo amor e de dedicação à família e pelo comprometimento na educação das suas três filhas.

Ao meu marido, Hugo, às minhas irmãs, Priscilla e Marcelle, aos meus queridos sobrinhos Pedro, Isabella, Théo e Helena e, com muito carinho, à minha amada filha Luiza, que com apenas 3-4 anos soube compreender minhas ausências.

Ao meu professor e orientador Rodrigo Flora Calili, pelo apoio, disponibilidade e dedicação.

Aos membros da Banca Examinadora pelas valiosas contribuições para melhoria do texto final da dissertação.

A todos os professores do Pós-MQI/PUC-Rio pelos conhecimentos transmitidos e a Paula e Márcia, pela cordialidade de sempre.

Aos meus amigos da Metron que me apoiaram na realização dessa dissertação.

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

Resumo

Azevedo, Flávia Silveira de; Calili, Rodrigo Flora (Orientador). **Tarifa binômia para consumidores de baixa tensão no Brasil: impactos e análise crítica**. Rio de Janeiro, 2018. 158 p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Metrologia. Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação.

Nos últimos anos tem se verificado um papel mais ativo do pequeno consumidor com relação ao uso da energia elétrica. O acesso mais facilitado às tecnologias de geração distribuída, principalmente produção local fotovoltaica em telhados de residências e também às novas gerações de medidores inteligentes, despertou o interesse de pequenos consumidores para gerar sua própria energia, reduzindo sua fatura com a distribuidora e também sua dependência da rede de distribuição. Nesse contexto, o objetivo da dissertação é avaliar, com base em medições inteligentes reais, o impacto nas faturas de consumidores residenciais causado pela introdução de uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, em R\$/kW, aplicada sobre a demanda máxima registrada. A opção pelo tema buscou atender lacunas na bibliografia nacional por tratar-se de um assunto inovador, não só no Brasil, e que está sendo estudado em diversos países no mundo simultaneamente. A metodologia pode ser dividida, basicamente, em quatro fases: (i) Apuração da receita de referência; (ii) Cálculo das tarifas de distribuição nas modalidades horária e em R\$/kW; (iii) Cálculo e avaliação das receitas obtidas pela aplicação das tarifas às medições dos *clusters* de estudo; e (iv) Cálculo e avaliação das receitas obtidas pela aplicação das tarifas às medições dos *clusters* de estudo, considerando geração fotovoltaica distribuída. Os resultados permitiram identificar os perfis de consumo que seriam mais impactados pela introdução de uma tarifação sobre a demanda e também os efeitos resultantes da instalação de painéis solares nas residências, assim demonstrar que essa modalidade de tarifação, ao refletir os custos da atividade de distribuição de energia, propicia estabilidade das tarifas e evita subsídios cruzados.

Palavras-chave

Tarifa de Demanda para Baixa Tensão; Recursos Energéticos Distribuídos; *Net metering*; Redes Elétricas Inteligentes; Regulação tarifária brasileira

Abstract

Azevedo, Flávia Silveira de; Calili, Rodrigo Flora (Advisor). **Demand charge for low voltage consumers in Brazil: impacts and critical analysis**. Rio de Janeiro, 2018. 158 p. Dissertação de Mestrado – Programa de Pós-Graduação em Metrologia. Área de concentração: Metrologia para Qualidade e Inovação.

In recent years there has been a more active role of small consumers in relation to the use of electricity. The easier access to distributed generation technologies, mainly local photovoltaic production in residential roofs and also the new generations of intelligent meters, has brought the interest of small consumers to generate their own energy, reducing their invoice with the distributor and also their dependence on the distribution network. In this context, the objective of this dissertation is to evaluate, based on real smart measurements, the impact on the invoices of residential customers caused by the introduction of a demand charge, in R\$/kW, applied on the registered maximum demand. The option for the theme sought to address gaps in the national bibliography because it is an innovative subject, not only in Brazil, and which is being studied in several countries simultaneously. The methodology can be divided into basically four phases: (i) Calculation of the reference revenue; (ii) Calculation of distribution tariffs: hourly and based in R\$/kW; (iii) Calculation and evaluation of the revenues obtained by applying the tariffs to the measurements from the clusters to be studied; and (iv) Calculation and evaluation of the revenues obtained by applying the tariffs to the measurements from the clusters to be studied, considering distributed photovoltaic generation. The results allowed to identify the consumption profiles, whether they would be more impacted by the introduction of a demand charge and the impacts caused by the installation of solar panels by the residences as well as demonstrating that this type of charge, reflecting the costs of distribution, provides tariff stability and avoids cross subsidies.

Keywords

Demand Charges for Residential Customers; Distributed Energy Resources; Net metering; Smart Grid; Brazilian tariff regulation

Sumário

1	Introdução	15
1.1	Definição do problema de pesquisa	17
1.2	Objetivos	19
1.2	Contribuição da dissertação	19
1.4	Metodologia	20
1.5	Estrutura da dissertação	22
2	Regulação tarifária brasileira para a distribuição	24
2.1	Cenário mundial atual	24
2.2	O modelo de negócio de uma distribuidora	28
2.3	Modelo regulatório da distribuição no Brasil	31
2.4	Estrutura tarifária da distribuição no Brasil	37
2.5	A teoria marginalista	42
2.6	Metodologia de apuração das tarifas	44
2.7	Considerações sobre o capítulo	47
3	A tarifação pela demanda	48
3.1	O setor elétrico em transformação	48
3.2	Tarifa horária brasileira ofertada à baixa tensão	50
3.3	Alocação de custos de fornecimento de energia	52
3.4	Tecnologia de medição	55
3.5	Estruturação de tarifa de demanda	57
3.6	Questionamentos acerca da tarifa volumétrica	61
3.6.1	Alteração da relação histórica entre capacidade de geração e consumo da rede	63
3.6.2	Distintos perfis de uso da energia entre os consumidores	65
3.6.3	Maior difusão da geração distribuída	68
3.6.4	Tarifas volumétricas não são convergentes os custos reais	72
3.6.5	Transferência de custos dos clientes com geração distribuída para aqueles sem geração	73

3.6.6	Correta quantificação dos benefícios da geração distribuída	77
3.6.7	Consumidores respondem a sinais de preço	81
3.7	Experiência internacional na aplicação de tarifa de demanda para consumidor de baixa tensão	86
3.7.1	A experiência de Portugal	87
3.7.2	A experiência dos Estados Unidos da América	90
3.7.2.1	A experiência do estado americano do Arizona	92
3.7.3	A experiência da Austrália	95
3.7.3.1	A experiência do estado australiano de Victoria	97
3.8	Tabela comparativa entre os países analisados	98
3.9	Considerações finais sobre o capítulo	99
4	Modelo conceitual utilizado para realização do estudo	101
4.1	Visão geral do modelo	101
4.2	Fase 1 – Pesquisa documental e bibliográfica	104
4.3	Fase 2 – Apuração da receita de referência	104
4.4	Fase 3 – Cálculo da TUSD Fio B nas modalidades horária e em R\$/kW	105
4.4.1	TUSD Fio B na modalidade horária	105
4.4.2	TUSD Fio B em R\$/kW	107
4.5	Fase 4 – Cálculo das receitas obtidas pela aplicação das TUSDs Fio B às medições dos <i>clusters</i>	109
4.6	Fase 5 – Cálculo das receitas obtidas pela aplicação das TUSDs Fio B às medições dos <i>clusters</i> , considerando geração fotovoltaica distribuída	111
4.7	Considerações finais sobre o capítulo	113
5	Resultados do estudo de caso: concessionária Enel Rio	114
5.1	Projeto de P&D	114
5.1.1	Considerações quanto ao uso dos dados das medições	116
5.2	A concessionária objeto de estudo: Enel Rio	116
5.2.1	Volume de venda de energia	116
5.2.2	Investimentos realizados	118
5.2.3	Geração distribuída	118
5.2.4	Tarifas	119
5.3	Análise dos dados	121

5.3.1	Curva de carga	121
5.3.2	TUSDs Fio B vigentes: modalidades convencional e branca (horária)	122
5.3.3	Cálculo da TUSD Fio B em R\$/kW	123
5.3.4	Cálculo das TUSDs Fio B horária e em R\$/kW considerando a receita de referência	127
5.3.5	Obtenção dos clusters de estudo	129
5.3.5.1	Residências com medição de ar condicionado	130
5.3.5.2	Residências com medição de chuveiro elétrico	134
5.3.6	<i>Clusters</i> de estudo: residências sem e com medição de chuveiro elétrico	135
5.3.6.1	Análise do faturamento do <i>cluster</i> : residências sem medição de chuveiro elétrico	136
5.3.6.2	Análise do faturamento do <i>cluster</i> : residências com medição de chuveiro elétrico	137
5.3.7	A geração distribuída fotovoltaica a ser considerada	139
5.3.7.1	Análise do <i>cluster</i> : residências sem medição de chuveiro elétrico e com geração fotovoltaica distribuída	143
5.3.7.2	Análise do <i>cluster</i> : residências com medição de chuveiro elétrico e com geração fotovoltaica distribuída	145
5.4	Análise dos resultados	147
6	Conclusões e trabalhos futuros	151
7	Referências bibliográficas	153

Lista de Figuras

Figura 1.1	Delimitação da pesquisa	21
Figura 1.2	Desenho da pesquisa	22
Figura 3.1	Crescimento acumulado do consumo total e da capacidade instalada de geração elétrica no Brasil	64
Figura 3.2	Demanda máxima instantânea	64
Figura 3.3	Curvas de carga dos subgrupos residencial, comercial e indústria	66
Figura 3.4	Posse de ar condicionado e chuveiro elétrico na área de concessão da Enel Rio	67
Figura 3.5	Evolução da potência instalada de micro e minigeração distribuída no Brasil	71
Figura 4.1	Visão geral do modelo conceitual	103
Figura 5.1	Medidores Saga 2000 e Powersave	115
Figura 5.2	Participação na venda de energia no mercado cativo (GWh)	117
Figura 5.3	Evolução da venda de energia no mercado cativo	117
Figura 5.4	Evolução do investimento	118
Figura 5.5	Evolução da potência instalada	119
Figura 5.6	Curva de carga da residência média	121
Figura 5.7	Composição da tarifa para cliente residencial modalidade convencional e branca	123
Figura 5.8	Diferença percentual entre as tarifas sobre demanda e a convencional e fator de carga dos consumidores no período de pico	128
Figura 5.9	Curva de carga da média das residências com medição de ar condicionado	130
Figura 5.10	Fator de carga pico das residências com medição de ar condicionado	131
Figura 5.11	Curva de carga da medição de ar condicionado	133
Figura 5.12	Curva de carga da medição do chuveiro elétrico	134

Figura 5.13	Curva de carga da média das residências com medição de chuveiro elétrico	135
Figura 5.14	Fator de carga no período de pico das residências com e sem medição de chuveiro elétrico	136
Figura 5.15	Totalidade das faturas resultantes da aplicação das três modalidades de TUSD Fio B aos registros das residências sem medição de chuveiro	137
Figura 5.16	Totalidade das faturas resultantes da aplicação das três modalidades de TUSD Fio B aos registros das residências com medição de chuveiro	138
Figura 5.17	Plataforma Tigo Energy – Acompanhamento em tempo real da produção.	140
Figura 5.18	Plataforma Tigo Energy – perfil de geração de energia no dia 06/01/2017	140
Figura 5.19	Curva de carga da residência média após instalação de painéis fotovoltaicos	141
Figura 5.20	Fator de carga pico das residências antes e após a autoprodução fotovoltaica.	142
Figura 5.21	Consumo total, demanda máxima e fator de carga pico das residências sem chuveiro antes e após implantação de sistema fotovoltaico	143
Figura 5.22	Totalidade das faturas resultantes da aplicação das três modalidades de TUSD Fio B aos registros das residências sem chuveiro e com geração fotovoltaica	144
Figura 5.23	Consumo total, demanda máxima e fator de carga pico das residências com chuveiro antes e após implantação de sistema fotovoltaico	145
Figura 5.24	Totalidade das faturas resultantes da aplicação das três modalidades de TUSD Fio B aos registros das residências com chuveiro e com geração fotovoltaica	146

Lista de Quadros

Quadro 2.1	Definição e critério das tarifas de referência consideradas no cálculo da TUSD	44
Quadro 3.1	Potência média de alguns eletrodomésticos	68
Quadro 3.8	Comparação entre os países	99

Lista de Tabelas

Tabela 5.1	Posse média dos eletrodomésticos medidos na área da Enel Rio	114
Tabela 5.2	Tarifas para a classe residencial da Enel Rio, modalidades convencional e branca.	119
Tabela 5.3	Composição da carga da residência média	122
Tabela 5.4	Cálculo da TUSD Fio B única em R\$/kW para o agrupamento BT	124
Tabela 5.5	Receita resultante da aplicação das modalidades de TUSD Fio B	125
Tabela 5.6	TUSD Fio B horária e em R\$/kW que resultam na Receita de Referência	127
Tabela 5.7	Comparação dos dados da residência média da amostra e da residência média com AC	131
Tabela 5.8	Comparação dos dados da amostra e das residências com e sem medição de chuveiro elétrico	136
Tabela 5.9	Característica da residência média com geração fotovoltaica.	141
Tabela 5.10	Situação da residência média da amostra e dos <i>clusters</i> com chuveiro e sem chuveiro antes e após a autoprodução fotovoltaica.	142

1 Introdução

Nos últimos anos o pequeno consumidor tem mudado a forma de utilização da energia proveniente das redes de distribuição. Os consumidores estão passando a ter uma participação mais ativa devido a inovações tecnológicas cada vez mais acessíveis, como geração no local e medidores inteligentes.

As empresas de eletricidade, acostumadas com uma demanda de energia de suas redes sempre crescentes, estão verificando uma inversão desse histórico: o consumo de eletricidade da rede está diminuindo. No entanto, o setor elétrico vem demandando investimentos significativos para manter o nível maior de exigência de serviço atual e com menos usuários no sistema para recuperá-los.

Deve-se levar em conta que a rede de distribuição é dimensionada para atender a usos simultâneos da rede, o que faz com que a infraestrutura fique ociosa a maior parte do tempo. Sendo assim, quanto mais usuários utilizarem o sistema elétrico durante o período em que a demanda é máxima, maior deve ser a infraestrutura e, conseqüentemente, mais caro será prestar o serviço.

Como o consumo final de eletricidade historicamente tendia a ser relativamente insensível aos preços, as tarifas volumétricas (baseadas apenas no consumo de eletricidade do usuário, em kWh) usadas para recuperar os custos da rede eram adequadas.

No entanto, a nova geração de medidores e as novas tecnologias de Recursos Energéticos Distribuídos - como a geração distribuída no local e, no futuro, maior inserção de armazenamento de energia, oferecem oportunidades para os consumidores se tornarem mais sensíveis ao preço da eletricidade das distribuidoras e, dessa forma, os usuários da rede passam a ser menos dependentes da energia proveniente das redes das distribuidoras.

De fato, se os clientes geram e armazenam sua energia e apenas mantem uma conexão com a rede como segurança, eles não dependem sempre da distribuidora para suprimento de energia. No entanto, ainda requerem serviços de rede, assim a distribuidora daquela área precisa manter conectados muitos clientes que consomem

pouca energia fornecida por ela e, conseqüentemente, contribuem para apenas uma proporção da recuperação dos custos da rede.

Como a receita da distribuição de energia deve ser recuperada através de tarifas volumétricas e a quantidade de energia por usuário caiu, as taxas unitárias aumentaram e a repartição do seu pagamento entre diferentes tipos de consumidores foi alterada

Dessa forma, por causa da mudança da forma que o sistema opera, com indivíduos não só consumindo como também produzindo energia (usam e enviam energia ao sistema), a diferença entre o produto energia que a distribuidora vende e o serviço que ela fornece passou a ser crítica.

Além disso, a intermitência da geração distribuída, a maior parte composta de geração fotovoltaica, e a natureza dinâmica do fluxo de energia bidirecional faz com que o gerenciamento físico do sistema elétrica seja mais complexo.

Uma tarifa volumétrica não leva em conta o fato de que o custo de fornecer serviço elétrico é cada vez mais uma função da demanda de eletricidade no sistema, em vez da energia total consumida. Logo, enquanto a forma que os consumidores usam o produto energia e serviços de rede mudou, as tarifas geralmente não.

Sendo assim, reguladores em todo mundo estão buscando novas formas de cobrar com mais precisão os pequenos consumidores de acordo com seu uso de rede, incentivar esses consumidores a gerenciar seu uso e compensar adequadamente os recursos energéticos distribuídos.

A tarifa ideal deve recuperar não só custos que variam com a quantidade de energia consumida, mas também custos fixos que não variam com a quantidade de energia consumida, como a rede de distribuição que as distribuidoras devem manter independente se os consumidores usaram muito ou pouco a eletricidade.

Além disso, a tarifa de energia deve incentivar tecnologias que reduzem consumo e demanda, prover sinais de preços precisos para os clientes de como e quando usam eletricidade, refletir os tipos de serviços prestados pela distribuidora e os custos desses serviços, além de fornecer oportunidades para os clientes economizarem em suas faturas sem transferir custos para outros clientes.

Uma das opções seria incluir na tarifa de fornecimento de energia dos consumidores de baixa tensão, uma cobrança pela demanda (kW), baseada na demanda máxima registrada, tradicionalmente já aplicada a clientes comerciais e industriais de grande porte, para recuperar os custos não relacionados à quantidade de energia consumida.

Essa dissertação apresenta uma abordagem conceitual a respeito do modelo de negócio da distribuição de energia e da regulamentação tarifária, além de realizar uma análise com base em dados reais de medições inteligentes para verificar o impacto nas faturas de diferentes perfis de consumidores residenciais de energia elétrica causado pela introdução de uma tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) aplicada à demanda. E também com base em dados reais de geração distribuída fotovoltaica, analisa os impactos nas faturas dos mesmos consumidores após a implantação de painéis solares nas residências.

A opção pelo tema procurou atender a lacunas na bibliografia nacional por tratar-se de um assunto inovador no Brasil. Além disso, a dissertação pode ser considerada inovadora em virtude das análises terem sido realizadas com base em curvas de cargas obtidas por dados originários de medições inteligentes, inclusive medições individuais de equipamentos nas residências.

Os dados das medições das residências e equipamentos das residências são advindos de um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) entre a Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUC-Rio) e as concessionárias Enel Rio e Enel Ceará, utilizando-se os dados da primeira. Os dados da geração distribuída fotovoltaica são oriundos da medição da geração fotovoltaica distribuída instalada no telhado do Museu da Light, no Rio de Janeiro.

1.1

Definição do problema de pesquisa

Considerando que:

- a forma de utilização da rede de distribuição pelos pequenos consumidores está mudando;
- a nova geração de medidores e as novas tecnologias de Recursos Energéticos Distribuídos fazem com que os usuários da rede fiquem cada vez menos dependentes dela;
- como a receita da distribuição de energia deve ser recuperada através das tarifas de uso de distribuição de energia elétrica essencialmente dada em R\$/MWh e a quantidade de energia demandada por usuário tende a reduzir, as taxas unitárias tenderão a aumentar assim como a repartição do seu pagamento deverá ser alterada, resultando em uma transferência de custos entre grupos de clientes;

- a tarifa volumétrica não leva em conta o fato de que o custo de fornecer serviço elétrico é cada vez mais uma função da demanda de eletricidade no sistema, em vez da energia total consumida;
- devido à mudança de como o sistema elétrico opera, causada pela inserção crescente dos Recursos Energéticos Distribuídos, a diferença entre o produto energia que a distribuidora vende e o serviço que ela fornece passou a ser crítica.

Sendo assim, este cenário que está se configurando deu origem à questão principal da pesquisa:

"Qual seria o impacto nas faturas de consumidores residenciais causado pela introdução de uma tarifa de uso do sistema de distribuição baseado na demanda máxima registrada pelos consumidores?"

Com base nessa pergunta, desdobraram-se as questões específicas a seguir:

- Quais são as inconsistências da atual estrutura tarifária brasileira para a baixa tensão diante do contexto que se apresenta?
- Qual seria a tarifa de uso do sistema de distribuição em R\$/kW equivalente à tarifa volumétrica (R\$/MWh) vigente, ou seja, aquela que mantém a mesma receita requerida?
- Há uma transferência de custos entre grupos de consumidores na atual estrutura tarifária brasileira?
- Quais perfis de uso de energia seriam mais impactados pela introdução de uma tarifa baseada na demanda máxima?
- Qual seria o resultado da introdução de uma tarifa baseada na demanda máxima após implantação de painéis solares no telhado das residências analisadas?

Para responder a esses questionamentos, a dissertação utilizou dados de medições inteligentes, inclusive medições individuais de equipamentos em residências advindos de um projeto de P&D e utilizando os dados da área de concessão da Enel Rio, conforme já mencionado. Também foi estudada a formação da tarifa para baixa tensão no Brasil para formulação de uma opção tarifária baseada na demanda máxima.

Assim, após tratamento e avaliação dos dados, foram traçados os perfis de uso de energia das residências da amostra que seriam mais impactados pela introdução de uma

tarifa de uso de distribuição a ser aplicada sobre a demanda máxima. Também foi avaliado qual seria o impacto após implantação de painéis solares nos telhados dessas residências analisadas.

1.2 Objetivos

O objetivo principal dessa dissertação é a avaliação da viabilidade da cobrança de uma tarifa baseada na demanda para os consumidores de baixa tensão que traga maior eficiência para o sistema elétrico brasileiro através da verificação do impacto nas faturas de consumidores residenciais causado pela introdução dessa modalidade tarifária.

A fim de se atingir o objetivo principal, deve ser alcançado os seguintes objetivos específicos:

- Analisar o contexto atual do setor elétrico assim como o modelo de negócios da distribuição no Brasil e a metodologia utilizada para o estabelecimento das tarifas para o consumidor de baixa tensão;
- Avaliar as inconsistências apresentadas pela tarifa de fornecimento em vigor e experiências internacionais de adoção de tarifa baseada em demanda para consumidores de baixa tensão;
- Desenvolver metodologia para analisar o impacto nas faturas de consumidores residenciais causados pela introdução de uma tarifa de uso do sistema de distribuição dada em R\$/kW;
- Demonstrar o efeito causado pela introdução de uma tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) aplicada sobre a demanda às faturas de diferentes perfis de consumidores residenciais, inclusive analisando os impactos após instalação de painéis solares.

1.3 Contribuição da dissertação

A opção pelo tema buscou atender lacunas na bibliografia nacional por tratar-se de um assunto inovador, não só no Brasil, e que está sendo estudado em diversos países

no mundo simultaneamente, resultado da introdução acelerada de novas tecnologias de recursos energéticos distribuídos com capacidade de alterar o funcionamento tradicional do sistema elétrico.

Dessa forma, o trabalho pode ser considerado pioneiro e é uma grande oportunidade de contribuir para a bibliografia nacional e internacional, servindo de incentivo a trabalhos futuros.

No arcabouço acadêmico o tema está alinhado com a linha de pesquisa de redes inteligentes do Programa de Pós-Graduação em Metrologia para Qualidade e Inovação (Pós-MQI) na PUC-Rio, e através desta dissertação busca-se abrir a discussão em nível regulatório e da academia quanto à relevância de se elaborar mais trabalhos para contribuir diretamente à sociedade.

No âmbito profissional, o tema está aderido aos interesses do regulador do setor elétrico brasileiro, a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), uma vez que tem como uma de suas principais atribuições a regulação da distribuição e consequente estabelecimento das tarifas de uso do sistema de distribuição. A mudança no modelo tarifário dos consumidores em baixa tensão foi tema da Consulta Pública nº 33 do MME intitulada “Aprimoramento do marco legal do setor elétrico” realizada entre 05/07/2017 à 17/08/2017 e também da Consulta Pública nº 002/2018 da ANEEL, cujo objetivo foi “obter subsídios relativos à necessidade de aperfeiçoamentos na estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras do Grupo B (Baixa Tensão) e os impactos associados à sua aplicação”, o qual foi realizada entre 09/03/2018 e 11/05/2018.

A dissertação ainda pode ser considerada inovadora, em virtude de as análises terem sido baseadas nas curvas de carga obtidas por medições inteligentes realizadas em amostra de residências, inclusive medições dos equipamentos principais das residências, possíveis devido ao projeto de P&D.

1.4 Metodologia

A pesquisa foi baseada nos pilares apresentados na figura 1.1.

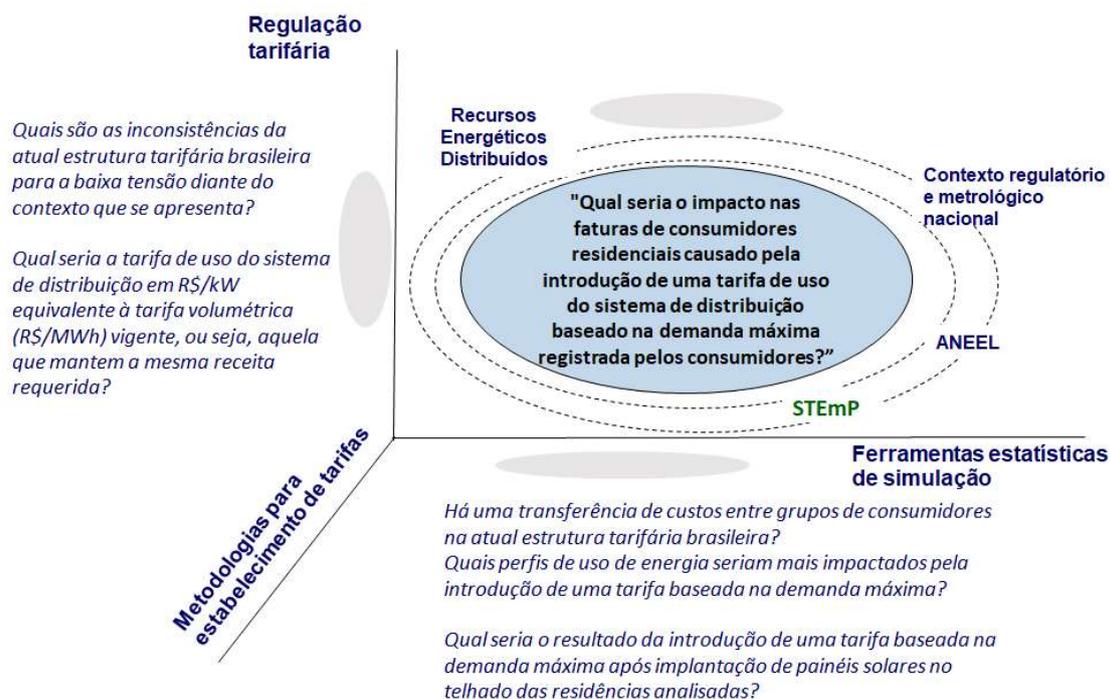


Figura 1.1 – Delimitação da pesquisa

Fonte: Elaboração própria

1. Ferramentas Estatísticas: Simulações foram realizadas para análise do impacto da introdução de uma nova tarifa.
2. Regulamentação: estudo da regulamentação e dos Procedimentos de Regulação Tarifária para entendimento do modelo de negócios do setor de distribuição de energia elétrica e da estruturação de tarifas.
3. Pesquisa de experiências internacionais: Ampla pesquisa em diversas bases de dados do estado da arte da aplicação de tarifas de demanda para consumidores de baixa tensão.

Conforme a taxonomia proposta por Vergara (Vergara, 2007) a pesquisa pode ser classificada quanto à natureza, aos meios de investigação e aos fins a que se propõe:

- Quanto à natureza: estudo de caso com característica predominantemente quantitativa;
- Quanto aos meios: em relação aos meios de investigação, é uma pesquisa bibliográfica, pois envolveu estudo de artigos, revistas, jornais, sites de internet; pesquisa documental pois contemplou análise de documentos de órgãos públicos e privados; e também pode ser considerado com um

estudo de campo, pois se utilizou de medições de energia realizadas em amostra de residências.

- Quanto aos fins: trata-se de pesquisa descritiva, metodológica e aplicada.

A Figura 1.2 apresenta a sequência da pesquisa em suas três grandes fases: (i) exploratória; (ii) pesquisa aplicada; (iii) conclusivo-propositiva.



Figura 1.2 – Desenho da pesquisa

Fonte: Elaboração própria

1.5 Estrutura da dissertação

Esta dissertação é composta por seis capítulos. O **Capítulo 1** apresenta o contexto do assunto da dissertação, a definição do problema da pesquisa, os objetivos a serem pesquisados, a motivação pela opção do tema, e a metodologia aplicada.

O **Capítulo 2** aborda o modelo regulatório do setor de distribuição no Brasil, incluindo a estrutura tarifária e a metodologia de apuração das tarifas.

O **Capítulo 3** contempla os aspectos principais para estruturação de tarifa de distribuição de energia aplicadas sobre a demanda máxima, apresentando os principais

questionamentos das tarifas vigentes e algumas experiências de países que introduziram tarifas de demanda para consumidores de baixa tensão.

Diante do contexto apresentado no referencial teórico, o modelo conceitual utilizado para realização do estudo é detalhado no **Capítulo 4**, em que se explica os cálculos realizados nessa dissertação.

O **Capítulo 5** abrange o estudo de caso realizado para a amostra de residências medida na área de concessão da Enel Rio, mostrando como os dados da pesquisa foram tratados e apresenta os resultados obtidos com base na metodologia do capítulo anterior.

Finalmente, no **Capítulo 6** formulam-se as conclusões da pesquisa e endereçam-se propostas para estudos futuros, como desdobramentos naturais e aprofundamento de aspectos relevantes que emergiram da presente pesquisa.

2 Regulação tarifária brasileira para a distribuição

Nesse capítulo inicialmente apresenta-se o cenário em que se encontra o setor elétrico mundial, vivenciando uma mudança sem precedentes. A crescente descentralização das redes elétricas está levando a uma redução da eletricidade fornecida pelas distribuidoras, além disso, o sistema está cada vez mais digitalizado e o portfólio de geração de energia mais renovável e intermitente.

Sendo assim, são abordados nesse capítulo o atual modelo de negócios das distribuidoras e a metodologia de formação de tarifas no Brasil, para assim ser possível analisar as questões decorrentes da atual regulamentação face ao cenário que se apresenta.

2.1 Cenário Mundial Atual

No mundo todo, os sistemas elétricos estão experimentando uma mudança sem precedentes que tem o potencial de promover uma “disruptura” na conjuntura atual (*status quo*) impulsionada por um conjunto de tendências (MIT, 2016):

- Crescente descentralização das redes elétricas estimulada pelo desenvolvimento dos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs)¹, de novas opções de fornecimento e da utilização de serviços elétricos com a consequente redução do consumo de energia proveniente das redes de distribuição.
- O sistema elétrico está se tornando mais digitalizado, o desenvolvimento de tecnologias de informação e comunicação permitem que a energia seja produzida, distribuída e consumida de forma mais inteligente e eficiente pelos agentes. A digitalização do sistema elétrico permite avaliar e

¹ Nesse trabalho, Recursos Energéticos Distribuídos são definidos como recursos capazes de fornecer serviços de eletricidade, atuando do lado da demanda e da oferta e normalmente junto a unidades consumidoras, incluindo: gerenciamento de demanda, geração distribuída, armazenamento de energia e eficiência energética (FGV, 2016).

comunicar o valor dos serviços elétricos com maior precisão e granularidade temporal e locacional, possibilitando que a demanda por energia responda mais ativamente às alterações de preço, o que torna o consumo de eletricidade mais flexível e eficiente. Dessa forma, a rede passa a ser mais eficientemente gerenciada, finalizando a era do gerenciamento passivo das redes, quando eram dimensionadas para satisfazer margens físicas de segurança e atender a demanda de pico agregada de consumidores igualmente passivos, com baixa flexibilidade de consumo e poucas escolhas, o que, em muitos casos, resultava em uma infraestrutura cara e subutilizada.

- O portfólio de geração de energia está ficando mais renovável e intermitente com o aumento expressivo principalmente da geração solar e eólica, as quais possuem variação na capacidade de produção ao longo do dia e ao longo do ano.
- Descarbonização dos sistemas elétricos como parte do esforço global de mitigação das mudanças climáticas. Em dezembro de 2015, na 21ª Conferência das Partes (COP-21) da Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre as Mudanças do Clima (UNFCCC) de 2015, 195 países² mais a União Europeia ratificaram o Acordo de Paris, cujo compromisso é manter o aumento da temperatura média global a menos de 2°C acima dos níveis industriais e promover esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais.
- Aumento da integração da eletricidade com outras infraestruturas críticas - como comunicações, transportes, gás natural - evidenciando a importância de eletricidade nas economias modernas. O gás natural é considerado um combustível de transição para reduzir as emissões de CO₂ e contribui na integração das renováveis intermitentes, por isso está ganhando espaço no portfólio de geração de energia em muitos países. Com relação ao setor de transportes, que não era diretamente dependente do sistema elétrico, está passando a representar uma importante classe de consumidor de energia elétrica com o desenvolvimento dos veículos

² Em junho de 2017 os Estados Unidos anunciaram a saída do acordo, mas o Acordo estabelece que a retirada somente se pode dar após três anos da data que o Acordo tenha entrado em vigor (novembro de 2016), o que seria em novembro de 2019.

elétricos. Além disso, esse segmento pode atuar não só como uma demanda significativa, flexível ou programável, mas também como um recurso de suprimento flexível e distribuído de energia.

A cadeia de fornecimento tradicional de energia seguia um fluxo em uma direção, dos geradores para as redes das transmissoras e distribuidoras, finalizando no consumidor final, o que permitia um planejamento central e separação clara de papéis e responsabilidades entre os agentes.

Esse cenário está mudando rapidamente. O consumidor está tomando um papel cada vez mais ativo nesse sistema à medida que novas tecnologias de REDs são desenvolvidas e se tornam acessíveis, passando a ser capaz de influenciar o fluxo e demanda na rede através de geração própria, armazenamento de energia, gerenciamento de sua demanda e consumo e eficiência energética. Assim, os consumidores decidirão quais e onde instalarão os REDs baseados em sua própria relação de custo e benefício.

Segundo o relatório do *MIT Energy Initiative, Utility of the Future* (MIT, 2016), podem ser citadas três principais propulsores para a taxa acelerada de desenvolvimento dos REDs:

1. Redução do custo de várias tecnologias, principalmente eólica e solar fotovoltaica, as duas tecnologias que lideram as tecnologias renováveis não hidráulicas, as quais tiveram seu custo reduzido em 40% e 60% respectivamente entre 2008 e 2014. Os custos das tecnologias de armazenamento de energia estão também reduzindo rapidamente: baterias de íons de lítio, a tecnologia mais escolhida para veículos elétricos e para projetos de armazenamento de energia estacionários, teve redução anual de 14% entre 2007 e 2014.
2. Políticas de incentivo ao desenvolvimento de tecnologias de geração renovável de energia e de descarbonização do setor elétrico criaram um ambiente favorável de investimento e inovação tecnológica.
3. Papel mais proativo do consumidor que tem a possibilidade de escolher o fornecimento e a origem da eletricidade que utiliza baseado em diversos parâmetros como custos, impacto ambiental, controle da geração de sua energia, insatisfação com fornecedor atual.

Os REDs disponibilizam um nível sem precedentes de escolha para os agentes em relação a seu suprimento de energia e ao controle de seu consumo de energia com oportunidades de investimento em geração distribuída, aparelhos inteligentes e de gerenciamento doméstico de consumo e demanda e opções de eficiência energéticas.

No entanto, a maioria dos sistemas elétricos não possuem um sistema de valoração de serviços de eletricidade adequado à nova realidade. Como resultado, alguns consumidores podem estar fazendo investimentos ineficientes ou sendo sobrecompensados pelos serviços que eles fornecem ao sistema, ao mesmo tempo em que oportunidades que poderiam gerar valor não são realizadas porque não possuem compensação adequada.

O principal desafio para a inserção eficiente de RED no Brasil está relacionado ao modelo de tarifação da energia elétrica atualmente vigente. Isto porque tarifas volumétricas (baseada exclusivamente no consumo em kWh, no caso da baixa tensão), sem granularidade temporal e sem o devido sinal locacional não permitem sinalização econômica para que a inserção dos RED seja adequadamente valorada e revertida em benefícios sistêmicos (FGV, 2016).

As novas tecnologias de comunicação e informação a baixo custo, incluindo os medidores avançados, permitem a adoção de tarifas e preços de eletricidade que refletem melhor seus custos e, assim, podem desenvolver o “lado da demanda” do sistema elétrico. Preços e tarifas eficientes dão flexibilidade ao consumo de eletricidade e valor apropriado aos serviços que os recursos distribuídos fornecem.

A velocidade da adoção de painéis solares em residências, por exemplo, demonstra que os consumidores são sim capazes de reagir rapidamente a sinais econômicos, e com isso a importância de uma regulação proativa

Além disso, a rápida penetração dos REDs, principalmente a geração de energia renovável distribuída e mais recentemente o armazenamento de energia, está alterando a tradicional estrutura do setor elétrico levando muitos especialistas a defender que o modelo de negócios atual, o qual tem sido utilizado nos últimos 100 anos, não é mais satisfatório.

O modelo de negócios tradicional aplicado às distribuidoras de energia pode ser resumido a um retorno regulado sobre o valor contábil dos ativos prudentes utilizados para disponibilizar uma infraestrutura confiável, através de faturamento dos consumidores, principalmente por meio de tarifas volumétricas baseadas no consumo de energia.

2.2 O modelo de negócio de uma distribuidora

O setor de energia elétrica pode ser subdividido em quatro segmentos de negócio: geração, transmissão, distribuição e comercialização.

As indústrias de redes de energia elétrica (distribuição e transmissão) possuem características de monopólio natural, ou seja, uma única empresa consegue atender o mercado com um produto ou serviço a um custo menor do que mais de uma, resultado do aproveitamento máximo das economias de escala existentes, que é o caso do setor de transporte de energia elétrica. Sendo assim, a teoria econômica justifica a regulação de tais atividades, pois um monopolista não regulado tenderia a fixar preços muito altos.

O regulador do setor elétrico deve determinar o nível e estrutura das tarifas de transporte de energia elétrica capazes de maximizar o bem-estar social ao mesmo tempo em que procura garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessão do serviço público. As tarifas estabelecidas devem ser capazes de permitir o bom funcionamento das empresas reguladas, cobrindo seus custos operacionais e de investimentos, e simultaneamente assegurar a qualidade do serviço e o atendimento à demanda.

O regulador deve então garantir que as receitas totais provenientes do fornecimento de serviço de eletricidade se igualem aos custos totais da concessionária de transporte (custos operacionais e investimentos prudentes realizados) adicionado do retorno sobre o capital permitido. No Brasil, o órgão regulador do setor elétrico é a ANEEL (Agência Nacional de Energia Elétrica), autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia (MME).

A atividade de distribuição de energia elétrica, foco desse estudo, disponibiliza o meio físico de transporte de energia aos acessantes. Sendo assim, todo acessante, seja carga ou geração, paga um encargo de uso pelo serviço de acesso à rede de distribuição.

Os principais custos de uma distribuidora são:

- Custos fixos ou de capital: investimentos em infraestrutura de rede (fios, subestações, transformadores), novas conexões a geradores,

consumidores ou redes adjacentes, depreciação, custos de dívida e retorno de capital permitido.

- Custos operacionais: manutenção e operação da infraestrutura de rede, serviços prestados, despesas administrativas.

Um dos marcos da reestruturação do setor elétrico brasileiro realizada na década de 90 foi a desverticalização com a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Foi incluída a competição nos segmentos de comercialização e geração e os setores de transmissão e distribuição passaram a ter regulação por incentivo baseada em desempenho: regulação por preço teto (*price cap*) para a definição das tarifas das distribuidoras e por receita permitida (*revenue cap*) para as transmissoras. Foi implementado também o livre acesso às redes de distribuição e a criação da figura do consumidor livre.

A Lei nº 8.631/1993 extinguiu o regime de equalização das tarifas de energia elétrica, até então, havia uma única tarifa de energia elétrica em todo o Brasil para garantir a remuneração mínima das concessionárias, independentemente de sua eficiência. E a Lei Geral das Concessões (Lei nº 8.987/1995) determinou que a tarifa fosse fixada por concessionária, conforme características específicas de cada área de concessão.

As empresas de distribuição tiveram uma redefinição de seus papéis com a segregação das atividades de distribuição e comercialização: a distribuição passou a ser especificamente a rede física de transmissão de baixa voltagem, é ela que faz a interface com os consumidores finais e atualmente representa o varejo do mercado cativo de energia elétrica. Para cumprir esse compromisso, os custos da empresa devem ser cobertos pela tarifa cobrada, que inclui o ressarcimento de três grupos de custos distintos: geração de energia, transporte da energia (transmissão e distribuição) e encargos setoriais. Além disso, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de luz, respectivamente, o PIS/COFINS, o ICMS e a Contribuição para Iluminação Pública.

A infraestrutura da rede de distribuição³ é dimensionada para atender as demandas máximas de energia elétrica dos seus consumidores, ou seja, as cargas no horário em que a rede entrega a maior potência.

A partir da Lei nº 10.848/2004, as relações comerciais do setor elétrico brasileiro passaram a se estabelecer em dois ambientes: Ambiente de Contratação Regulada - ACR e no Ambiente de Contratação Livre – ACL, com todos contratos de energia contabilizados mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e regras definidas pela ANEEL.

As distribuidoras compram a energia para revenda a seus consumidores através de leilões públicos no ACR, com o objetivo de garantir transparência e melhores preços do custo de compra de energia. No ACR, a contratação de energia pelos consumidores é realizada através da distribuidora em que uma unidade consumidora está localizada. As tarifas, de transporte e energia, são fixadas pela ANEEL e não podem ser negociadas.

No ACL ou mercado livre, geradores, comercializadores e consumidores livres negociam a energia através de contratos bilaterais. Os consumidores podem escolher livremente seus fornecedores de energia e negociam com eles as condições de contratação da energia. Esse mercado está acessível para os consumidores com demanda contratada acima de 3.000 kW⁴.

Para os consumidores com demanda entre 500 kW e 3.000 kW, há a possibilidade de contratação livre de energia de fontes denominadas especiais⁵. Além disso, unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito podem agregar suas cargas para atingir o nível de demanda de 500 kW exigido para se tornar consumidor especial.

O acesso às redes de distribuição deve ser não discriminatório e o acessante deve remunerar adequadamente à distribuidora pelo uso desse meio físico de transporte de

³ Subestações/transformadores de potência, alimentadores circuitos primários, transformadores de distribuição, circuitos secundários, ramais de serviço, medidores, equipamentos de controle e proteção.

⁴ Além do nível de demanda contratada igual ou superior a 3.000 kW, as unidades que se conectaram ao sistema elétrico antes de 7 de julho de 1995 têm de estar recebendo energia em tensão superior a 69 kV. A partir de 1º de janeiro de 2019, mesmo os consumidores atendidos sem tensão inferior a 69kV poderão optar pela migração para o mercado livre (Lei nº 13.360/2016).

⁵ Geração oriunda de aproveitamentos de potencial hidráulico de potência superior a 1.000kW e menor ou igual a 30.000 kW, empreendimentos com potência instalada igual ou inferior a 1.000 kW e empreendimentos a biomassa, energia eólica o solar com potência injetada menor ou igual a 30.000 kW (Resolução Normativa ANEEL nº 247 de 21 de dezembro de 2006)

energia. Todo acessante do sistema de distribuição paga um encargo de uso desse sistema, independente da forma de contratação da energia que consome ou gera.

Como mencionado anteriormente, o modelo de regulação econômica do segmento de distribuição adotado no Brasil é o denominado regulação por preço teto (*price cap*). O objetivo principal da regulação pelo preço teto é regular o preço máximo para o fornecimento de determinado produto ou serviço. Trata-se de um método de regulação por incentivos, em que as empresas recebem incentivos financeiros para serem mais eficientes: toda melhoria de eficiência ocorrida durante o período tarifário, resultará em ganhos excedentes que podem ser apropriados pela concessionária, levando-as a buscarem o nível ótimo de eficiência produtiva.

Os custos regulatórios definidos pela ANEEL, e aplicado nos processos de revisão tarifária, podem ser maiores ou menores do que os custos reais praticados pela distribuidora, pois os custos regulatórios são aqueles considerados razoáveis dado certo nível de eficiência, utilizando métodos de comparação entre as próprias distribuidoras ou outras referências (*benchmarking*).

Resumidamente, no modelo *price cap*, o regulador fixa um preço unitário a ser aplicado a determinada distribuidora, por um prazo determinado (ciclo tarifário) de 4 ou 5 anos. Os preços são calculados para o ano base do período tarifário sendo anualmente reajustados com base na inflação, a fim de manter o equilíbrio econômico-financeiro das empresas no período tarifário, e num fator de eficiência, o fator X^6 , até a revisão tarifária seguinte. Nas revisões tarifárias, os ganhos de produtividade obtidos pelas distribuidoras são transferidos ao consumidor.

No próximo tópico é apresentado mais especificamente o modelo regulatório da distribuição no Brasil, representado por dois mecanismos de reposicionamento de tarifas.

2.3 Modelo regulatório da distribuição no Brasil

Nos processos tarifários das distribuidoras brasileiras, seus custos são analisados em duas categorias distintas:

⁶ O Fator X é um índice fixado pela ANEEL, na revisão tarifária, cuja função é repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes.

- Parcela A: são os custos incorridos pelas distribuidoras relacionados à atividade de geração e transmissão (custo de aquisição de energia e com conexão e uso dos sistemas de distribuição e/ou transmissão), além de encargos setoriais. Em geral, a distribuidora não tem gestão completa sobre esses custos, por isso são repassados para seus clientes. Esses custos são revistos todos os anos.
- Parcela B: são os custos associados à atividade de distribuição de energia e que estão sujeitos ao controle da concessionária e, portanto, são repassados por meio de valores regulatórios. É composto pelos custos de administração, operação e manutenção (custos operacionais) e pelo custo anual dos ativos (subtraídos de outras receitas).

A regulação econômica do segmento de distribuição no Brasil, o qual é dada pelo modelo *price cap*, se caracteriza por dois mecanismos regulares distintos de alteração das tarifas: a Revisão Tarifária Periódica – RTP e o Reajuste Tarifário Anual – RTA⁷:

- RTP: ocorre em média a cada 5 anos, de acordo com o contrato de concessão de cada empresa, e é quando se restabelece o equilíbrio econômico da concessão. Nesse processo, é definida a Receita Requerida, a qual deve refletir os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários à prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica, denominado Parcela B (custos gerenciáveis). A Receita Requerida também deve incluir a atualização de custos relacionados às atividades de geração e transmissão, denominado Parcela A (custos não gerenciáveis). Além disso, nos processos de revisão é estabelecido o Fator X que deverá ser aplicado na atualização da Parcela B nos reajustes anuais.
- RTA: tem como objetivo manter o equilíbrio econômico da concessão e ocorre nos anos em que não há RTP. Nesse processo, o valor eficiente dos custos relacionados à distribuição definido na RTP (Parcela B), é

⁷ Ainda há a possibilidade de as distribuidoras solicitarem à ANEEL uma revisão tarifária extraordinária (RTE) com o objetivo de atender casos justificados de desequilíbrio econômico-financeiro da concessão por eventos que estejam fora da gestão da empresa. Pode ser feita a qualquer momento, a pedido da distribuidora, desde que comprovada a ocorrência do desequilíbrio.

reajustado por um índice de correção monetária subtraído do fator X, até o reajuste seguinte.

Os Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) da ANEEL consolidam a regulamentação dos processos tarifários e tem caráter normativo. Os documentos são organizados em 12 módulos, subdivididos em submódulos, e estão disponíveis no site da ANEEL.

Quanto aos custos operacionais, estes os custos necessários para a empresa prover o serviço de distribuição de energia, incluindo os custos de administração, operação e manutenção (CAOM) (ANEEL, 2018a).

A metodologia de definição dos custos operacionais regulatórios nas RTPs é a comparação entre as distribuidoras por meio de *benckmarking*, conforme já citado, que leva em consideração as características de cada concessionária, para determinar o nível eficiente de custos para execução dos processos que serão reconhecidos nas tarifas, assegurando uma prestação de serviço adequada.

No cálculo dos custos operacionais, deve-se levar em conta as receitas irrecuperáveis a qual é formada por duas parcelas no processo de revisão tarifária: uma se refere às receitas irrecuperáveis associadas aos valores faturados com encargos setoriais e a outra é referente aos demais itens da receita requerida, acrescidos dos valores de faturamento previstos de bandeiras tarifárias⁸ (ANEEL, 2018a).

O custo anual dos ativos (CAA) incluem remuneração do capital (remuneração dos investimentos considerado prudentes calculado sobre a chamada base de remuneração regulatória, que pode ser definida como os ativos da distribuidora vinculados à concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica ainda não depreciados), a quota de reintegração regulatória (depreciação e amortização dos investimentos realizados para a prestação do serviço) e o custo anual das instalações móveis e imóveis (investimentos de curto período de recuperação, como os realizados em sistemas de informática, veículo e na infraestrutura de edifícios de uso administrativo) (ANEEL, 2016a).

⁸ Acréscimo ao valor da Tarifa de Energia com o objetivo de sinalizar aos consumidores as condições de geração de energia elétrica no SIN e equalizar parcela de custos variáveis relativa à aquisição de energia elétrica, cuja flutuação é governada por variáveis operativas do Sistema Interligado Nacional (ANEEL, 2018c). (PRORET, Submódulo 6.8)

A base de remuneração é multiplicada pela taxa de retorno para determinar o total de remuneração do capital investido pela distribuidora. Por sua vez, para o cálculo da taxa de retorno, utiliza-se a metodologia do Custo Médio Ponderado de Capital, incluindo o efeito dos impostos sobre a renda. A ANEEL, na reunião pública ordinária ocorrida em 6 de março de 2018, decidiu continuar com a atual metodologia de cálculo do custo de capital a ser utilizada nas RTPs do segmento de distribuição, mantendo o valor de 8,09% ao ano. O índice valerá apenas para o ano de 2018 e 2019, em vez de englobar três anos, como ocorre regularmente na definição do índice (ANEEL, 2015a).

E as outras receitas são as “receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica”, que são as relativas aos serviços cobráveis e “receitas de atividades acessórias”, que são atividades de natureza econômica acessórias ao objeto do contrato de concessão, exercida por conta e risco das concessionárias (ANEEL, 2016b).

Sobre o Custo de Administração, Operação e Manutenção e ao Custo Anual dos Ativos ainda é aplicado um fator de ajuste de mercado e um mecanismo de incentivo à qualidade.

O Fator X é definido nas revisões tarifárias e tem como objetivo principal a manutenção do equilíbrio entre receitas e despesas eficientes, estabelecido na revisão tarifária nos reposicionamentos tarifários subsequentes. É calculado com base nos ganhos potenciais de produtividade, compatíveis com o nível de crescimento do mercado, número de unidades consumidoras e qualidade do serviço, incentivando a busca pelos custos operacionais eficientes. Ao ser aplicado nos reajustes anuais das concessionárias (subtraído do índice de correção monetária), compartilha-se os ganhos da distribuidora com os consumidores (ANEEL, 2015b).

Três componentes compõem o Fator X: ganhos de produtividade da atividade de distribuição (ajustado pela variação do mercado e de unidades consumidoras), qualidade dos serviços técnicos e comerciais (com base nos indicadores DEC, FEC, FER, IASC, INS, IAb e ICO⁹) e trajetória de custos operacionais¹⁰.

Com relação ao cálculo da Parcela A, este é realizado com base no Mercado de Referência (montante de energia elétrica, demanda de potência e uso do sistema de

⁹ DEC - Duração Equivalente de Interrupção, FEC - Frequência Equivalente e Interrupção, FER - Frequência Equivalente de Reclamação, IASC - Índice Aneel de Satisfação do Consumidor, INS - Indicador de Nível de Serviço do Atendimento Telefônico, IAb - Indicador de Abandono do Atendimento Telefônico, ICO - Indicador de Chamadas Ocupadas do Atendimento Telefônico.

¹⁰ Os valores dos componentes relacionados à produtividade e custos operacionais são definidos na revisão tarifária e repetido nos reajustes anuais subsequentes. Já o valor do componente referente a qualidade técnica e comercial, este é apurado em cada reajuste.

distribuição faturados no período de doze meses anterior ao mês da RTP) e nas condições vigentes na data da revisão tarifária (ANEEL, 2016c).

Para apuração do custo de aquisição de energia, ao cálculo do montante de compra de energia e potência pela concessionária para atendimento de seu mercado (Energia Requerida), devem ser incorporados os dois componentes de perdas regulatórias: perdas elétricas do sistema de distribuição (perdas técnicas e não técnicas) e perdas na rede básica (perdas externas à rede de distribuição) e deve ser subtraída a energia do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) (ANEEL, 2016c) (ANEEL, 2018b).

A ANEEL define a cada revisão tarifária um referencial regulatório de perdas na distribuição, que é o nível máximo de perdas admitido em função do mercado atendido pela distribuidora. As perdas técnicas, as quais referem-se ao processo de transporte, transformação de tensão e medição de energia na rede da distribuidora, são calculadas com base nas características do sistema de distribuição de cada concessionária e o valor (percentual da energia injetada na rede) é mantido constante até a revisão subsequente (ANEEL, 2015c).

Já as perdas não técnicas, que são as demais perdas associadas à distribuição de energia (como furtos de energia, erros de medição, erros no faturamento) e são medidas pela diferença entre as perdas na distribuição e as perdas técnicas, o referencial regulatório é dado em termos de perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão da concessionária, e pode ter uma trajetória decrescente (reconhecimento de um nível menor de perdas a cada reajuste) ou ser uma meta fixa (constante ao longo do ciclo tarifário). A abordagem utilizada para a definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas é o da análise comparativa, que apura a eficiência de cada distribuidora no combate às perdas não técnicas levando em conta a complexidade das áreas de concessão.

Por outro lado, as perdas na rede básica são apuradas em cada processo tarifário com base nas perdas apuradas nos últimos 12 meses.

No que se refere aos custos de transporte de energia, estes são os relacionados ao transporte de energia desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição: custos de rede básica, custo de conexão, transporte de energia elétrica proveniente de Itaipu (para as distribuidoras com quota parte de energia adquirida de Itaipu) e custo relativo ao uso de sistemas de distribuição. O uso dos sistemas de transmissão e de

distribuição são calculados considerando-se o montante de demanda contratados no período de referência (ANEEL, 2014).

Finalmente, os encargos setoriais fazem parte de políticas de Governo para o setor elétrico nacional e possuem destinação específica. São os seguintes: Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, Compensação Financeira pela Utilização de Recursos Hídricos – CFURH, Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE, Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, Encargo de Serviços do Sistema – ESS, Encargos de Energia de Reserva – EER e Pesquisa e Desenvolvimento Energético – P&D (ANEEL, 2017a).

Ainda no que diz respeito aos processos de RTA e RTP são apurados componentes financeiros, que são montantes (em R\$) calculados pela ANEEL a cada período tarifário, os quais devem ser pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias devido a obrigações legais e regulamentares impostas às distribuidoras. Os componentes financeiros não fazem parte da base tarifária econômica.

O percentual médio do reposicionamento tarifário é o resultado da razão entre a Receita Requerida e a Receita Verificada, tendo como base o Mercado de Referência:

$$RT = \left(\frac{RR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (2.1)$$

Sendo:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RV: Receita Verificada (receita que seria auferida caso não fossem alteradas as tarifas vigentes no momento da revisão);

RR: Receita Requerida, definida como:

$$RR = VPA + VPB \quad (2.2)$$

Onde:

VPA: Valor da Parcela A; e

VPB: Valor da Parcela B.

Apresentado o modelo de regulação da distribuição, em seguida será abordado a complexa estrutura da tarifa de distribuição de energia elétrica no Brasil.

2.4 Estrutura tarifária da distribuição no Brasil

A primeira fase para determinação das tarifas da distribuidora é o processo de definição da sua Receita Requerida quando são obtidos os custos médios unitários regulatórios, ou seja, o nível tarifário.

Na segunda fase, determina-se a estrutura tarifária, que são as tarifas de energia elétrica que devem ser cobradas dos usuários da rede de distribuição para produzir a receita das concessionárias de distribuição. As tarifas devem procurar refletir a estrutura de custo de provimento do bem ou serviço de modo que os consumidores possam realizar suas decisões de consumo da melhor forma possível. Um bom desenho de tarifas é imprescindível para garantir ao sistema um funcionamento eficiente (ANEEL, 2011).

No Brasil, as variáveis faturadas são energia e demanda de potência e as tarifas são o meio para remunerar a prestação do serviço de distribuição; cobrir os custos da energia comercializada; arrecadar encargos setoriais e tributos relacionados (ANEEL, 2010a).

A Receita Requerida é decomposta em componentes tarifários que refletem as funções de custo de transporte, perdas, encargos e energia comprada para revenda. Essas funções de custo formam as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e as Tarifas de Energia (TE) segundo um critério de alocação de custos de acordo com sua natureza de uso (TUSD) ou consumo (TE). Para a TUSD e TE são construídas as diferentes modalidades tarifárias, com base em critério temporal (postos tarifários) e por faixa de tensão (grupos/subgrupos tarifários).

Cada usuário imputa custos específicos de operação, manutenção e expansão à rede de distribuição, em função de sua localização e características de uso da rede. E a tarifa aplicada pode diferenciar de acordo com o serviço prestado, condição prevista na Lei nº 8.987/1995¹¹. Por isso, eles foram classificados em grupos e subgrupos

¹¹ Art. 13. As tarifas poderão ser diferenciadas em função das características técnicas e dos custos específicos provenientes do atendimento aos distintos segmentos de usuários.

tarifários para os quais se buscou definir um custo equivalente à representatividade do grupo/subgrupo.

No Brasil, os consumidores de energia elétrica são classificados em dois grupos tarifários, Grupo A e Grupo B, definidos em função do nível de tensão e da demanda em que são atendidos.

As unidades consumidoras atendidas em tensão abaixo de 2.300 volts são classificadas no Grupo B (baixa tensão), o qual é dividido em subgrupos de acordo com a atividade do consumidor: B1 (residencial); B2 (rural); B3 (demais classes); B4 (iluminação pública).

Os consumidores ligados em tensão igual ou superior a 2.300 volts são classificados como Grupo A (alta tensão) que é dividido em subgrupos de acordo com a tensão de atendimento: A1 (≥ 230 kV); A2 (88 a 138 kV); A3 (69 kV); A3a (30 a 44 kV); A4 (2,3 A 25 kV); AS ($< 2,3$ kV subterrâneo).

Alguns subgrupos tarifários são definidos por condições específicas, como é o caso do subgrupo AS (sistema subterrâneo), ou ainda, devido a subsídios tarifários, como é o caso da subclasse residencial baixa renda.

O mercado de energia elétrica tem duas características básicas que o diferencia dos mercados comuns: a primeira é a inviabilidade econômica de armazenar eletricidade em quantidades significativas. A segunda é a alteração rápida da demanda ao longo do tempo, o que pressupõe que a capacidade dos equipamentos que compõem o sistema elétrico, e conseqüentemente seu custo, seja determinada pela maior demanda que deve ser atendida naquele momento.

A infraestrutura de rede de energia elétrica é, portanto, dimensionada para o atendimento das solicitações máximas dos consumidores. No entanto, o uso compartilhado da rede possibilita ganhos de escala, isto é, o conjunto de usuários possui custos menores que o somatório dos máximos individuais de cada um.

Como o uso dos sistemas é distinto ao longo do dia, é possível definir períodos característicos, denominados postos tarifários. Nos períodos de maior uso conjunto do sistema, os custos de atendimento aos consumidores são maiores do que nos de menor uso. O principal objetivo da sinalização horária é alertar os usuários para o uso adequado da rede, incentivando-os à modulação de suas cargas (distribuição do consumo ao longo do dia) e possibilitando a redução dos investimentos necessários à expansão do sistema.

Os postos tarifários permitem, portanto, a contratação da energia e da demanda com valores diferenciados ao longo do dia conforme as modalidades tarifárias:

- posto tarifário ponta (três horas consecutivas em dias úteis definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico);
- posto tarifário intermediário (duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta)¹²;
- posto tarifário fora de ponta (horas consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário).

As modalidades tarifárias consideram as características do acessante diferenciando, na medida do possível, cada usuário de acordo com o impacto que ele provoca ao sistema e sua participação na recuperação dos custos necessários a seu atendimento. Buscam também definir sinais de preços para induzir o mercado acessante a um comportamento racional sobre os custos do sistema (ANEEL, 2011).

As modalidades tarifárias aplicadas aos consumidores finais são:

- Modalidade tarifária horária azul: tarifas diferenciadas de consumo de energia e de demanda de potência, de acordo com o horário de utilização (ponta e fora ponta). Aplicada ao Grupo A.
- Modalidade tarifária horária verde: tarifas diferenciadas de consumo de energia de acordo com horário de utilização (ponta e fora ponta) e uma única tarifa de demanda de potência. Aplicada ao Grupo A.
- Modalidade tarifária horária branca: tarifas diferenciadas de consumo de energia de acordo com horário de utilização (ponta, fora ponta e intermediário). Aplicada ao Grupo B.
- Modalidade tarifária convencional monômnia: uma única tarifa de consumo de energia independente do horário de utilização. Aplicada ao Grupo B.

¹² O posto tarifário intermediário foi criado para aplicação aos consumidores do Grupo B optantes da modalidade tarifária horária branca, devido à sua característica de alta utilização em curto espaço de tempo, evitando assim que haja apenas um deslocamento da ponta para horas de pico potenciais, geralmente adjacentes às de ponta.

A tarifa de fornecimento de energia elétrica das distribuidoras é, como visto, dividida em duas: a tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) e a tarifa de energia (TE).

A TUSD é formada pelos custos devido ao uso de ativos de propriedades de terceiros (TUSD Fio A), custos pelo uso de ativos de propriedade da distribuidora que compõem a Parcela B (TUSD Fio B), encargos (TUSD Encargos¹³), perdas e receitas irre recuperáveis (TUSD Perdas) (ANEEL, 2017b).

E a TE compreende os custos de compra de energia elétrica para revenda (TE Energia), encargos (TE Encargos¹⁴), custos de transmissão relacionados ao transporte e rede básica de Itaipu (TE Transporte) e os custos com perdas na rede básica devido ao mercado de referência de energia (TE Perdas) (ANEEL, 2017b).

A Lei nº 9.074 de 7 de julho de 1995, assegura a todos os consumidores o livre acesso aos sistemas de distribuição e transmissão do concessionário de serviço público, mediante ressarcimento do custo de transporte. Dessa forma, tanto os consumidores cativos com os livres pagam a TUSD pela utilização do sistema de distribuição à distribuidora a qual estão conectados.

Para os consumidores cativos, que é a maioria (70% do mercado do Sistema Interligado Nacional - SIN), a distribuidora é responsável pela entrega da energia elétrica (transporte) e pelo produto (energia elétrica). No entanto, para os consumidores livres, que escolhem seu fornecedor do produto energia elétrica, a distribuidora local presta apenas o serviço de entrega da energia (transporte).

No que diz respeito à qualidade da energia e à segurança de sua oferta não há diferenças entre consumidores livres e cativos. Os consumidores livres pagam às distribuidoras a TUSD pelo acesso e uso de suas redes os mesmos valores pagos pelos consumidores cativos. Já a TE a distribuidora cobra apenas dos consumidores cativos, pois os livres compram energia diretamente das comercializadoras ou dos geradores.

¹³ TUSD Encargos: Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE; Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE; Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS; Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

¹⁴ TE Encargos: Encargos de Serviços de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER; Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D_EE; Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH; e Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (Amortização da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA –ACR; e Devolução de recursos)

As distribuidoras, portanto, apenas repassam seus custos de compra de energia para revenda (custos não gerenciáveis incluídos na Parcela A) e sua remuneração advém da receita com prestação de serviços de distribuição de energia (Parcela B).

Para os consumidores cativos do Grupo A, a tarifa de fornecimento de energia elétrica é binômia, ou seja, possui um componente que é aplicado ao consumo de energia elétrica ativa (kWh) e outro à máxima demanda de potência medida (kW), integralizada no intervalo de quinze minutos durante o período de faturamento.

Para os consumidores atendidos em baixa tensão, Grupo B, a tarifa de fornecimento é monômia, com apenas um componente aplicado ao consumo de energia elétrica ativa (kWh)¹⁵, a demanda de potência não é tarifada.

Há um valor mínimo cobrado na fatura de energia do consumidor do grupo B mesmo se não houver consumo, chamado custo de disponibilidade do sistema elétrico, uma aproximação do custo de acesso para o Grupo B.

A criação de valores mínimos de consumo mensal faturáveis surgiu em razão do Decreto 62.724 de 17 de maio de 1968, o qual estabeleceu normas gerais de tarifação para as empresas concessionárias de serviços públicos de energia elétrica, quando o setor elétrico buscou alternativas que pudessem equacionar a compensação dos custos incorridos na prestação do serviço público de energia elétrica nos casos de consumo nulo de energia elétrica (Filho, 2013). O custo de disponibilidade deve ser aplicado sempre que o consumo medido for inferior aos mínimos estabelecidos e não há compensação da diferença resultante.

Dessa forma, a Portaria MME nº 378 de 26 de março de 1975 instituiu os valores mínimos de consumo mensal faturáveis para os consumidores faturados no Grupo B: valor em moeda corrente equivalente a 30 kWh para as unidades monofásicas ou bifásicas com dois condutores, 50 kWh para as unidades bifásicas com três condutores, e 100 kWh para as trifásicas.

Nessa Portaria esses valores foram apresentados pela primeira vez, mas não há registro da razão e do porquê do uso desses números (Filho, 2013). Mesmo assim, esses números perduram até os dias de hoje: a Resolução Normativa nº 414 de 2010 da ANEEL estabelece os mesmos valores.

Os custos do uso do sistema de distribuição estão incluídos nessa tarifa única. O Artigo 13º, do citado Decreto nº 62.724/e1968, estabelecia que as tarifas do Grupo B

deveriam ser calculadas de forma binômica, mas sua aplicação se daria na forma monômica:

“Art 13. As tarifas a serem aplicadas aos consumidores do Grupo B serão, inicialmente, calculadas sob a forma binômica com uma componente de demanda de potência e outra de consumo de energia e serão fixadas, após conversão, para a forma monômica equivalente, admitindo-se o estabelecimento de blocos.”

Somente em 2016, 48 anos depois, este artigo foi revogado pelo Decreto nº 8.828 de 2 de agosto de 2016.

A teoria marginalista em que se fundamenta as tarifas no Brasil é apresentada em seguida.

2.5 A teoria marginalista

A estrutura tarifária vigente é fundamentada na teoria marginalista. Os custos marginais são apurados segundo o critério de agrupamentos tarifários que são definidos por níveis de tensão e dão origem aos subgrupos/grupos tarifários (ANEEL, 2010c)..

A aplicação das tarifas baseadas nos custos marginais em detrimento dos custos médios iniciou-se com o Decreto nº 86.463 de 13 de outubro de 1981, o qual deu as condições para repartição dos custos de fornecimento de energia elétrica conforme o impacto que os consumidores causam ao sistema de distribuição:

“Art 14. O custo do serviço do fornecimento de energia elétrica deverá ser repartido, entre os componentes de demanda de potência e de consumo de energia, de modo que cada grupo ou subgrupo, se houver, de consumidores, responda pela fração que lhe couber.”

Por definição, o custo marginal de uma rede elétrica corresponde ao custo de atender a incremento de carga de 1 kW. Custos marginais são utilizados na formação dos sinais de preço, cujos valores são afetados pela forma como os consumidores utilizam as redes elétricas: se o consumo marginal ocorresse nos períodos de menor uso da rede, investimentos seriam evitados e, assim, o custo médio diminuiria (ANEEL, 2010b).

Em um mercado perfeitamente competitivo, o lucro do produtor é maximizado quando o preço do produto é igual ao seu custo marginal, já que o produtor não tem

poder de mercado. Já uma empresa monopolista, por ser exclusiva no mercado tem o poder de estipular a quantidade e o preço de venda das mercadorias produzidas (ANEEL, 2010c).

O lucro do monopolista é maximizado quando o benefício com a venda de uma unidade produzida a mais for igual ao custo adicional de produzir esta unidade, ou seja, igualando-se o custo marginal à receita marginal. O preço daí obtido é superior ao preço de equilíbrio de uma firma competindo em concorrência perfeita.

No entanto, caso o preço seja baseado apenas nos custos marginais, este não seria suficiente para a distribuidora recuperar seus custos, tendo em vista que os custos médios são maiores que os custos marginais numa situação de monopólio natural, pois os custos fixos são altos e o custo marginal pequeno para ofertas unidades extras. Por outro lado, se o preço for definido como igual ao custo médio haveria perda de bem-estar dos consumidores.

Sendo a prestação dos serviços de rede de energia elétrica um caso de monopólio natural, surge como preocupação do governo a questão da otimização do bem-estar social. Dessa forma, a regulamentação se faz necessária para permitir resultados socialmente desejáveis, quando a competição não pode existir.

Uma solução seria igualar o preço ao custo marginal e cobrar as perdas de receita da distribuidora por meio de um subsídio ou de outra tarifa que não dependa da quantidade vendida. Todavia, os subsídios geralmente não são recomendados, já que não incentivam a redução de custos e podem resultar num aumento do custo social, pois aqueles que não utilizarem o bem, também estariam pagando por ele.

A estrutura das tarifas no Brasil considera de forma aproximada os custos marginais das redes de distribuição, uma vez que a metodologia utilizada divide parte da receita requerida de forma proporcional aos custos marginais de capacidade do sistema, buscando atribuir aos usuários os custos associados ao impacto que eles causam na expansão do sistema.

Após análise da estrutura das tarifas, a seguir apresenta-se a metodologia de apuração das tarifas.

2.6 Metodologia de apuração das tarifas

A Tarifa de Referência, apurada no momento da revisão tarifária e base para a definição da TUSD e da TE, é a metodologia que determina a forma de como o custo será rateado entre os subgrupos, postos e modalidades tarifárias. Assim, cada componente da TUSD e TE possuem custos e cálculos específicos de suas respectivas tarifas de referência.

As Tarifas de Referência a serem consideradas no cálculo da TUSD estão detalhadas no quadro a seguir (Quadro 2.1):

Quadro 2.1: Definição e critério de rateio das tarifas de referência consideradas no cálculo da TUSD

Componentes da TUSD	Definição	Critério de rateio
TUSD Fio B	Formada pelos custos da Parcela B: custo anual dos ativos (remuneração e depreciação) e custos de administração, operação e manutenção	Com base no Custo Marginal de Capacidade (CMC) em R\$/kW, que corresponde à responsabilidade dos consumidores nos custos das redes e é calculado pela ponderação do custo marginal de expansão (obtido com base nos custos médios do sistema de distribuição, calculados pela ANEEL para cada distribuidora) pela forma como o fluxo de potência distribui-se pelas redes (proporção de fluxo de potência ¹⁶) e a forma como os consumidores utilizam as redes da distribuidora (responsabilidade de potência ¹⁷). Apurada por agrupamento, modalidade e posto tarifário.
TUSD Fio A	Formada pelos custos devido ao uso de ativos de propriedades de terceiros: <ul style="list-style-type: none"> i. Uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica; ii. Uso dos transformadores de potência da Rede Básica com 	Baseado na responsabilidade dos agrupamentos para recuperação dos seus custos, em R\$/kW, levando em consideração o fator de perdas de

¹⁶ Proporção de fluxo de potência é a parcela de utilização do sistema a montante para o atendimento da demanda do agrupamento em questão. Obtida por meio do diagrama unifilar simplificado de fluxo de potência no momento de carga máxima.

¹⁷ Responsabilidade de potência é a participação do consumidor na formação das demandas de ponta das redes que atendem o nível de tensão de sua conexão, bem como os níveis de tensão a montante. Obtida por meio das tipologias de consumidores, rede e injeção, do fator de perdas de potência e do fator de coincidência dos consumidores-tipos nas pontas das redes-tipos (produtos do processo de caracterização da carga e do sistema elétrico da distribuidora, obtida por meio de campanhas de medidas)

	tensão inferior a 230 kV e das DIT (Demais Instalações de Transmissão) compartilhadas; iii. Uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e iv. Conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.	potência ¹⁸ , a proporção de fluxo e o fator de coincidência da demanda ¹⁹ agregada do agrupamento na hora de máxima demanda da rede em determinado posto.
TUSD Perdas	i. Perdas técnicas do sistema da distribuidora; ii. Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora	Baseadas nas perdas técnicas associadas à contribuição de cada agrupamento nessas perdas, valorada pelo preço médio de repasse de energia da distribuidora em R\$/MWh. Representa o quanto deve ser acrescido ao preço médio de repasse de energia para que se recupere, em termos de custo de compra de energia, os custos associados a perdas elétricas decorrentes do transporte de energia em cada agrupamento (ANEEL, 2011).
	iii. Perdas não técnicas; iv. Receitas Irrecuperáveis.	Custo dividido proporcionalmente entre os subgrupos com base na receita com TUSD e no mercado de referência de energia (MWh) de cada subgrupo (calculado como selo em R\$/MWh por agrupamento tarifário).
TUSD Encargos	ONS e PROINFA	Possuem valor unitário, em R\$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário (selo).
	P&D_EE, TFSEE e CDE ²⁰	Selo por agrupamento (R\$/MWh).

Fonte: Adaptado de Aneel (ANEEL, 2018d)

O cálculo da Tarifa de Referência é único para o agrupamento BT, formado pelas classes de consumidores residencial, rural, industrial, comercial e iluminação pública (incluindo ainda o subgrupo tarifário AS).

As Tarifas de Referência TUSD Transporte (TUSD Fio A + TUSD Fio B) são obtidas em R\$/kW e calculadas para ponta e fora de ponta e são utilizadas para o cálculo da modalidade tarifária horária azul do Grupo A. Para as demais modalidades dos subgrupos do Grupo A e B devem ser realizados ajustes.

¹⁸ Fator de perdas de potência é o fator que ajusta a potência demandada em cada nível de tensão, de modo a refletir a resistência que a rede impõe à corrente elétrica quando esta transita da alta para a baixa tensão.

¹⁹ Fator de coincidência do conjunto de carga é a relação entre a demanda máxima do conjunto e a soma das demandas máximas das cargas.

²⁰ A Tarifa de Referência da TFSEE é obtida pela relação entre a receita de TUSD B de cada subgrupo e seu respectivo mercado de energia. Para P&D_EE, o percentual é aplicado ao somatório de TUSD FIO A, TUSD FIO B, TUSD PERDAS, PROINFA, ONS e TFSEE. E as tarifas de referência da CDE seguirão uma trajetória de aplicação entre os agrupamentos tarifários estabelecida no submódulos 7.2 do PRORET (ANEEL, 2017c).

No caso da modalidade tarifária monômnia do Grupo B, as tarifas de referência TUSD Transporte devem ser convertidas para R\$/MWh pelo mercado de referência de demanda obtidos das tipologias²¹ e pelo mercado de referência de energia e para a modalidade branca, devem basear também nos três postos tarifários dessa modalidade.

E com relação às tarifas de referência a serem consideradas no cálculo da TE:

- TE Energia: todos seus componentes são rateados na forma de selo calculados por posto tarifário (a tarifa de referência para o posto fora de ponta e intermediário é 1 e para posto ponta é 1,72).
- TE Transporte, TE Perdas e TE Encargos possuem valor unitário, em R\$/MWh, em qualquer subgrupo e posto tarifário.

A partir das tarifas de referência, calcula-se a receita teórica e a ajusta ao custo requerido aplicando fatores de ajuste (relação entre custo regulatório econômico e receita de referência²²) idênticos a todas tarifas de referência de cada componente tarifário, independentemente do subgrupo e modalidade tarifária. As tarifas obtidas recuperam os custos econômicos e são chamadas Tarifas Base Econômica.

Além disso, é necessário aplicar fatores de ajuste para recuperar a receita regulatória financeira da distribuidora para cada componente tarifário. Obtém-se assim as Tarifas Base Financeira.

Finalmente, tem-se a tarifa a ser aplicada ao mercado, que é a Tarifa de Aplicação, somatório das Tarifa Base Econômica e Tarifa Base Financeira. Cada processo tarifário é aprovado em reunião de diretoria pública da ANEEL e só então as tarifas são publicadas por meio de Resolução Homologatória nas datas de reajustes e revisões das distribuidoras.

²¹ Tipologias representam o comportamento dos consumidores e o carregamento das redes da distribuidora, produtos do processo de caracterização da carga e do sistema elétrico da distribuidora, obtida por meio de campanhas de medidas.

²² A receita de referência corresponde ao produto das Tarifas de Referência pelo mercado de referência, por componente tarifário.

2.7 Considerações sobre o capítulo

Neste capítulo foram apresentadas as bases do funcionamento do setor elétrico brasileiro passando por uma análise do modelo de negócios da distribuição no Brasil assim como a composição e a metodologia de apuração das tarifas.

A tarifa para os consumidores ligados em baixa tensão, apesar de serem calculadas de forma binômica, sua aplicação se dá na forma monômica. Além disso, os custos marginais são calculados de forma agregada. Sendo assim, a estrutura tarifária brasileira precisa evoluir para se adequar ao cenário de desenvolvimento dos RED, que estão permitindo uma postura cada vez mais proativa dos consumidores, a fim de oferecer flexibilidade ao consumo de eletricidade e valor apropriado aos serviços fornecidos pelos recursos distribuídos.

O capítulo seguinte aborda as questões associadas à tarifação pela demanda assim como algumas experiências internacionais de adoção de tarifa aplicada à demanda máxima para baixa tensão.

3

A tarifação pela demanda

As tarifas de distribuição são capazes de modificar os padrões de consumo e geração dos agentes. Dessa forma, para fazer frente ao desafio de introduzir de forma justa e eficiente os Recursos Elétricos Distribuídos, faz-se primordial uma tarifa que forneça incentivo para uma resposta eficiente dos clientes em direção a um melhor uso da rede.

Nesse capítulo é realizado uma análise da classificação dos custos de fornecimento de energia elétrica e as alternativas para formação de uma tarifa baseada em demanda. Apresenta-se também as dificuldades da tarifa atual diante do novo cenário assim como experiências de alguns países para tratar a questão.

3.1

O setor elétrico em transformação

Os REDs impõem mudanças no portfólio tradicional de serviços das distribuidoras e na forma como historicamente recuperam seus custos, baseado num retorno sobre o valor contábil dos seus ativos, através da cobrança de tarifa em sua maioria volumétrica considerando o consumo dos clientes.

A tarifa volumétrica fixa é a forma de tarifa mais simples, tendo o melhor entendimento para o consumidor: um único valor (em R\$/MWh) cobrado pela energia consumida medida no mês e que é igual em todos os dias e todas as horas.

A expectativa de que os consumidores utilizariam a distribuidora para atendimento à totalidade de seus requisitos elétricos, permitia um conforto de que a distribuição dos custos entre os consumidores resultaria no alcance do lucro planejado.

Porém, se parte dos consumidores não tem mais a totalidade de seus requisitos elétricos atendidos pela distribuidora devido à implantação de REDs, o arranjo descrito acima é descontinuado: a redução do volume de venda em MWh (megawatt hora) por causa da mudança de condição de alguns clientes que não são mais atendidos pela distribuidora, implica que as tarifas dos clientes remanescentes na rede aumentem para

que a concessionária atenda sua receita requerida. Isso faz com que mais clientes busquem alternativas nos REDs para atendimento das suas necessidades de energia e, novamente, as tarifas precisam ser aumentadas para os clientes que permaneceram totalmente dependentes da rede. Esse círculo vicioso é conhecido como “espiral da morte” das distribuidoras (termo que voltou a ganhar atenção desde que foi mencionado em matéria do *The Wall Street Journal* em dezembro de 2013).

Mesmo antes do avanço atual dos REDs, as tarifas volumétricas já apresentavam falhas uma vez que consumidores com maior uso da rede em horários de pico (como por exemplo, uso do ar condicionado) são subsidiados por aqueles com menor uso nesses horários, pois os primeiros, apesar de imputarem maiores custos à rede, pagam a mesma tarifa de fornecimento que os consumidores de mais baixa demanda que provocam custos menores ao sistema. A tarifa volumétrica fornece incentivo limitado para uma resposta eficiente dos clientes em direção a um melhor uso da rede.

Sendo assim, é imprescindível que a regulação acompanhe essa evolução e estructure tarifas transparentes e eficientes que incentivem a modulação de carga dos consumidores e o desenvolvimento dos REDs de maneira justa e benéfica para o conjunto de usuários da rede de distribuição, além de possibilitar às distribuidoras modernizarem sua infraestrutura e seu portfólio de serviços, promovendo o desenvolvimento de novas tecnologias e garantindo um funcionamento eficiente ao sistema.

As tarifas de distribuição são capazes de modificar os padrões de consumo e geração dos agentes. Elas devem induzir o uso eficiente da rede pela carga por meio de sinalização econômica. Os preços influenciam as escolhas de investimento dos consumidores, assim como a forma que utilizam seus aparelhos elétricos. Se não enviam sinais corretos, provocam decisões de investimentos ineficientes por parte dos consumidores e resultam em recuperação indesejada do custo do serviço pela distribuidora.

As tarifas devem, portanto, se adequar ao cenário de maior participação de geração distribuída, eficiência energética, gerenciamento de demanda, armazenamento de energia, maximizando o valor das inovações tecnológicas e abrindo novas oportunidades de mercado para serviços e produtos.

Um bom desenho de tarifas deve refletir princípios de eficiência econômica, de sustentabilidade do negócio de distribuição e de proteção dos consumidores. Cada um destes conceitos será explanado a seguir (European Commission, 2015):

- **Princípios de eficiência econômica** - A estrutura tarifária deve enviar sinais às distribuidoras e consumidores que induzam comportamentos que maximizem o bem-estar social no curto e longo prazo. Os serviços de rede devem ser disponibilizados aos consumidores ao menor custo possível (eficiência produtiva), as tarifas devem incentivar o uso eficiente da rede pelos usuários (eficiência alocativa), os consumidores devem ser cobrados pelos custos que imputaram à rede e as tarifas não devem criar barreiras à inovação.
- **Princípios de sustentabilidade do negócio de distribuição** - A tarifa deve ser capaz de recuperar os custos eficientes da rede e o retorno do capital alinhado com o risco do negócio. Além disso, o mecanismo de incentivo deve apresentar metas que sejam alcançáveis.
- **Princípios de proteção aos consumidores** - Na construção das tarifas, deve ser considerado tratamento não discriminatório, transparência, simplicidade, estabilidade, equidade, previsibilidade e consistência.

Os princípios descritos acima nem sempre são compatíveis entre si e o regulador deve levar em conta as prioridades na hora de estabelecer as tarifas.

Para sinalizar aos consumidores atendidos em baixa tensão a variação do valor da energia, no caso conforme o dia e o horário do consumo, a partir de janeiro de 2018 passou a vigorar a tarifa branca, a qual será apresentada em seguir.

3.2 Tarifa horária brasileira ofertada à baixa tensão

A modalidade de tarifa única e baseada no consumo era a única oferecida aos consumidores atendidos em baixa tensão no Brasil até 01 de janeiro de 2018, quando passou a ser ofertada a modalidade tarifária branca aos consumidores com média mensal de consumo superior a 500 kWh (Resolução Normativa nº733 de 6 de setembro de 2016)²³. Em 2019, a modalidade branca deverá ser ofertada às unidades com

²³ Faculta-se a opção pela tarifa branca a todos consumidores do grupo B e do grupo A com tarifa do grupo B. A exceção são as unidades consumidores da subclasse baixa renda da classe residencial, da classe iluminação pública e àquelas com faturamento pela modalidade de pré-pagamento.

consumo médio superior a 250 kWh/mês e em 2020, a todos consumidores de baixa tensão.

A modalidade tarifária branca é uma tarifa horária, isto é, tarifação diferenciada de acordo com o tempo (do inglês: Time Of Use - TOU) e é um indicativo do início do desenvolvimento da resposta da demanda no Brasil pelos consumidores residenciais.

Nos dias úteis a tarifa branca varia em três horários: ponta (3 horas consecutivas), intermediário (uma hora anterior e uma hora após o horário de ponta) e fora de ponta (as 20 horas restantes). Nos feriados nacionais e fins de semana o valor é o fora de ponta.

A energia é mais cara no período de ponta e mais barata no horário fora ponta, refletindo aproximadamente os custos imputados ao sistema de distribuição de acordo com o período de consumo, portando, a tarifa branca incentiva os consumidores a deslocarem o consumo dos períodos de ponta para os períodos em que a rede de distribuição tem capacidade mais ociosa, beneficiando todo o sistema elétrico.

A tarifa com diferencial temporal não tem o objetivo de reduzir o consumo de energia, mas de aproximar o preço ao custo marginal de atendimento do consumo marginal e, com isso, induzir o deslocamento do consumo das horas de maior carregamento das redes para as que estão subutilizadas (ANEEL, 2010b).

A adesão a essa modalidade é uma opção do consumidor e os custos relativos ao medidor e sua instalação são de responsabilidade da distribuidora, que deve atender à solicitação em até 30 dias²⁴.

Uma possível consequência de ser uma opção do consumidor aliada à uma falta de divulgação maciça, é que somente migrariam aqueles que já tem perfil vantajoso nessa modalidade tarifária, ou seja, aqueles que tem seu consumo concentrado nos períodos fora de ponta. Dessa forma, haveria uma redução de receita para a concessionária sem ocasionar mudança no uso da rede pelo consumidor e sem trazer benefícios imediatos ao sistema, podendo resultar na necessidade de aumento tarifário para os clientes que não acessem a modalidade tarifária branca.

Espera-se que, com a ampliação de consumidores elegíveis e maior divulgação dos benefícios da tarifa horária para a população, consiga-se capturar os efeitos

²⁴ Custos para alterações no padrão de entrada da unidade consumidora competem ao consumidor. O consumidor pode solicitar medidor com funcionalidades adicionais arcando com a diferença de preço desse equipamento em relação ao medidor padrão.

positivos sobre o uso do sistema provocados por um deslocamento temporal do consumo: aumento da eficiência no uso da rede de distribuição e consequente postergação de investimentos e redução do custo médio (relação entre custo e quantidade consumida) para o consumidor.

Como o objetivo maior da tarifa horária é, no médio/longo prazo, beneficiar o sistema com maior segurança e confiabilidade e também com a postergação de investimentos em reforços na sua expansão, há de se pensar se uma tarifa binômica seria mais objetiva na promoção de um sinal adequado, uma vez que a tarifa branca, sendo monômica, considera apenas o consumo de energia e não a demanda de potência (Azevedo & Calili, 2017).

Dado que a tarifa de distribuição deve refletir os custos da distribuidora para fornecer energia, o próximo tópico examina a alocação desses custos.

3.3

Alocação dos custos de fornecimento de energia

Os custos de fornecimento de energia podem ser basicamente classificados em três categorias:

- **Custos associados com o atendimento ao consumidor:** são os custos relacionados à conexão dos consumidores à rede e variam com o número de consumidores independente de suas cargas como, por exemplo, os serviços de atendimento, medição e faturamento.
- **Custos associados ao uso da rede:** variam com a demanda na rede imposta pelos clientes e devem cobrir os custos fixos de infraestrutura compartilhada com os outros consumidores como os custos de distribuição, transmissão e de capacidade de geração²⁵ (Picciariello et al, 2015). Os custos associados ao uso da rede baseiam-se, portanto, no pico de consumo conjunto de eletricidade e refletem os custos da construção de infraestrutura

²⁵ Reserva de capacidade de geração é a margem de geração acima da demanda prevista a fim de garantir a segurança do sistema. A reserva de capacidade estática está associada com a avaliação das necessidades do sistema em longo prazo, refere-se à capacidade que deve ser planejada para que a demanda prevista para o futuro seja suprida. A reserva de capacidade operativa está associada com o atendimento de um determinado nível de carga em curto prazo, atendimento geralmente realizado por geradoras em prontidão para atendimento ou que podem ser sincronizadas rapidamente caso ocorra insuficiência de geração.

de eletricidade (rede e geração) com capacidade suficiente para atender os níveis máximos de demanda e consumo.

- **Custos associados ao consumo de energia elétrica:** variam com a quantidade de energia consumida pelos clientes, são os custos relacionados com a geração de energia (combustível e custos variáveis de operação e manutenção).

Os custos associados ao atendimento ao consumidor e ao uso da rede não são sensíveis ao consumo de energia. Porém os custos associados ao atendimento são positivos mesmo se não houver demanda e consumo. Geralmente os custos associados ao uso da rede representam parcela significativa em relação aos custos totais com eletricidade e são maiores para os consumidores de baixa tensão do que para os de alta tensão, uma vez que os primeiros também usam a rede de média e alta tensão.

De acordo com dados do ano de 2013, de 18 países membros da União Europeia com dados disponíveis²⁶ (European Commission, 2015), os componentes de capacidade (euros/kW) e fixos (Euros/dia, mês, ano) representam em média 31% da tarifa de eletricidade dos consumidores residenciais e 69% refere-se ao componente de energia (euros/kWh). Em países como Espanha e Suécia, o componente fixo e de capacidade chegam a representar até 80% da tarifa total. Já na Austrália, o custo com transporte de eletricidade representa 40-55% da fatura de um consumidor varejista. (AER, 2017).

Uma tarifa integralmente volumétrica, ou seja, variando apenas com a quantidade de energia consumida pelo cliente, não aloca de forma justa os custos da distribuidora de disponibilização de rede e de atendimento aos consumidores e, por isso, não é capaz de prover a adequada sinalização de preço que os estimulem para utilização otimizada da infraestrutura de rede.

Para melhor refletir a classificação dos custos, a tarifa seria mais adequada se formada por três partes:

- **Encargo fixo mensal (\$/consumidor):** para recuperar os custos associados com o atendimento ao consumidor.

²⁶ Áustria, Chipre, Republica Tcheca, França, Alemanha, Grécia, Hungria, Itália, Portugal, Eslováquia, Eslovênia, Grã-Bretanha, Romênia, Finlândia, Espanha, Suécia e Holanda.

- **Tarifa de demanda (\$/kW):** para recuperar os custos associados ao uso da rede. Geralmente é aplicado à demanda máxima (kW) do cliente num período definido ou em qualquer ocorrência, independente do consumo nesse período.
- **Tarifa de consumo (\$/kWh):** para recuperar os custos associados ao consumo de energia elétrica. Normalmente é aplicado ao consumo mensal (kWh) do cliente.

O encargo fixo mensal deve ser realmente limitado aos custos que abrange, pois não sendo gerenciável, não induz o consumidor à eficiência energética e conservação de energia. Além disso, um encargo fixo mensal alto terá maior representatividade nas faturas dos consumidores menores, que muitas vezes são os de mais baixa renda.

As tarifas de demanda também podem ser distintas de acordo com períodos de pico (horas do dia e/ou estações do ano); como os custos variáveis de transmissão, distribuição e de reserva de capacidade de geração são proporcionais à demanda máxima no sistema em um determinado momento, os custos aumentam sob uma maior demanda (aumento dos custos de perdas causadas por congestionamento e uma maior capacidade de geração requer mais investimento em infraestrutura).

Da mesma forma, as tarifas de consumo podem variar com o horário de uso da eletricidade e com as estações do ano: o custo variável de geração é maior em períodos de pico do que fora deles, pois em períodos de pico, são despachados geradores com custos marginais de geração maiores para atender a demanda.

Assim, para representar de maneira mais apropriada os custos da distribuidora, uma tarifa aplicada sobre a demanda é mais indicada, já que o sistema de distribuição é dimensionado para atender a demanda de pico do sistema, assim como o sistema de transmissão e a capacidade de geração, a qual ocorre em algumas horas do ano. Quando se contrata uma demanda, se está negociando com a concessionária que ela será capaz de fornecer a quantidade de energia elétrica contratada em qualquer intervalo de tempo, mesmo reduzido. Portanto, o custo de distribuir eletricidade é uma função da demanda requerida do sistema e não da energia consumida e as distribuidoras ficam dependentes de uma tarifa baseada em consumo para recuperar os custos de rede.

No geral, as tarifas devem ser transparentes e precisas para que os clientes estejam cientes dos custos que impõem ao sistema. A cobrança pela demanda máxima

(kW), além da cobrança pela energia consumida mensal (kWh), estimula os consumidores a gerenciarem o uso da energia, reduzindo a necessidade de capacidade do sistema e, conseqüentemente, seu custo.

Há de se considerar que para o desenvolvimento de novas modalidades tarifárias, é necessário que haja tecnologia para medição das variáveis desejadas, como será apresentado no tópico seguinte.

3.4 Tecnologia de medição

O medidor de eletricidade representa o vínculo entre clientes e distribuidora. Os dados medidos são a base para se fazer o faturamento das contas dos clientes. No Brasil, o medidor de energia eletromecânico ainda está em uso na maioria das unidades consumidoras.

Para a medição de demanda, é necessário um aparelho integralizador que mede em intervalos menores, usualmente a cada 15, 30 ou 60 minutos. Para os clientes no Brasil com medição de demanda (consumidores do Grupo A), a demanda medida é a maior demanda de potência ativa, verificada por medição, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos durante o período de faturamento, sendo consideradas duas tarifas, a verde e a azul²⁷. A demanda a ser faturada é o maior valor entre demanda medida e demanda contratada²⁸.

Os medidores convencionais instalados nas residências brasileiras, somente medem a totalidade de energia ativa consumida no mês, independente do horário em que foi consumida. As leituras são feitas pelas distribuidoras em intervalos de aproximadamente 30 (trinta) dias.

A barreira tecnológica para criação de novas e mais adequadas estruturas tarifárias aos consumidores de baixa tensão foi derrubada com a evolução tecnológica, e conseqüente redução, do custo da tecnologia de Infraestrutura Avançada de Medição

²⁷ No caso da modalidade tarifária verde, a demanda medida é realmente a maior demanda de potência ativa durante o período de faturamento. Já na modalidade azul, é medida a demanda nos horários de ponta (maior demanda de potência ativa registrada na ponta durante o período de faturamento) e fora ponta (maior demanda de potência ativa registrada nos horários fora de ponta durante o período de faturamento).

²⁸ Segundo a Resolução Normativa 414/2010, a demanda contratada é a demanda de potência ativa a ser obrigatoriamente e continuamente disponibilizada pela concessionária, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência no contrato de fornecimento e que deverá ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de faturamento, expressa em kilowatts (kW).

(*Advanced Metering Infrastructure - AMI*), da qual os Medidores Inteligentes (*Smart Meters*) fazem parte. tecnologia AMI permite a modernização da rede elétrica, criando uma rede bidirecional de comunicação e gerenciamento de dados, propiciando ao consumidor desempenhar um papel mais ativo no mercado de energia, passando a ter acesso a dados de seu consumo de energia em tempo real, e que poderão usar para aumentar sua eficiência energética, reduzir suas contas mensais e ajudar a concessionária a estabilizar a rede durante os períodos de pico, além de poderem gerar sua própria energia (*prosumer*²⁹).

A tendência mundial é de substituição da tradicional infraestrutura do sistema de distribuição por configurações mais modernas de tecnologias de informação e comunicação de dados. Em 2016 nos Estados Unidos, havia cerca de 70,8 milhões de instalações de infraestrutura avançada de medição, sendo cerca de 88% em residências (EIA, 2018) e na União Europeia a expectativa é que 72% dos consumidores possuam medidor inteligente até 2020, o que é equivalente a cerca de 200 milhões de medidores (European Commission, 2018). Na Austrália, o processo de implantação dos novos medidores está muito avançado. No estado de Victoria, por exemplo, todos os consumidores com consumo anual abaixo de 160 MWh tem instalado medidor inteligente desde 2009 como parte de uma decisão do governo estadual (AER, 2016).

As agências reguladoras no mundo todo estão se apoiando nas novas tecnologias de medição para desenvolver desenhos de tarifas residenciais mais adequados ao cenário atual já apresentado, indo desde tarifas aplicadas especificamente a clientes com recursos distribuídos, até tarifas com preços de energia em tempo real e encargos de demanda.

Nos Estados Unidos, em maio de 2018, 52 distribuidoras em 22 estados ofereciam tarifa de demanda para os consumidores residenciais, segundo pesquisa da consultoria The Brattle Group (Faruqui, 2018). Já na União Europeia (European Commission, 2015), no ano de 2013, 9 países³⁰ aplicavam cobrança por capacidade (euros/kW) aos consumidores residenciais. Neste caso, a capacidade é conceituada como a disponibilidade de potência contratada previamente da distribuidora pelo usuário da rede, ou seja, o consumidor contrata o tamanho desejado para sua conexão,

²⁹29 O termo *prosumer* (prosumidor) significa o consumidor que também é gerador. Recentemente surgiu o termo *prosumerger*, para o consumidor que além de possui geração própria também possui armazenamento de energia.

³⁰ Finlândia, França, Grécia, Itália, Portugal, Eslováquia, Eslovênia, Espanha e Holanda

se a demanda exceder esse nível previamente especificado, o cliente pode ser desconectado³¹ ou pagar multa.

Na Austrália, está sendo implementada gradualmente uma mudança para preços que refletem com mais precisão os custos. A maioria dos distribuidores já desenvolveu uma tarifa que inclui cobrança de demanda aos pequenos clientes. Em abril de 2016, o órgão regulador australiano (AER – *Australian Energy Regulator*) aprovou a implementação de tarifas de demanda para consumidores residenciais e pequenos negócios na submissão de revisão de tarifas pelas 5 distribuidoras do estado de Victoria (AER, 2016).

Com medidores digitais instalados para a maioria dos consumidores, não haverá porque não se aplicar tarifas mais complexas como binômias horo-sazonais nodais³² ou zonais (variando de acordo com zonas da área de concessão) (IEI, 2017).

Para a medição da demanda, o medidor deve possuir a funcionalidade memória de massa com capacidade de acumular a informação de consumo em intervalos de tempo reduzidos, sendo 15 minutos o período mais comum.

A estruturação de uma tarifa de demanda deve passar por diversas análises a fim de se obter a estrutura mais benéfica para o sistema como um todo, objeto do tópico seguinte.

3.5 Estruturação de tarifa de demanda

Segundo a Resolução Normativa nº 414 de 9 de setembro de 2010, da ANEEL, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica, a demanda significa a “média das potências elétricas ativas ou reativas, solicitadas ao sistema elétrico pela parcela da carga instalada em operação na unidade consumidora, durante um intervalo de tempo especificado, expressa em quilowatts (kW) ou quilovolt-ampère-reactivo (kvar), respectivamente.”

O objetivo principal da cobrança pela demanda é reduzir o pico de demanda do sistema como um todo. A tarifa de demanda, portanto, deve refletir os custos que são associados ao uso da rede elétrica.

³¹ Um disjuntor desliga o fornecimento de eletricidade sempre que a demanda máxima do consumidor for maior do que a capacidade contratada por ele

³² Tarifa nodal é diferenciada por nó da rede elétrica, ou seja, nas conexões ou subestações da rede onde há injeção, demanda ou transbordo de energia elétrica

Três formas podem ser consideradas para selecionar os componentes de custos a serem incluídos na tarifa de demanda: apenas custos dos equipamentos específicos do cliente; inclusão também da parcela de responsabilidade do cliente relacionada à capacidade de distribuição; ou consideração ainda dos custos relacionados à capacidade de geração e transmissão (ou seja, todos os custos associados com infraestrutura para atender a demanda de pico) (RMI, 2016).

A estruturação de uma tarifa de demanda deve passar por diversas análises como:

- Período a ser considerado na medição:
 1. **Demanda não coincidente** - Máxima demanda do consumidor registrada durante o mês de faturamento em qualquer horário. Tem a desvantagem de alocar injustamente custos quando a demanda de pico do consumidor não é um bom indicador de sua contribuição para os custos da rede (AEE, 2018).
 2. **Demanda coincidente** - Máxima demanda do consumidor registrada nos horários de pico do sistema de distribuição.

- Momento de estabelecimento do pico:
 1. **Ex Post** - Aplicada à demanda do cliente no momento em que o pico do sistema realmente ocorre.
 2. **Ex Ante** - Aplicada à demanda do cliente em um período de pico previamente determinado, selecionado para coincidir com o pico do sistema³³. É a situação mais comum e que pode acabar levando a uma transferência de pico de demanda para outros horários, ao invés de incentivar o uso eficiente em todas as horas.

- Intervalo de medição a ser considerado:
 1. Apesar do conceito de demanda ser de uma medição instantânea, geralmente ela é medida em intervalos integralizados de 15, 30 ou 60 minutos. Intervalos menores capturam a demanda mais instantaneamente, mas não oferecem tempo suficiente para o consumidor evitar pico de consumo através do ajuste sua

³³ O mais comum, e usado também no Brasil, é considerar o período de pico do sistema de distribuição, que inclui o carregamento do sistema da concessionária.

demanda. Intervalos maiores tendem a reduzir a volatilidade para o consumidor (Hledik, 2016). Os clientes residenciais geralmente têm fatores de carga relativamente baixos e alta volatilidade de carga, ou seja, picos de consumo em intervalos curtos, logo eles são favorecidos por medidas de demandas em intervalos maiores.

- Número de picos de demanda máxima a ser considerado:
 1. **Medição de um único pico** - A maior demanda registrada num determinado período.
 2. **Medição de múltiplos picos:** Média dos dois ou mais picos máximos registrados num período. Esse método evita penalizar por um pico de demanda inesperado e isolado.

- Múltiplos valores de tarifa:
 1. **Anual** -Uma única tarifa durante todo o ano.
 2. **Sazonal** - Taxas distintas de acordo com os períodos do ano.
 3. **Horário** - Tarifas diferentes ao longo do dia.
 4. **Em blocos** - Preços escalonados, por exemplo: os primeiros 5 kW seriam faturados em um preço e o restante com um preço maior.

- Consideração de medição da demanda histórica ou em períodos mais relevantes:
 1. **Demanda máxima medida em alguns períodos específicos** - Demanda medida durante uma estação em que se verifica pico do sistema e aplicada durante todo o resto do ano até a próxima estação. Esse método garante uma certa estabilidade nas faturas anuais e realmente relaciona a demanda com um período de pico do sistema, mas por outro lado reduz a flexibilidade dos consumidores de evitarem o pico durante o resto do ano (Hledik, 2016).
 2. **Consideração da demanda histórica de um determinado intervalo** - Demanda a ser faturada num determinado mês, sendo, por exemplo, a demanda máxima registrada durante os últimos 3,

6 ou 12 meses. Esse método incentiva o consumidor a sempre reduzir sua demanda de pico pois ela afetará os meses seguintes.

- Método de adesão:
 1. **Mandatário** - Todos os usuários devem obrigatoriamente aderir.
 2. **Opcional (*Opt-out*)** - Os usuários são inscritos na tarifa de demanda compulsoriamente, mas podem optar por mudar para outra modalidade tarifária.
 3. **Opcional (*Opt-in*)** - Os usuários podem escolher aderir à tarifa de demanda, é decisão do usuário.

- Disponibilidade de tecnologias que facilitam a resposta dos consumidores aos sinais de preço da tarifa de demanda:
 1. **Tecnologias passivas** - Monitores domésticos (*in-home displays*), *sites* de internet, aplicativos para celulares e outras tecnologias que transmitem informações, mas sem ação, como, por exemplo, consumo e preço reais. Estas tecnologias alertam os consumidores para ajustar suas demandas em resposta aos preços.
 2. **Tecnologias ativas** - Aparelhos que modulam a carga do consumidor em resposta a sinais de preço ou outros sinais, como por exemplo, dispositivos de controle de carga conectados diretamente a equipamentos domésticos (como sistemas de aquecimento e resfriamento) para ligá-los e desligá-los automaticamente.

Há discussões na literatura de qual seria a melhor estrutura do ponto de vista do sistema como um todo. E, não há uma forma de estrutura de cobrança de demanda que sirva igualmente para todas as distribuidoras. No entanto, segundo a legislação atual no Brasil, as tarifas seguem a mesma estrutura para todas distribuidoras, mesmo havendo significativas diferenças entre elas.

De qualquer maneira, para os clientes responderem de forma eficiente à cobrança pela demanda, independentemente de como ela é estruturada, eles precisam acessar seus dados de uso, ter o conhecimento para interpretar seus dados e a capacidade de

tomar medidas para gerenciar seu uso de energia (gerenciamento pelo lado da demanda³⁴).

A seguir são apresentados alguns indícios de que a tarifa de fornecimento atualmente praticada para a baixa tensão não está sendo mais satisfatória para cobrir os custos da atividade de distribuição de energia elétrica.

3.6

Questionamentos acerca da tarifa volumétrica

No atual modelo de negócios das distribuidoras no Brasil, a recuperação dos custos da rede depende fortemente da quantidade de eletricidade vendida. Essa estrutura tarifária simplificada era justificada para os consumidores atendidos em baixa tensão, pois os consumos unitários eram baixos, porém crescente em número de consumidores e na totalidade de consumo e os consumidores eram passivos em relação às condições de fornecimento de energia elétrica.

A mudança desse cenário, graças ao desenvolvimento de eletrodomésticos inteligentes, sistemas de gerenciamento do uso da energia, facilidade de acesso à geração local para uso próprio e/ou injeção do excedente na rede e, no futuro próximo, acesso à armazenagem de energia e veículos elétricos, deve ser refletida numa adequada estrutura tarifária.

No que diz respeito à modernização das tarifas para a baixa tensão no Brasil, tem-se:

- Em 05 de julho de 2017, o MME lançou a Consulta Pública nº33, sobre o Aprimoramento do Marco Legal do Setor Elétrico, cujo projeto de lei encaminhado para a Presidência da República tem a seguinte redação referente à tarifa de uso da rede: “§ 9º até 31 de dezembro de 2023, a tarifa a tarifa pelo uso da rede de distribuição e transmissão para os consumidores com geração própria de qualquer porte, independentemente da tensão de fornecimento, não poderá ser cobrada em Reais por unidade de energia elétrica consumida. § 10. A vedação de que trata o § 9º não se aplica aos componentes tarifários de perdas,

³⁴ Gerenciamento pelo lado da demanda: mudanças no uso da energia pelos consumidores em resposta a alterações no preço da energia ou à oferta de benefícios financeiros.

inadimplência e encargos setoriais” A proposta é, portanto, que a tarifa de uso da distribuição dos consumidores com geração própria seja baseada na demanda como já é atualmente as tarifas dos consumidores atendidos em alta tensão.

- Em 8 de março de 2018, a ANEEL abriu a Consulta Pública nº 2, cujo objetivo era “obter subsídios relativos à necessidade de aperfeiçoamentos na estrutura tarifária aplicada às unidades consumidoras do Grupo B (Baixa Tensão) e os impactos associados à sua aplicação.” Em sua Nota Técnica (Nota Técnica nº 46/2018), a ANEEL explica que os novos padrões de consumo, influenciados pelo advento da GD, novas tecnologias e questões macroeconômicas, causam incertezas na recuperação das receitas definidas para a distribuidora que cobram do grupo B tarifas totalmente vinculadas ao mercado de consumo de energia. Indica também que o atual cenário de expansão da GD tem reforçado o problema do descasamento entre o custo de disponibilidade e a cobertura dos custos de uso da rede para o grupo B, caracterizando um possível subsídio cruzado entre os consumidores e prosumidores.
- Em 30 de maio de 2018, a ANEEL lançou a Consulta Pública nº 10, com o objetivo de “obter subsídios ao aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, estabelecidas pela Resolução Normativa nº 482/2012.” A Nota Técnica da referida Consulta Pública (Nota Técnica nº 62/2018), explicita que a preocupação da ANEEL de que a expansão da geração distribuída sob a regulamentação atual poderia gerar impactos relevantes sobre a remuneração do serviço de distribuição e impactar os demais consumidores.

Importante ressaltar que a cobrança de demanda não seria um novo custo a ser cobrado dos consumidores; eles já pagam pela demanda, sendo esta um dos componentes da tarifa atual (tarifa monômnia), mas a tarifa binômnia apenas separa esse custo e o torna visível e, portanto, gerenciável. A vantagem da tarifa binômnia é que esta aloca de forma correta os recursos, sendo este tema de extrema importância para os consumidores atendidos em baixa tensão no Brasil, responsáveis por aproximadamente metade (48%) da demanda de recursos elétricos.

Outro ponto que merece destaque é a definição do negócio da distribuidora no Brasil como disponibilizadora da infraestrutura (fio), com a possível ampliação do mercado livre, o que se torna ainda mais necessária a correta alocação de custos, pois se se todos os consumidores tornarem-se livres, eles deverão pagar duas faturas: uma correspondente ao produto energia para o seu fornecedor de eletricidade e outra referente à TUSD para a distribuidora em que está conectado.

Deve ser ressaltado que não foi objetivo dessa dissertação a avaliação de custos e benefícios referentes à cada fonte de geração.

A seguir são apresentadas algumas evidências que comprovam a necessidade de alteração da estrutura tarifária: alteração da relação histórica entre capacidade de geração e consumo da rede; distintos perfis de uso da energia ente os consumidores; maior difusão da geração distribuída; tarifa volumétricas não são convergentes com os custos reais; transferência de custos dos clientes com geração para aqueles sem geração; correta consideração dos benefícios da geração distribuída; consumidores respondem a sinais de preço. Cada uma destas evidências será melhor explicada nos itens que seguem.

3.6.1

Alteração da relação histórica entre capacidade de geração e consumo da rede

Nos mercados mais desenvolvidos, está se observando uma redução no crescimento de consumo de energia proveniente da rede de distribuição que pode ser atribuído às seguintes alterações no mercado: economia mais fraca, gerenciamento pelo lado da demanda, novos padrões de uso (Conservação de energia), equipamentos mais eficientes, geração distribuída e troca para outros combustíveis (Faruqui, 2012). Assim, esse novo cenário está alterando a relação histórica entre capacidade (kW) e consumo (kWh).

O Brasil está acompanhando esta tendência, pois se verifica um desalinhamento do crescimento entre capacidade de geração instalada e consumo de energia da rede, conforme pode ser observado na figura 3.1. O aumento na capacidade de geração indica o crescimento da demanda de pico, ou seja, os consumidores estão demandando mais energia em momentos similares durante o ano e o sistema precisa aumentar sua

capacidade para atender essa demanda máxima instantânea³⁵. É, portanto, uma questão referente à demanda (kW) e não ao consumo de energia (kWh). A figura 3.2 apresenta a evolução das demandas máximas instantâneas no Sistema Interligado Nacional (SIN).

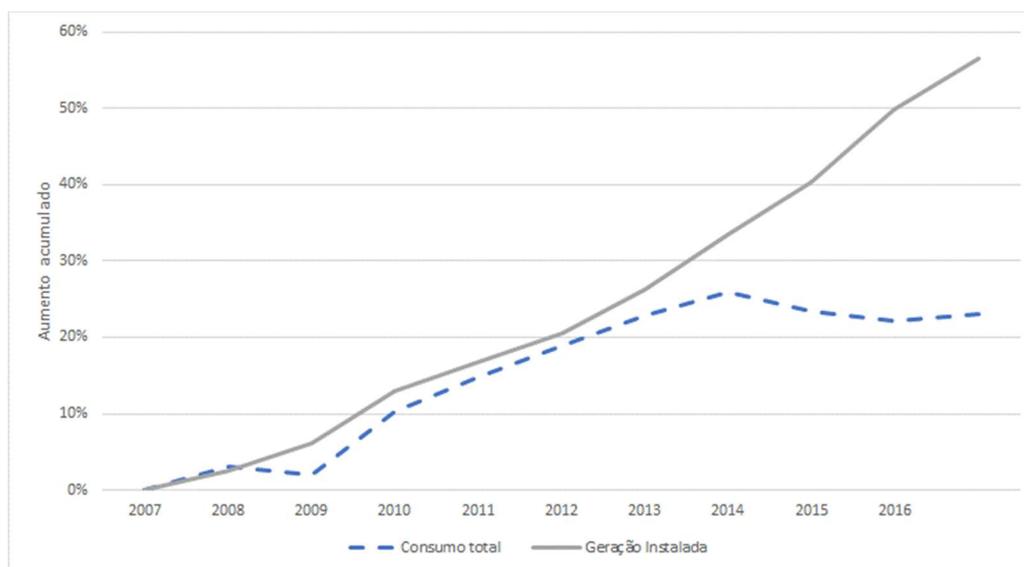


Figura 3.1: Crescimento acumulado do consumo total e da capacidade instalada de geração elétrica no Brasil

Fonte: Adaptado de (EPE, 2012) e (EPE, 2017a)

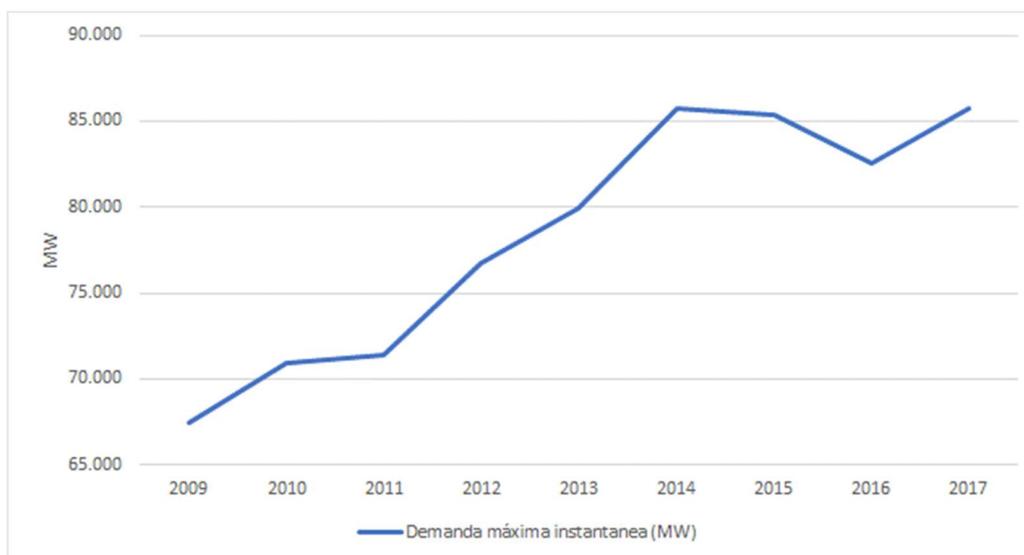


Figura 3.2: Demanda máxima instantânea

Fonte: Adaptado de (ONS, 2018)

³⁵ Maior valor assumido pela carga em um curto intervalo de tempo

O Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2026³⁶ (EPE, 2017b) identificou a necessidade sistêmica, a partir de 2021, de adições de capacidade de tecnologias adaptadas ao atendimento à demanda máxima de potência do sistema. São tecnologias que permitam uma resposta rápida a variações repentinas de demanda como, por exemplo, termelétricas de partida rápida, motorização adicional em usinas hidrelétricas, usinas reversíveis, baterias e resposta pelo lado da demanda.

Ainda segundo o PDE, essa complementação se amplia a cada ano em função da entrada de geração renovável (notadamente eólica e solar) com menor controlabilidade para atendimento de potência, aliada à redução na capacidade de regularização dos reservatórios das hidrelétricas. Em 2024, a participação da energia eólica na matriz brasileira deverá alcançar 12%, e da solar fotovoltaica, 3,5%.

No que diz respeito à resposta a demanda, no início de 2018 foi iniciado o programa piloto de resposta da demanda para consumidores industriais, o qual prevê a redução do consumo de consumidores habilitados³⁷, como recurso alternativo ao despacho termelétrico fora da ordem de mérito.

A implantação de preços horários de energia no mercado atacadista, prevista para 2020, permitirá o envio de sinais corretos de valorização nos horários de carga máxima e também incentivará a implantação de tecnologias mais capazes de responder às necessidades instantâneas de demanda. Assim, uma precificação que proporcione uma resposta adequada dos consumidores é imprescindível para o equilíbrio do sistema no cenário que já atualmente se visualiza e para o que se vislumbra no futuro.

3.6.2

Distintos perfis de uso da energia entre os consumidores

Uma das razões de historicamente a tarifa dos consumidores atendidos em baixa tensão ser monômnia é que se considerava que estes consumidores possuíam um padrão de uso aproximadamente semelhante.

³⁶ Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) é o estudo realizado pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), informativo das perspectivas de expansão futura do setor de energia no horizonte de 10 anos.

³⁷ Podem ser habilitados a participar do piloto consumidores livres ou parcialmente livres conectados na rede básica e localizados nos subsistemas Norte e Nordeste e também agentes agregadores das cargas dos consumidores.

A diferença no padrão de uso pode ser claramente verificada entre as classes atendidas em baixa tensão ao se analisar, por exemplo, as curvas de carga da campanha de medidas da distribuidora Enel Rio. Os dados estão disponibilizados na documentação da revisão tarifária de março de 2018 no *site* da ANEEL (ANEEL, 2018e). Na sequência são apresentadas as curvas médias obtidas das tipologias dos subgrupos residencial, comercial e indústria, considerando os dias úteis (Figura 3.3).

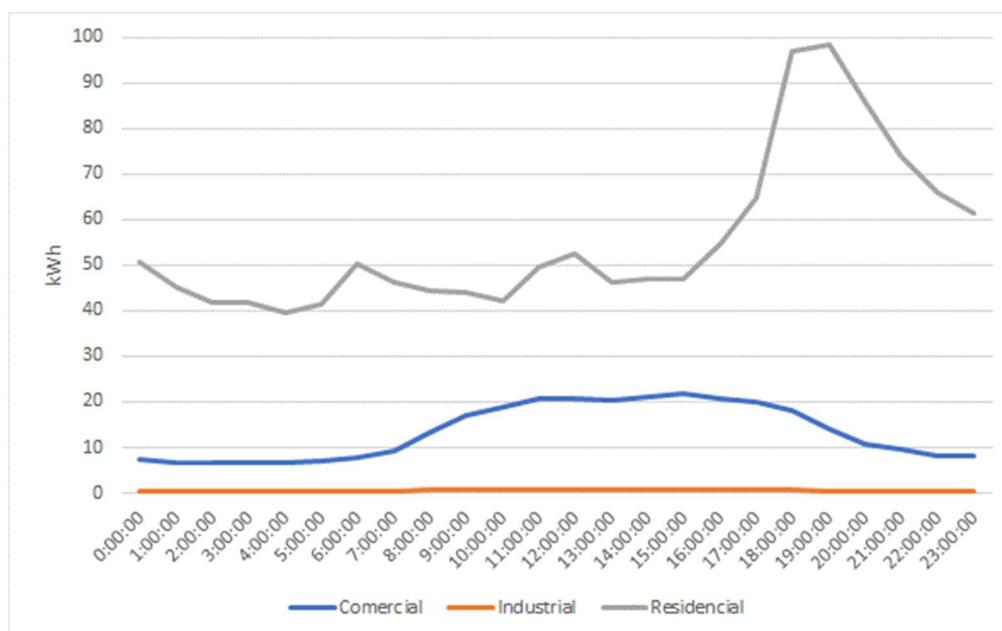


Figura 3.3: Curvas de carga dos subgrupos residencial, comercial e indústria

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018e).

O subgrupo residencial possui pico coincidente com o horário de ponta da distribuidora (18h00min às 21h00min), o que já não acontece com o setor comercial.

Ao contrário dos consumidores conectados em média e alta tensão, as unidades consumidoras conectadas em baixa tensão têm seus perfis de carga caracterizados a partir de campanhas de medição. Usualmente, as campanhas são realizadas durante um curto período de tempo, não sendo capaz de capturar hábitos sazonais de consumo ou comportamentos que reflitam de fato uma utilização das redes ao longo do ano (Santos et al., 2017).

Ao se analisar a evolução da posse de alguns equipamentos de alta demanda de potência, como chuveiro elétrico e ar condicionado, verifica-se um expressivo aumento entre os anos de 2005 e 2012 na área de concessão da Enel Rio, conforme Figura 3.4 (Pinho, 2013).

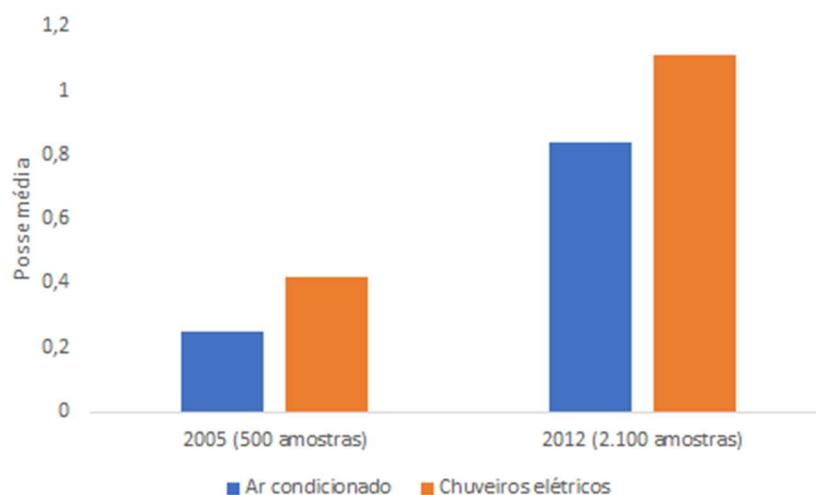


Figura 3.4: Posse de ar condicionado e chuveiro elétrico na área de concessão da Enel Rio

Fonte: Adaptado de (Pinho, 2013)

Assim, mesmo dentro da classe residencial, é possível verificar padrões de uso de energia diferente entre os consumidores. Além disso, a crescente adoção de instalações solares nas residências acentuará ainda mais as diferenças no uso do produto energia e serviço da rede entre os usuários de uma mesma classe.

Alguns eletrodomésticos como chuveiro elétrico, ar condicionado, ferro de passar, máquina de lavar, forno elétrico, liquidificador, aspirador de pó, podem ser considerados como de uso flexível e seu uso, portanto, poderia ser escalonado para reduzir demanda de pico do sistema.

Para exemplificar, considera-se a potência média de alguns eletrodomésticos indicados no quadro 3.1 abaixo (Eletrobras Procel, 2018):

Quadro 3.1: Potência média de alguns eletrodomésticos

Aparelho	Potência Média (W)
Máquina de lavar	500
Ferro elétrico	1.000
Chuveiro elétrico	3.500
Liquidificador	300
Forno microondas	1.200
Ar condicionado 7.500 BTU	1.000
Iluminação (20 lâmpadas fluorescente compacta – 23 W)	460
Televisão	110
Geladeira	130
Outros	4.800
Total	13.000

Fonte: Adaptado de (Eletrobras Procel, 2018)

Pode-se considerar como inflexível o uso da iluminação, televisão, geladeira e outros, totalizando 5.550W. Os demais aparelhos podem ser considerados como de uso gerenciável, podendo ser evitado o uso simultâneo para reduzir demanda: postergando o uso da máquina de lavar, ferro elétrico, chuveiro elétrico e liquidificador, a demanda máxima poderia ser reduzida em 5.300 kW, levando a uma diminuição da demanda máxima de 13.000W para 7.700W ou 40% em uma residência.

Os consumidores poderiam modificar seu habito de consumo em resposta a um sinal de preço. Desta forma, uma tarifa que sinalizasse que o uso nesses horários acarreta custos maiores para todo sistema, seria também benéfico para todos os usuários da rede.

3.6.3 Maior difusão da geração distribuída

Outra razão para o uso da tarifa volumétrica, é que os consumidores adquiriam toda sua necessidade de energia das distribuidoras, logo não havia diferença relevante entre o produto e os serviços oriundos da rede. Entretanto, o acesso aos Recursos Energéticos Distribuídos (REDs) pelos consumidores de menor porte tem alterado não só a forma de usar a eletricidade, mas também a forma como usam a infraestrutura

elétrica; as vezes os usuários consomem energia da rede e em outras injetam energia na rede (Snook, 2015).

A geração distribuída (GD), um dos REDs, pode ser definida com uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou situada no próprio consumidor (FGV, 2016). No Brasil, a definição de GD é estabelecida no Artigo 14º do Decreto Lei nº 5.163/2004: “considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, (...), conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento: (i) hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW; e (ii) termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75%³⁸”.

As condições para a contratação de energia proveniente de geração distribuída por agentes de distribuição estão estabelecidas na Resolução Normativa nº 167 de 10 de outubro de 2005.

Já as condições gerais para o acesso da micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição foram apresentadas na Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012 e posteriormente aprimorada pela Resolução Normativa nº 687 de 24 de novembro de 2015 e pela Resolução Normativa nº 786 de 17 de outubro de 2017. Definem-se assim micro e minigeração distribuída:

- “**Microgeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.” Redação dada pela Resolução Normativa nº 687/2015
- “**Minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 MW e que utilize cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, ou fontes renováveis de energia elétrica, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras.” Redação dada pela Resolução Normativa nº 786/2017.

³⁸ Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética de 75%.

A geração distribuída no Brasil é baseada no sistema de compensação de energia ou *net metering*, no qual o consumidor recebe um crédito de energia, em kWh, na sua conta pelo saldo de energia gerada e inserida na rede que poderá ser utilizado em até 60 meses. O faturamento deve considerar a energia consumida da rede, deduzidos a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamentos anteriores, por posto tarifário quando for o caso, sobre os quais deverão incidir todas as componentes da tarifa em R\$/MWh.

No faturamento da unidade consumidora integrante do sistema de compensação, deve ser cobrado, no mínimo, o valor referente ao custo de disponibilidade para o consumidor do Grupo B, ou da demanda contratada no caso de consumidor do grupo A.

A adesão ao sistema de compensação de energia elétrica não se aplica aos consumidores livres ou especiais.

A Resolução Normativa 687/2015 estabeleceu quatro modalidades diferentes para utilização dos créditos de energia gerados pela micro ou minigeração distribuída:

- **Geração junto à carga** - Geração na mesma unidade consumidora onde os créditos serão utilizados para abater o consumo
- **Autoconsumo remoto** - Utilização de créditos em outra instalação do mesmo titular.
- **Empreendimento com múltiplas unidades consumidoras (condomínio)** - Instalação de micro ou minigeração num condomínio com rateio dos créditos entre os condôminos.
- **Geração compartilhada** - Grupo de consumidores de uma mesma área de concessão, reunidos em consórcio ou cooperativa, instala micro ou geração distribuída em nome desse consórcio/cooperativa e repartem os créditos de energia entre os associados.

A evolução da potência instalada de micro e minigeração distribuída no Brasil é apresentada na figura 3.5. Nota-se um aumento expressivo destas ligações nos anos de 2017 e 2018.

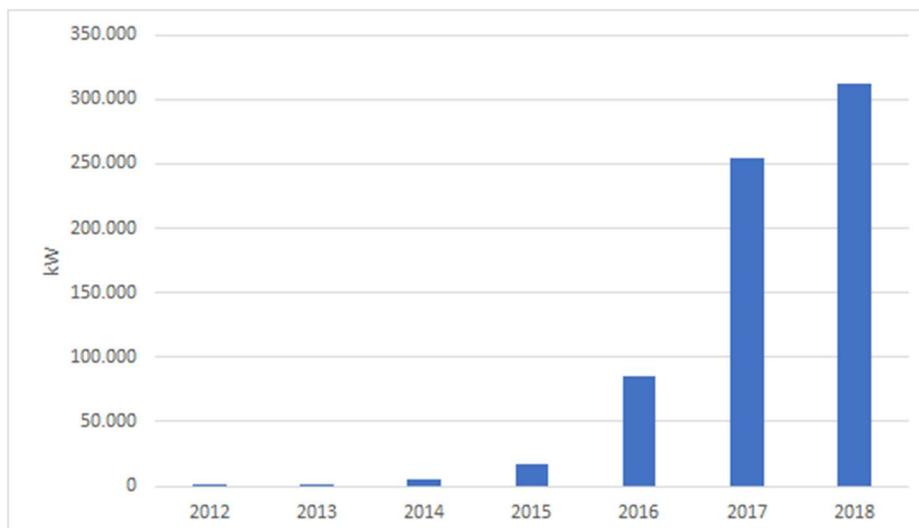


Figura 3.5: Evolução da potência instalada de micro e minigeração distribuída no Brasil (até março de 2018)

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018f)

Para 2026, o PDE 2026 estima cerca de 770 mil adotantes de sistema fotovoltaico, totalizando 3,3 GW, suficiente para atender 0,6% do consumo da energia total nacional.

Os dados apresentados demonstram que consumidores brasileiros tem interesse por soluções locais de energia renovável, pelo fato de poderem ser independentes dos fornecedores de energia, mesmo que apenas parcialmente, ao mesmo tempo em que geram energia de fontes renováveis, contribuindo de forma ativa para transformação para uma economia de baixo carbono. E, do ponto de vista financeiro, evitam exposição às tarifas reguladas de fornecimento de energia (FGV, 2016)³⁹.

A combinação de tarifas volumétricas simples e políticas de *net metering* contribuiu para adoção rápida de painéis solares em residências, ao mesmo em que evidenciou as falhas da estrutura atual de tarifas aplicada nesse novo ambiente. A crítica ao sistema de *net metering* é que os prosumidores⁴⁰ não arcam com seus custos de manutenção da rede, ele pode gerar toda a energia necessária para seu consumo e pagar somente o consumo mínimo e, nessas condições, nem a disponibilização da rede

³⁹ No caso de GD na alta tensão, o consumidor que gera energia deixa de pagar apenas o componente de energia pois a tarifa já é binômica

⁴⁰ O termo prosumidor (*prosumer* ou ainda *prosumption*) significa o consumidor que também é gerador. Recentemente surgiu o termo *prosumager*, para o consumidor que além de possui geração própria também possui armazenamento de energia.

nem o uso da rede quando os créditos são usados, estão sendo devidamente remunerados à distribuidora.

Ressalta-se que a difusão da GD ainda é baixa no país e que seu impacto nas tarifas ainda é insignificante. No entanto, é importante se antecipar para proporcionar um ambiente sustentável de negócios. Nesse contexto, devem ser criadas condições isonômicas que permitam a competição justa entre as tecnologias, para que se desenvolvam naturalmente, de forma que sejam predominadas as opções que se mostrarem mais competitivas e que tragam maior valor ao sistema como um todo.

3.6.4

Tarifas volumétricas não são convergentes com os custos reais

Uma das consequências da mudança da forma como os consumidores utilizam a energia é que as tarifas volumétricas atuais não estão sendo mais eficientes para cobrir os custos de infraestrutura das distribuidoras.

No caso da formação de tarifa no Brasil, o critério de rateio dos custos de distribuição (Parcela B) entre os níveis de tensão, é definido pela chamada Estrutura Vertical, em cujo cálculo é considerado o Custo Marginal de Capacidade (CMC), que considera o custo marginal de expansão de cada agrupamento obtido por meio dos custos médios.

Como os custos médios são apurados levando em consideração o carregamento máximo do agrupamento, a Tarifa de Referência resultante associada à TUSD Fio B é a mesma para todo agrupamento BT, independente do seu segmento econômico (residencial, rural, comercial, industrial, serviço público e iluminação pública e ainda inclui o subgrupo tarifário AS).

A tarifa de referência para o agrupamento BT é originalmente obtida em R\$/kW para depois ser convertida para um único valor em R\$/MWh. A tarifa de referência TUSD Fio B, é calculada em R\$/kW pois a Parcela B contém os custos referentes à utilização da rede, logo devem realmente ser remunerados através de tarifas baseadas em kW como já aqui exposto. No entanto, o agrupamento BT paga à distribuidora tarifas baseadas no seu consumo de energia mensal, em R\$/kWh (tarifa monômnia), apesar de ter representatividade significativa na formação dos custos da Parcela B; como exemplo, o agrupamento BT representa 72,38% na Estrutura Vertical da Enel Rio, ou seja, do total da Parcela B (ANEEL, 2018d). Assim, se o consumidor do

agrupamento BT gera parte de sua energia não adquirindo essa parcela da rede, ele não paga pelos serviços da rede mesmo dependendo desses serviços.

Ressalta-se, portanto, que a tarifa deveria refletir de maneira apropriada os dois produtos ofertados pela distribuidora a esse agrupamento, quais sejam: o produto energia; e o serviço de rede, de forma que os consumidores possam pagar pelo o que realmente usam.

3.6.5 Transferência de custos dos clientes com geração distribuída para aqueles sem geração

Para o consumidor residencial que possui uma alta e crescente tarifa regulada de fornecimento de energia aliada à redução dos custos de implantação de plantas fotovoltaicas, a instalação de GD é uma maneira de ele se tornar mais independente da distribuidora e reduzir, ao menos parcialmente, seus custos com energia.

Os consumidores com geração própria dependem parcialmente da energia proveniente da rede, mas dependem da infraestrutura da rede para satisfazer seus requisitos não atendidos por sua geração. Dessa forma, o sistema deve ter capacidade de geração, de transmissão e de distribuição prontos para atender esses consumidores de uso parcial. Entende-se por capacidade como a possibilidade de o sistema atender a demanda a todo instante. Além disso, a distribuidora deve estar pronta para oferecer os serviços de suporte, faturamento e demais serviços administrativos.

Do ponto de vista operacional, a existência de consumidores com geração própria, atendendo parcialmente seus requisitos, torna o planejamento do sistema mais complexo e também mais custoso, pois essas plantas de geração estão fora do processo de planejamento integrado do operador do sistema e, considerando autoprodução solar ou eólica, além de não despachadas pelo operador, são intermitentes e de produção de baixa previsibilidade.

Para que um sistema elétrico possa suportar uma alta inserção de fontes renováveis intermitentes e manter a boa qualidade de suprimento, ele precisa ser superdimensionado (o que representa custos mais altos para o consumidor) ou possuir flexibilidade para absorver a variação na produção de energia das fontes renováveis. Entende-se por flexibilidade como a habilidade de o sistema lidar com variações de oferta e demanda.

O perfil de consumo de um prosumidor é geralmente o seguinte:

- Na madrugada ele depende integralmente da rede para atendimento ao seu consumo;
- Nos primeiros horários do dia, assumindo um dia de sol e o correto posicionamento das placas solares, o consumidor depende tanto da produção de energia solar quanto da energia proveniente da rede;
- Nos horários de pico de sol, o consumidor pode ter toda sua necessidade de energia atendida pela sua geração e até depender da rede para injetar a geração em excesso;
- No final da tarde, que é geralmente o período de pico dos sistemas elétricos, a produção própria é insuficiente para atender toda necessidade do consumidor e novamente ele precisa contar com a energia da rede como complemento; e
- À noite, a demanda da rede é integral.

É possível observar que o prosumidor, apesar de produzir parte de sua energia, está sempre dependendo da rede de alguma forma, seja para importar, exportar ou como apoio. Da mesma forma é possível concluir que o perfil de carga de um consumidor com geração própria é bastante diferente daquele sem geração. E também, como consequência, são diferentes os custos que os dois impõem à rede.

Algumas distribuidoras americanas solicitaram ao regulador o estabelecimento de tarifas de demanda ou encargos específicos aos clientes com instalações fotovoltaicas em seus telhados justificando que devem ser considerados como uma classe distinta da classe residencial pura, sem geração própria (Faruqui & Warner, 2017a).

Há de se considerar ainda, que pelo sistema de *net metering*, o preço da energia gerada pela GD está associado à tarifa regulada de fornecimento de energia (que contem custos com distribuição, transmissão e atendimento ao consumidor, além do custo regulado de compra de energia da distribuidora), ou seja, não está baseado nem em preço de mercado nem em custos (Brown, 2017). Em outras palavras, o consumidor estaria “vendendo” energia, durante o dia, a um preço médio geralmente superior ao custo do sistema naquele horário, e “comprando” energia, durante a noite, a um preço médio menor do que o custo do sistema.

No entanto, a tarifa regulada que as distribuidoras cobram dos clientes pelo serviço de fornecimento de energia é diferente da tarifa regulada que a concessionária compra energia de clientes com geração própria.

Num exemplo extremo de um consumidor possuir um sistema próprio de geração solar que consegue anular seu consumo mensal (o excesso de produção injetado na rede é suficiente para atendimento às suas necessidades na ausência do sol), ele pagará para a distribuidora apenas o custo de disponibilidade⁴¹, o qual não é compatível com os custos que atribuiu ao sistema na medida que, apesar do consumo zerado, ele continuou a se beneficiar da geração, transmissão e distribuição do sistema incluindo os serviços da distribuidora, quando não havia sol ou quando nuvens diminuía sua geração ou para injetar seu excesso de geração na rede. Dessa forma, a distribuidora serviu como uma bateria virtual de *backup* gratuita para o consumidor, armazenando energia quando havia produção em excesso e devolvendo a energia quando o consumo excedia a produção solar (Brown, 2017).

Pode ser denominada bateria virtual porque na realidade a energia não foi armazenada no sistema, a energia produzida em excesso pela geração distribuída foi consumida simultaneamente e o sistema teve que se adaptar para receber esse excesso de energia (como, por exemplo, vertendo água ou não realizando algum despacho previsto) e quando o consumidor com geração própria precisou de energia da rede, essa energia foi proveniente de alguma geração integrante do sistema centralizado.

Essas operações impõem custos ao sistema que são incorporados às tarifas. Os consumidores que não possuem geração própria são mais expostos a esse aumento de tarifa apesar de não terem sido os causadores do aumento, representando uma situação de subsídio cruzado.

Outra consequência seria a postergação do regulador, preocupado com a possibilidade de aumento de tarifa, de permitir que as distribuidoras realizem os investimentos necessários na rede de distribuição reduzindo assim a segurança e confiabilidade para todos os usuários.

No caso brasileiro para geração distribuída, a tarifa é volumétrica, com valor único durante todo o dia e ano, e é combinada com *net metering* que credita a energia excedente do cliente para ser usada por ele a qualquer momento. O cliente não é, portanto, estimulado a investir em baterias.

⁴¹ Mínimo a ser cobrado para o consumidor do grupo B mesmo se não houver consumo, chamado custo de disponibilidade do sistema elétrico, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A

Picciariello A. *et al* (Picciariello et al, 2015), no artigo *Electricity Distribution Tariffs And Distributed Generation: Quantifying Cross-Subsidies From Consumers To Prosumers*, analisam o efeito da combinação de tarifas volumétricas e *net metering* para geração distribuída fotovoltaica que, segundo o estudo, resulta num subsídio cruzado que varia com a taxa de penetração de GD fotovoltaica e é também dependente das características da rede de distribuição. A apresenta também uma metodologia de quantificação do subsídio cruzado através da comparação de tarifas e custos de prosumidores em simulações baseadas em sistemas de distribuição reais nos Estados Unidos, priorizando o princípio da causalidade dos custos.

Outros autores Strielkowskia W. *et al* (Strielkowskia, 2017) no artigo “*Network Charging and Residential Tariffs A Case of household photovoltaics in the United Kingdom*”, analisaram 199 residências com instalação fotovoltaica no Reino Unido entre outubro de 2012 e julho de 2014 e demonstraram que o aumento da inserção de painéis fotovoltaicos em residências leva a uma redistribuição de renda e custos entre os usuários da rede.

A análise apresentada por Johnson E. *et al* (Johnson et al, 2017) no artigo “*Peak Shifting and Cross Class Subsidization The Impacts of Solar on Changes in Electricity Costs*”, utilizando dados de geração solar de instalações em New Jersey e do mercado atacadista PJM⁴², mostra que apesar de um quantidade significativa de autoprodução solar pode ser incorporada ao sistema sem impacto significativo na fatura dos consumidores, há o fato de que os adotantes típicos de painéis solares são as residências de alta renda e são esses que se beneficiarão de uma redução nas faturas transferindo custos aos que não possuem geração solar. Assim, a expansão da instalação sob uma tarifa volumétrica pode não ser desejável.

Por tudo isso, conclui-se que as tarifas devem estar alinhadas com os custos ocasionados pela inserção da geração distribuída na matriz energética, a fim de evitar transferências de custos não intencionais entre clientes.

⁴² PJM Interconnection LLC (PJM) é uma organização regional de transmissão de energia da costa leste dos Estados Unidos.

3.6.6 Correta quantificação dos benefícios da geração distribuída

Vários benefícios ao sistema elétrico podem ser atribuídos à geração distribuída: redução de emissões de gases poluentes; diversificação da matriz energética; menores custos de transmissão devido à localização próxima da unidade consumidora; alcance da energia em áreas remotas; criação de empregos; desenvolvimento econômico local; atendimento mais rápido ao crescimento de demanda pelo tempo curto de implantação.

Todavia, a consideração de custos ou benefícios externos, muitas vezes teóricos, não relacionados à geração de energia e não quantificáveis não é consistente para a formação de uma tarifa de energia justa e razoável (Westar, 2017).

Na formação da Receita Requerida da distribuidora somente os custos quantificáveis aplicados ao apropriado serviço de fornecimento de energia aos clientes devem ser considerados.

Para uma saudável competição entre fontes renováveis de energia centralizadas e distribuídas, sem vantagens regulatórias indevidas para qualquer uma das partes, é essencial que as tarifas de energia elétrica cobradas e pagas aos prosumidores reflitam da melhor maneira possível os custos marginais que seu consumo e sua produção causam nas redes de distribuição aos quais estão conectados.

É necessário, portanto, analisar os impactos da difusão da geração fotovoltaica distribuída sobre uma ótica sistêmica (Castro et al 2018):

- **A "curva do pato"** – O impacto da geração distribuída na curva de carga do sistema pode ser demonstrado no gráfico conhecido como "curva do pato" ("*duck curve*") desenvolvida inicialmente no estado da Califórnia nos Estados Unidos. Essa curva mostra que grande parcela da carga está sendo atendida pela geração distribuída na metade do dia, mas com a queda da produção fotovoltaica ao entardecer e a aproximação do pico de carga, as plantas de geração do sistema devem ser retomadas, obrigando o operador do sistema despachar grande quantidade de geração numa alta velocidade para fazer jus à demanda dos consumidores quando sua própria produção não está disponível (*ramp up*). Segundo o CAISO (operador independente da Califórnia) a *duck curve* está se acentuando a cada ano). Ainda pode ser citado a possibilidade de picos de geração de emissão de gases poluentes pela necessidade de rápido

despacho de plantas operadas por combustíveis fósseis para atendimento à demanda quando há queda em bloco da produção da GD intermitente.

- **A GD nem sempre aumenta a confiabilidade total do sistema elétrico**
 - A GD fotovoltaica pode adiar o investimento em novas usinas para atendimento da demanda máxima do sistema e pode ser considerado como um recurso extra para o sistema elétrico aumentando a confiabilidade do mesmo e reduzindo os riscos sistêmicos de déficits, na medida em que contribui para diversificação da matriz elétrica. No entanto, na falta de grandes parques de armazenamento de energia, a energia deve ser consumida no mesmo momento em que é gerada, logo a confiabilidade deve ser assegurada em tempo real. E como a GD intermitente não pode ser despachada de acordo com a necessidade do sistema, esse recurso não pode ser considerado como fonte de energia garantida. Na maioria das vezes a rede é que fornece *backup* à geração distribuída.
- **A GD requer mais controle, operação e manutenção da rede** – A GD fotovoltaica equivale a um abatimento de carga pois a energia é consumida no local onde é gerada, havendo, portanto, um custo evitado devido à geração deslocada e, caso haja coincidência entre geração e demanda de pico, a GD fotovoltaica distribuída pode contribuir para postergar a necessidade de investimento em distribuição e transmissão. Por outro lado, a expansão da capacidade instalada de GD fotovoltaica leva à necessidade de investimentos na rede de distribuição e sua operação se torna mais complexa. Quiroga G. et al (Quiroga et al, 2016), apontaram para uma necessidade de investimentos na qualidade de tensão para uma inserção de geração distribuída fotovoltaica entre 20 a 30%. Ainda é provável que haja uma concentração de instalações fotovoltaicas em determinada região⁴³, podendo causar uma necessidade de investimento em algumas regiões da rede para acomodar os novos fluxos que podem ser injetados em alguns grupos de circuitos do sistema, pois a demanda das residências geralmente atinge o pico no final do dia

⁴³ Como o investimento em GD fotovoltaico é alto, a expectativa é que os grandes consumidores residenciais invistam mais nessa tecnologia do que os pequenos e médios.

quando a GD fotovoltaica está reduzindo a produção de energia. Assim, os benefícios que a energia fotovoltaica pode gerar para as redes de transmissão e de distribuição dependem das características físicas das redes, dos padrões da geração fotovoltaica distribuída e da curva de carga da rede.

- **Os clientes com geração provocam maiores custos administrativos às distribuidoras.** Com a execução dos acordos de interconexão e com o faturamento e medição mais complexos que envolvem não só consumo como também geração, os custos das distribuidoras tendem a aumentar com o avanço da GD na matriz (Brown, 2017).
- **Os custos de serviços ancilares⁴⁴ podem aumentar** - Pela característica não despachável das plantas de geração distribuída, elas aumentam a volatilidade da carga líquida aumentando a necessidade de reservas de flexibilidade. Adicionalmente, os custos relativos aos serviços para se manter os níveis de tensão apropriados podem ser crescentes.
- **Possível aumento de perdas não técnicas:** menos energia será demandada da distribuidora pelos clientes com geração própria e, assim, a proporção entre as perdas não técnicas e a carga total aumenta, uma vez que a carga total diminui.
- **Haveria uma provável sobrecontratação das distribuidoras de energia** A GD tende a intensificar a sobrecontratação devido à dificuldade de planejamento de compra de energia afetando negativamente as distribuidoras, dado que o limite regulatório atual o qual permite o repasse dos custos de aquisição de energia para a tarifa é de 105% da demanda verificada, conforme artigo 38 do Decreto 5.163 de 30 de julho de 2004..
- **Alguns impactos ao meio ambiente:** a geração fotovoltaica distribuída não emite gases de efeito estufa ao gerar energia e ao diminuir as perdas técnicas da transmissão e distribuição (devido a menor necessidade de despacho das plantas de grande porte e a localização próxima às cargas) e ao substituir plantas de geração tradicionais (termelétricas, por exemplo), a GD fotovoltaica contribui para reduzir as emissões. Por

⁴⁴ Serviços oferecidos por alguns geradores para manter a estabilidade da operação da rede

outro lado, os módulos fotovoltaicos possuem compostos que podem apresentar riscos de contaminação ao meio ambiente e também há de se levar em conta a questão do descarte ao final da vida útil do painel, ainda não regulamentada no Brasil.

O equilíbrio de prós e contras da inserção de GD, com ou sem armazenamento, requer decisões políticas e não está no escopo do presente trabalho. O que se pode dizer é que tanto prosumidores quanto *prosumagers*, que além de gerar sua própria energia também armazenam, devem receber adequados sinais de preço para instalar e operar suas plantas de forma que seja priorizado o benefício do sistema como um todo, ao mesmo tempo em que não sejam preteridos os consumidores que não podem ou não querem tornar-se prosumidores ou *prosumagers*.

Os autores Schill W. et al (Schill et al, 2017) , no *paper* de discussão “*Prosumage of Solar Electricity Pros Cons and the System Perspective*” apresentam os pontos a favor e contra do ponto de vista do sistema, referente ao aumento do número de *prosumagers*, com foco na produção solar fotovoltaica de pequena escala combinada com armazenamento em baterias em residências conectadas à rede e que injetam energia em alguns momentos e utilizam energia da rede em outros.

Santos, P. *et al* (Santos et al, 2017), simulou o impacto de uma participação de 30% do mercado residencial (B1) com geração fotovoltaica (instalada no ponto que será consumida) na área de concessão da CELESC, considerando as mesmas premissas utilizadas no estabelecimento das tarifas para essa concessionária em sua revisão tarifária de 2016. O estudo analisou geração equivalente a 90% do consumo, com 40% de autoconsumo e 60% injetado na rede.

Nesse caso teórico, verificou-se que a responsabilidade dos prosumidores quanto à formação dos custos relacionados à Parcela B deveria ser 33% menor que a calculada para as unidades residenciais e que a redução do mercado também reduziu os custos operacionais regulatórios em 4,34%.

Embora esse estudo não tenha analisado a necessidade de custos adicionais devido à inserção das plantas fotovoltaicas, ele apresenta indícios da necessidade da reformulação da atual tarifa diante da entrada de um novo perfil de consumidor. Para transmitir aos consumidores o valor agregado da geração distribuída os autores concluíram que a aplicação de tarifas binômias seria mais apropriada, com os consumidores se ajustando ao plano tarifário mais adequado ao seu perfil de consumo,

de forma a alocar corretamente os custos que os diferentes perfis de consumo imputam à rede.

É inegável que a energia solar é uma fonte renovável, altamente sustentável e será uma fonte relevante no setor energético mundial e brasileiro. Além disso, evolução de tecnologias demandantes de energia elétrica como os veículos elétricos fará com que a geração renovável seja ainda mais essencial para o desenvolvimento do país.

Há diversas iniciativas para o desenvolvimento da GD solar no Brasil como linhas de financiamento específicas, isenção de ICMS⁴⁵ (Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços) sobre a energia injetada na rede, criação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica (ProGD), autorização do uso de energia solar em programas governamentais de habitação, política industrial para redução de preços de equipamentos, entre outros.

Assim, corroborando com o que foi dito no item anterior, as tarifas devem estar alinhadas com os custos ocasionados pela inserção da geração distribuída na matriz energética, a fim de evitar transferências de custos não intencionais entre clientes.

3.6.7 Consumidores respondem a sinais de preço

A tecnologia de medição, que era o maior limitador para aplicação de tarifas mais complexas, evoluiu e infraestruturas de medição avançadas estão mais acessíveis e no Brasil já estão sendo usados para clientes atendidos em baixa tensão que optaram por serem faturados pela Tarifa Branca, por exemplo.

A cobrança pela demanda já é um conceito conhecido no Brasil, pois já é cobrada de forma mandatória aos consumidores do Grupo A.

Algumas críticas à implantação de tarifas binômias para consumidores atendidos em baixa tensão vêm de dúvidas em relação à compreensão do conceito de demanda por esses consumidores. No entanto, o conceito de demanda já faz parte do cotidiano

⁴⁵ Desde maio de 2018 com a inclusão de Amazonas, Paraná e Santa Catarina, todos os estados brasileiros contam com a isenção do ICMS sobre a energia elétrica fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora ou por outra unidade do mesmo titular, através de geração distribuída com capacidade instalada de até 1 MW, nos termos da Resolução Normativa nº 482/2012. Devido a ajustes regulatórios na Resolução Normativa nº 482/2012, são necessárias correções ao Convênio, visando atualizá-lo e padronizá-lo às novas regras em vigor.

das famílias, pois o tamanho de sua instalação doméstica é dado por capacidade em kilowatt instalado; as especificações dos aparelhos eletrônicos apresentam a potência além da tensão e consumo aproximado. A própria lâmpada é um exemplo simples e bastante popular, pois ao comprar uma lâmpada o consumidor observa a quantidade de iluminação que deseja (lumens) e a potência (watts). Outro exemplo seria a experiência comum de ligar o chuveiro elétrico e notar a iluminação da casa ser reduzida devido à queda de tensão.

A questão seria passar a informação de forma simples e eficiente explicando que o uso concomitante de eletrodomésticos aumenta a demanda e, portanto, mais cara ficaria a fatura de energia e esclarecendo as consequências do uso simultâneo dos aparelhos eletrônicos nos períodos de pico.

A alteração no perfil de uso da energia pode vir através de mudança nos hábitos dos consumidores ou através de investimentos em aparelhos mais eficientes ou em equipamentos de controle de demanda domésticos ou até mesmo em baterias.

Faruqui A. et al (Faruqui et al, 2017b), no artigo “*Arcturus 2.0: A meta-analysis of time-varying rates for electricity*”, publicou o resultado de um estudo que envolveu 63 pilotos e 337 ofertas de diferentes tipos de tarifas horárias a consumidores residenciais em 9 países e concluiu que eles respondem a sinais de preço alterando seus padrões de consumo de energia: os consumidores reduzem seu consumo de pico em resposta às diferenças de preços nos períodos de pico e fora de pico e a magnitude dessa resposta é ainda maior quando o consumidor faz uso de tecnologias facilitadoras como termostatos inteligentes e monitores domésticos.

Além disso, há algumas evidências de que os clientes respondem não apenas às mudanças na estrutura geral das tarifas, mas especificamente a tarifas de demanda.

O estudo mais recente realizado para quantificar a redução na demanda de pico através de cobrança de tarifa de demanda aos consumidores residenciais foi realizado na Noruega (Stokke et al, 2009) analisando o comportamento de 443 consumidores residenciais da distribuidora Istad Nett AS (INAS) que optaram por serem cobrados pela demanda⁴⁶ e ao mesmo tempo por um preço *spot* pela energia consumida, durante o ano de 2006. A mudança no consumo foi avaliada durante os meses de janeiro,

⁴⁶ Aproximadamente 700 consumidores, o equivalente a 5% do mercado da INAS, optaram pela cobrança de demanda. A demanda foi medida no período de pico do sistema num intervalo de 60 minutos.

fevereiro e dezembro nos horários de 8:00 até 16:00⁴⁷ e o resultado foi uma redução média da demanda de 5%.

Outros dois estudos registrados foi o da Duke Power na Carolina do Norte na década de 80 e o da Wisconsin Public Service na década de 70. Ambos mediram a demanda dos clientes no período de pico do sistema (Hledik, 2014): o estudo da Duke (1978 a 1983) englobou uma cobrança pela demanda em conjunto com uma tarifa volumétrica horária e focou na demanda (medida em intervalo de 30 minutos, sendo de 13:00 as 19:00 o período de pico) no verão numa região com alto uso de ar condicionado e envolveu 178 participantes. A redução na demanda foi de 17% a 41%. Já o estudo da Wisconsin (1977 a 1978) envolveu 40 participantes e se concentrou na análise entre a adoção de tarifa horária e tarifa de demanda (sazonal, medida em intervalo de 15 minutos e com o período de pico entre 8:00 e 17:00) em relação à efetividade na redução de demanda. A redução de demanda ficou em torno de 29%.

Os três estudos têm diferenças significativas na base de clientes analisados, além de usarem metodologias distintas, diferentes desenhos de tarifas de demanda, amostra pequena de clientes e os dois estudos americanos são antigos e não levarem em conta as mudanças nas preferências e atitudes dos consumidores e evolução da tecnologia. No entanto, podem ser tiradas conclusões preliminares acerca da resposta positiva do consumidor à tarifa de demanda.

Como exemplo real que demonstram que os consumidores respondem positivamente ao sinal dado pela cobrança de demanda pode ser citado o da distribuidora Arizona Public Service (APS), do estado do Arizona nos Estados Unidos (EUA). Esta tem o maior número de consumidores residenciais com tarifa de demanda nos EUA, com cerca de 120.000 consumidores (11,5% do mercado residencial da APS) em junho de 2016 (Miessner, 2016). Um estudo da APS revelou que, em média, os consumidores que optaram pela cobrança de demanda tiveram uma redução da demanda de 3% a 4%⁴⁸. E aqueles que gerenciaram ativamente sua demanda, conseguiram atingir redução ainda maior, entre 10% e 20%. (Miessner, 2016).

⁴⁷ A tarifa de demanda era estabelecida para os meses de inverno (dezembro, janeiro e fevereiro) para o maior consumo registrado em uma hora nos dias úteis entre 8:00 e 16:00. Nos outros meses do ano, a demanda a ser faturada era a média das três demandas registradas nos meses de inverno.

⁴⁸ Grupo de 1.000 consumidores, todos residindo na região de Phoenix Metro que mudaram para uma tarifa de demanda entre 2012 e 2014 e com no mínimo um ano de informação na tarifa anterior e na nova.

A cobrança pela demanda oferece aos consumidores mais uma opção de redução de fatura. A atual tarifa volumétrica fixa somente apresenta a alternativa de redução da conta através da diminuição do consumo mensal.

Mesmo a tarifa horária branca, apesar de mais adequada do que as tarifas fixas, sendo puramente volumétrica, não espelha apropriadamente os custos que não dependem do consumo de eletricidade. Além disso, a tarifa horária não incentiva um padrão de uso de energia, seja através da mudança de hábitos ou pelo uso de tecnologias adequadas, com foco também na redução do requisito de infraestrutura elétrica da residência. Mesmo o consumidor transferindo seu consumo dos horários de tarifa mais cara (pico) para as mais baratas (fora de pico), ele ainda pode ter um nível alto de demanda, ou seja, ele reduz sua fatura, mas a infraestrutura necessária para atendê-lo permanece a mesma.

Com relação aos programas de Resposta à Demanda (RD)⁴⁹, os quais tem potencial de reduzir significativamente a demanda requerida do sistema, a economia geral do sistema é limitada porque geralmente há um número máximo de eventos em que podem ser aplicados, além da necessidade de notificação aos clientes. Diferente das tarifas de demanda, as quais realmente incentivam os consumidores a mudarem seus padrões de uso de energia de forma duradoura, consistente e sustentável.

No que diz respeito a medidas de eficiência energética, há críticos que dizem que a cobrança de demanda poderia reduzir o incentivo à eficiência energética devido à redução das tarifas volumétricas e, portanto, a economia possível de ser obtida com a redução do consumo. Mas a visão mais abrangente é que as tarifas binômias ampliarão o foco das medidas de eficiência energética não só para a energia, mas também para a capacidade e em não só para modelagem da carga (transferência de consumo de períodos de custo altos para períodos de menor custo) mas também para tecnologias de gerenciamento de carga e soluções de armazenamento (The Electricity Journal, 2016).

Além disso, como o faturamento das distribuidoras para o Grupo B é integralmente dependente do consumo de energia, não há incentivo por parte das distribuidoras em implantar políticas de eficiência energética ou gerenciamento pelo lado da demanda diante do potencial de perda de receita.

⁴⁹ Resposta à Demanda pode ser definido como sendo as alterações no padrão de uso da energia pelos consumidores finais em resposta a preços ou a incentivos definidos para modificar o horário de uso, nível da demanda ou consumo total de energia.

Atualmente há diversas tecnologias que podem intensificar a resposta dos clientes à cobrança de demanda. Visto por outro ângulo, o envio de sinal de preço que inclui um componente de demanda incentiva o uso dessas tecnologias como otimização da instalação dos painéis solares⁵⁰ com baterias para armazenamento de energia, controladores de cargas domésticas (termostatos inteligentes acoplados aos aparelhos domésticos, eletrodomésticos inteligentes, limitadores de demanda), sistemas avançados de condicionamento ambiental (HVAC - *Heating, Ventilating and Air Conditioning*), veículos elétricos⁵¹ e aplicativos com informações de consumo online.

Mudanças na estrutura e na regulação tarifária devem ser cuidadosamente planejadas e gradual, pois, como qualquer alteração de tarifa, haverá ganhadores e perdedores.

A simulação apresentada por Hledik, R. (Hledik, 2014) no artigo “*Rediscovering Residential Demand Charges*” mostra que a percepção de uma redução ou aumento na fatura mensal devido à introdução da cobrança de demanda, depende do perfil de consumo do consumidor, ou seja, da relação entre sua demanda de pico e seu consumo total de energia. Hledik ressalta que parte dos perdedores com a introdução de tarifas de demanda são os que estão sendo subsidiados, devido à atual tarifa volumétrica, pelos ganhadores da nova tarifa. E ainda constata que os consumidores de mais baixa renda são ganhadores com o encargo de demanda, pois possuem demanda menor, o que se traduz em um menor custo.

Importante destacar que a introdução de cobrança pela demanda poderá resultar inicialmente numa redução da atratividade da instalação de painéis solares e outras tecnologias de geração distribuída em residências, o que vai gerar uma necessidade de adaptação e evolução da indústria solar. Por outro lado, a retirada do subsídio deverá

⁵⁰ A combinação da tarifa volumétrica única e o *net metering* induz os consumidores a instalarem painéis solares que privilegiam a maximização da produção total de energia e não a produção no final da tarde (pico do sistema). Assim um consumidor que trabalha fora de casa e usa ar condicionado a noite consegue anular seu consumo líquido (*net metering*) e reduzir significativamente sua fatura de energia, no entanto impõe demanda elevada ao sistema quando chega em casa às 18 h e liga o ar condicionado e demais eletrodomésticos, justamente quando é o horário de pico do sistema. A economia com a geração solar própria pode até levar o consumidor a utilizar mais energia nesse horário de pico do que faria normalmente, mantendo a casa mais fria, por exemplo e ficando mais livre no uso de energia (Brown, 2017).

⁵¹ Incentivo à recarga nos períodos fora de pico, do contrário, os clientes tenderão a carregar seus veículos elétricos quando chegam do trabalho, requerendo uma demanda adicional coincidente com o pico do sistema e possíveis investimentos necessários para acomodar essa demanda seriam suportados por todos consumidores, mesmo para aqueles que não contribuirão para esse aumento de demanda.

estimular a partilha dos custos decrescentes dos fabricantes e instaladores para os consumidores, passando a ser acessível a consumidores de mais baixa renda.

Uma tarifa que incide sobre a demanda tem o potencial de criar oportunidades para o crescimento sustentável de longo prazo da GD na medida em que se reconhece o valor real proporcionado por esta e para novas tecnologias competirem de forma mais justa, além da possibilidade de criação de um mercado de fornecimento de serviços e produtos para auxiliar os clientes no gerenciamento de suas contas.

O tópico seguinte apresenta a experiência de alguns países na adoção de tarifas que incidem sobre a demanda.

3.7

Experiência internacional na aplicação de tarifa de demanda para consumidor de baixa tensão

Três países foram escolhidos para analisar as recentes reestruturações acerca da tarifa para consumidores residenciais.

Na União Europeia foi analisado Portugal, país com mercado totalmente liberalizado, tendo atingido, no ano de 2016, o terceiro lugar entre os países da União Europeia em relação à participação de energia renovável na produção de energia elétrica: equivalente a 57% do consumo nacional, sendo 28% proveniente de fonte hídrica.

Os Estados Unidos possuem regiões de alta temperatura, com significativa concentração de aparelhos de ar condicionado e, mais recente, de painéis solares em telhados de residências. O caso mais específico do estado do Arizona será aqui apresentado por possuir o maior número de consumidores residenciais com tarifa de demanda nos EUA.

E, finalmente, a Austrália foi escolhida por ter a maior proporção de residências com geração solar no mundo, equivalente a 9% da capacidade instalada total de geração do NEM. O estado de Victoria foi o primeiro a instalar de forma mandatória os medidores inteligentes e todos os consumidores possuem estrutura AMI desde 2009 e, em agosto de 2016, o regulador australiano aprovou a implementação de tarifas de demanda para consumidores para consumidores de baixo porte.

3.7.1 A experiência de Portugal

Em 1996, foi estabelecida a primeira diretiva que estabeleceu regras comuns para o mercado interno europeu de eletricidade e iniciou processo de liberalização dos mercados de eletricidade na União Europeia, diretiva 96/92/CE (do Parlamento Europeu e do Conselho). Em linhas gerais, esta diretiva estabeleceu a separação contábil das atividades de produção, transporte e distribuição e a liberalização do acesso às redes de transporte e distribuição.

O último pacote de liberalização do setor a nível europeu data de 2009 e ficou conhecido pela sua estratégia 20-20-20: reduzir em 20% as emissões de gases de efeito estufa; aumentar em 20% o consumo de energias renováveis; e aumentar em 20% a eficiência energética, tudo isso até 2020⁵².

Em 2015, a Comissão Europeia lançou a estratégia para o estabelecimento da União da Energia, passando o setor energético a fazer parte do núcleo de setores estratégicos que integra os processos fundamentais de integração europeia em curso. A União Energética procura dar uma resposta mais efetiva aos três pilares da política energética europeia: segurança do abastecimento; sustentabilidade; e competitividade.

O processo de liberalização do mercado europeu aconteceu gradualmente, começando com os clientes de maiores consumos e níveis de tensão mais elevados. Este processo também ocorreu em Portugal, com a abertura do mercado efetuada de forma progressiva entre 1995 e 2006. Desde 4 de setembro de 2006 todos os consumidores de Portugal continental já podem escolher seu fornecedor de energia elétrica.

Em 2016, a produção renovável portuguesa abasteceu 57% do consumo nacional (hidráulica, 28%; eólica, 22%; biomassa, 5%; fotovoltaicas, 1,4%). Na produção não renovável, o carvão abasteceu 21% e o gás natural também 21% (REN, 2016).

Em Portugal, as atividades de produção e comercialização são abertas à livre concorrência, sujeitas à obtenção de licenças e aprovações. Neste país, estão submetidas à regulação as atividades de transporte, distribuição, comercialização de último recurso, operação logística de comercializador e gestão de mercados

⁵² Segundo o relatório “*Energy Outlook 2017*” da EDP (EDP, 2017), face aos objetivos estabelecidos para 2020, Portugal já atingiu o objetivo de redução de emissões, e está em linha para atingir os objetivos de renováveis e eficiência energética.

organizados, sendo que o transporte e a distribuição são desenvolvidos por meio de concessões públicas.

Os períodos regulatórios são de três anos e as tarifas reguladas são estabelecidas pela Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos - ERSE⁵³ em dezembro de cada ano, para vigorarem durante o ano seguinte.

O sistema tarifário é aditivo, ou seja, as tarifas são dadas pela soma das tarifas correspondentes a cada uma das atividades, as quais são determinadas de modo a recuperar os respectivos custos regulados, sendo que as tarifas de energia elétrica pagas pelos consumidores finais são constituídas das seguintes parcelas:

- **Tarifa de Energia (TE):** responsável por recuperar os custos da atividade de compra e venda de energia elétrica.
- **Tarifa de Comercialização (TC):** reflete a margem de ganho do serviço de comercialização.
- **Tarifa de Acesso às Redes (TA):** recupera os custos da transmissão e distribuição, da gestão do sistema e os decorrentes de políticas governamentais.

Os clientes que escolherem o seu comercializador no mercado livre pagam as tarifas de acesso às redes e negociam livremente os preços de energia e de comercialização com o seu comercializador, sendo o comercializador responsável pelo pagamento das tarifas reguladas de Acesso às Redes⁵⁴.

As componentes tarifárias em Portugal podem apresentar valores diferentes em períodos horários distintos e diferentes épocas do ano (verão referente aos trimestres 2 e 3 e inverno o qual engloba os trimestres 1 e 4). Os períodos horários são classificados como: super vazio, vazio, cheio e ponta.

A baixa tensão é dividida em Baixa Tensão Especial (BTE), para consumidores com potência contratada superior a 41,4 kW (geralmente pequenos negócios) e Baixa Tensão Normal (BTN), para aqueles com potência contratada menor ou igual a 41,4 kVA (consumidores domésticos). Para aos consumidores BTE, a potência contratada corresponde a potência ativa máxima em kW medida em períodos de 15 minutos. Já

⁵³ Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE) é a instituição responsável pela regulação do setor elétrico português e também de gás natural.

⁵⁴ É possível também a contratação de energia elétrica nos mercados organizados ou através de contratação bilateral, no caso de clientes com estatuto de agente de mercado.

para BTN corresponde a potência aparente em kVA e representa um valor fixo mensal na fatura de energia elétrica, independente do consumo, relacionada à potência contratada.

Os clientes BTN podem contratar energia de qualquer uma das 18 comercializadoras disponíveis (*ERSE*) e escolher a potência a contratar entre 13 diferentes potências, desde 1,15 a 41,4 kVA. Se o consumo ultrapassa o nível de potência contratado, o disjuntor sobrecarrega-se e o fornecimento é interrompido.

As faturas das comercializadoras são diferenciadas de acordo com a potência contratada e são dados em potência (Euros por kW por dia), termo fixo correspondente com a potência que se tem contratada e energia, baseado no consumo (Euros por kWh de acordo com a opção simples, bi-horária e tri-horária⁵⁵).

Em Portugal Continental, coexiste o mercado livre e o mercado regulado, podendo assim todos os clientes negociar os seus contratos de energia com um comercializador no mercado livre ou permanecer no mercado regulado e pagar as tarifas transitórias⁵⁶, que são tarifas de eletricidade oferecidas aos clientes que ainda não aderiram ao mercado livre. O período de aplicação das tarifas transitórias para BTN termina em 31 de dezembro de 2020.

Com relação à geração distribuída, a legislação portuguesa estabelece duas formas: a Pequena Produção (UPP) e o Autoconsumo (UPAC). Na Pequena Produção, toda energia produzida é injetada na rede e vendida por meio de leilão, no qual os concorrentes oferecem descontos à tarifa de referência de 95 Euros/MWh⁵⁷ para contratos de 15 anos. Por outro lado, no Autoconsumo a energia gerada é consumida preferencialmente no local, podendo o excedente ser injetado na rede (a capacidade de produção deve ser dimensionada ao consumo do local minimizando a injeção de

⁵⁵ As opções tarifárias para BTN são:

- Tarifa simples - preço da energia ativa não apresenta diferenciação horária (um único preço de energia aplica a qualquer hora do dia)
- Tarifa Bi-horária – dois preços de energia em função do período horário: período de vazio (mais barato) e período fora de vazio (mais caro)
- Tarifa Tri-horária – com três preços de energia em função do período horário: período de ponta, período de cheia e período de vazio.

⁵⁶ O comercializador de último recurso é obrigado a fornecer eletricidade aos clientes finais que ainda não tenham contratado no mercado livre o seu fornecimento, aplicando-se as tarifas transitórias fixadas pela ERSE.

⁵⁷ A Portaria n.º 32/2018 de 23 de janeiro de 2018 manteve o valor de 95 Euros/MWh fixado em 2015 e também mantido em 2016 e 2017. Esse valor é ainda ajustado dependendo da categoria da unidade geradora e da energia primária utilizada.

energia na rede), sendo remunerado por 90% da média do preço de fechamento do Operador do Mercado Ibérico de Energia (OMIE) para Portugal no mês em questão.

Até janeiro de 2018 a produção descentralizada anual foi equivalente a cerca 0,75% do consumo em Portugal continental e a potência instalada, 269.312 kW (DGEG, 2018).

3.7.2

A experiência dos Estados Unidos da América

O setor elétrico americano possui uma configuração complexa e é organizado de maneira fragmentada; as questões associadas ao fornecimento e distribuição de energia elétrica são definidas no âmbito estadual e local, dessa forma encontram-se no país diferentes estruturas de mercado e modelos regulatórios. Já o governo federal, através da agência federal independente FERC (*Federal Energy Regulatory Commission*), regula basicamente a transmissão da eletricidade entre os estados e a venda de energia no atacado.

A maioria dos estados dos EUA mantém a tradicional estrutura de monopólio verticalmente integrado para geração e fornecimento de eletricidade. Durante as últimas décadas, entretanto, o setor elétrico americano passou por transformações e, no que diz respeito à regulação da distribuição de energia elétrica, até fevereiro de 2018, 14 estados americanos haviam reestruturado e liberalizado a comercialização de energia elétrica para consumidores residenciais de eletricidade. Esses estados respondem por um terço de toda a energia consumida no país (Littlechild, 2018).

Texas é o estado que possui o mercado de varejo competitivo mais ativo e avançado do país. Esse estado tem a regulação mais parecida com os mercados de varejo em outras partes do mundo; as empresas de transmissão e distribuição vendem seus serviços aos comercializadores que depois revendem esses serviços aos clientes. Nos demais estados, as distribuidoras têm obrigação de fornecer energia com uma tarifa regulada para os consumidores de sua área de concessão que optarem por não comprar energia de outro fornecedor.

Nos EUA há o conceito de *utility* que são empresas de energia que produzem, transmitem e distribuem eletricidade para os consumidores, mas nem todas devem fornecer as três funções. São mais de 3.200 *utilities* atendendo mais de 145 milhões de consumidores (DOE, 2015).

Em relação à distribuição de energia elétrica, existem hoje nos EUA basicamente dois tipos de concessionárias:

- **IOU (*Investor Owned Utilities*)** - Empresas privadas com fins lucrativos cujas concessões são dadas pelos estados para operar em áreas específicas e sob certos termos e condições. O sistema de distribuição e as vendas no varejo são reguladas por comissões estaduais, denominadas PUCs (*Public Utility Commission*), que regulam os custos e taxa de retorno.
- **POU (*Publicly-Owned Utilities*)** - Entidades públicas, sem fins lucrativos, de fornecimento de energia elétrica podendo ser empresas de serviços públicos municipais ou distritais (operadas pelos governos locais e tem a propriedade da geração, transmissão e distribuição em suas áreas) e cooperativas (normalmente operam em áreas rurais). As POU são reguladas por conselhos municipais e distritais, ou por conselhos eleitos pelos consumidores locais. A grande maioria das *utilities* americanas são POU.

Em 2015 a geração de eletricidade através do carvão representou 33% do total. Os mesmos 33% para geração com gás natural, 19% nuclear e 13% de fontes renováveis, sendo metade hidroeletricidade (Flores-Espino et al, 2016).

Com relação à geração distribuída nos Estados Unidos, houve um aumento expressivo das instalações nos últimos anos principalmente devido à facilidade de financiamento de terceiros, que foi responsável por 72% das instalações em 2014 (NC, 2016).

Nesse tipo de financiamento, o instalador constrói a planta fotovoltaica na propriedade do cliente e tem a propriedade da instalação por um período de até vinte anos. O cliente paga através de um contrato de compra de energia ou de um contrato de aluguel (*lease*)⁵⁸.

Em novembro de 2017⁵⁹, 38 estados, Washington, D.C e 4 territórios aplicavam sistemas baseados em *net metering*. *Utilities* de dois estados (Idaho e Texas)

⁵⁸ No entanto, alguns estados norte-americanos proíbem tais contratos de compra de energia e de aluguel. Em dezembro de 2015, 26 estados permitiam esses tipos de arranjos contratuais (NC, 2016).

⁵⁹ National Conference of State Legislatures - <http://www.ncsl.org/research/energy/net-metering-policy-overview-and-state-legislative-updates.aspx>

voluntariamente adotavam programas de *net metering* e sete estados (Arizona, Georgia, Havai, Indiana, Nevada, Maine e Mississippi) possuíam outras regras de compensação de geração própria.

As distribuidoras de energia dos EUA têm acenado aos reguladores uma necessidade de cobrar dos consumidores mais do que um valor fixo mensal usualmente cobrado para cobrir seus custos fixos, passando para um *design* de tarifa mais sofisticado no nível residencial em meio à crescente penetração de geração distribuída. Em maio de 2018, 52 distribuidoras em 22 estados ofereciam tarifa de demanda para os consumidores residenciais.

As tarifas de demanda são preferíveis ao aumento das cobranças de custos fixos, como resposta ao crescimento das instalações solares residências, pois as tarifas de demanda permitem que os consumidores respondam a sinais de preço, diferente do que acontece com a aplicação de encargos fixos.

Pesquisa do Parks Associates⁶⁰ revelou que, no final de 2015, 19% das residências com banda larga possuíam algum tipo de dispositivo doméstico inteligente, muitos dos quais ofereciam gerenciamento de energia e serviços associados. Em 2017, a pesquisa⁶¹ revelou a adoção de termostatos inteligentes por 13% das residências com banda larga nos Estados Unidos em 2017, em comparação com 11% em 2016. Assim, pode-se inferir que os consumidores americanos estão conscientes do valor de reduzir seu consumo doméstico de energia e a tarifa de distribuição tem que se modernizar para encorajar ainda mais a adoção dessas novas tecnologias.

3.7.2.1 A experiência do estado americano do Arizona

A distribuidora Arizona Public Service (APS), cobre a maior parte do estado do Arizona nos Estados Unidos (EUA), atendendo mais de 1,2 milhões e tem o maior número de consumidores residenciais com tarifa de demanda nos EUA, com cerca de 120.000 consumidores (11,5% do mercado residencial da APS) em junho de 2016

⁶⁰ Disponível em: <https://www.prnewswire.com/news-releases/parks-associates-purchase-intentions-for-smart-home-devices-increased-by-66-year-over-year-300632082.html>

⁶¹ Disponível em: <https://www.prnewswire.com/news-releases/parks-associates-13-of-us-broadband-households-owned-a-smart-thermostat-at-the-end-of-2017-300584560.html>

(Miessner, 2016). Já as atividades regulatórias do serviço de distribuição elétrica são exercidas por uma agência estadual, a *Arizona Corporation Commission* (ACC).

O clima possui expressiva influência na composição das tarifas no Arizona, com temperaturas excedendo 37°C (graus Celsius) em mais de 100 dias por ano, tendo um dos maiores potenciais para geração solar nos Estados Unidos.

Os valores de tarifas deste Estado são maiores durante os meses de maio a outubro. Além disso, a tarifa de varejo do Arizona é maior do que a média nacional. Este também torna este estado um mercado atrativo para instalação de planas fotovoltaicas em telhados residenciais; a geração solar aumentou em 25,6% entre dezembro de 2014 e dezembro de 2015. Essa velocidade de crescimento de instalações solares levou às distribuidoras do estado a proporem tarifas alternativas para os consumidores com geração distribuída (Hledik, 2016).

Deve-se ressaltar também que já na década de 1980, com a proliferação do uso de sistema central de ar condicionado, a APS verificou a demanda de capacidade coincidente em sua rede mais que dobrou. Para atender essa necessidade, a APS precisou adicionar nova geração e infraestrutura de rede, custos que foram repassados a todos os usuários da rede (Snook & Grabel, 2015).

Com o uso de ar condicionado, os consumidores mudaram radicalmente a forma de consumir energia. E quando uma parte dos consumidores desvia da forma comum de utilização de energia, os sistemas tradicionais de tarifação volumétrica não mais alocam de forma justa o aumento do custo fixo requerido para reforçar a infraestrutura extra de rede necessária para servir esses consumidores e tampouco asseguram sinais de preço que os incentivem a gerenciar seu uso.

A solução era formar uma tarifa que alocasse o custo do sistema à demanda real de energia dos consumidores, ou seja, que recuperasse não só a quantidade maior de energia consumida, mas também a ampliação de capacidade de rede em períodos de pico necessária para atender o uso do ar condicionado e que, ao mesmo tempo, encorajasse o gerenciamento da demanda por parte dos usuários.

Em 1977, a APS propôs uma tarifa residencial com três componentes: encargo fixo de serviço (\$), tarifa de energia (\$/kWh) e tarifa de demanda (\$/kW). E em 1980 a comissão estadual do ACC aprovou tarifa de demanda mandatória para os novos clientes com central de ar condicionado e opcional para os consumidores que já possuíam.

A atual tarifa residencial de demanda na APS possui valores diferentes no verão e outra no inverno e é baseado na maior demanda média em um período de uma hora verificada nas horas de pico durante o mês de faturamento. O cálculo da demanda de uma hora para clientes residenciais, ao invés de 15 minutos como para os demais clientes, diminui a variabilidade das demandas faturadas mensalmente. Além disso, a medição apenas no período de pico contribui também para moderar qualquer impacto adverso na fatura.

A APS se compromete a fornecer aos consumidores informações sobre as variadas opções de tarifas disponibilizando uma ferramenta de comparação de tarifas e também fornece a seus clientes uma análise anual de sua utilização de energia, recomendações de economia e de troca de tarifa caso o cliente seja beneficiado. Dessa forma os clientes possuem as informações de que precisam para tomar uma decisão sobre a melhor tarifa a aderir.

Com relação ao programa de *net metering*, no final de 2015 havia 37.204 clientes residenciais participando desse programa. Esses clientes pagaram cerca de 38% dos seus custos de serviço em comparação com 88% para os demais clientes residenciais. Esse subsídio foi de US\$ 18,5 milhões, o qual resultou em um aumento de tarifa de 1,25% para todos os clientes residenciais (Miessner, 2016).

Em 2013, a ACC tornou-se o primeiro órgão regulador em um grande mercado de energia solar dos Estados Unidos a permitir que uma empresa de serviços públicos do Arizona impusesse um encargo específico aos proprietários de sistemas fotovoltaico.

Os clientes residenciais da APS que possuem sistema de geração distribuída têm opção de serem tarifados através de uma tarifa em duas partes composta de encargo fixo e tarifa de energia horária, porém há um encargo de acesso à rede aplicado à potência nominal da instalação de geração ou por duas opções de tarifação em três partes -encargo fixo, tarifação de demanda (sazonal ou não) e tarifa de energia horária.

A APS não possui mais o sistema *net metering* para os novos clientes residenciais com geração solar, somente é aplicado aos clientes com geração distribuída renovável em sua unidade (fontes definidas pela ACC) exceto clientes residenciais com sistema fotovoltaico. A APS fornece ao cliente sua necessidade de energia complementar e, para a energia exportada, atribui um crédito mensal com base em uma tarifa de compra determinada anualmente.

3.7.3 A experiência da Austrália

Fechamentos de plantas a carvão e incerteza dos investidores na viabilidade de investimentos em nova geração, contribuíram para que o mix de geração na Austrália esteja cada vez mais baseado nas energias intermitentes provenientes de vento e sol. Além disso, o consequente aumento de preços motivou os consumidores a terem maior controle de seu consumo de energia, incluindo a instalação de plantas fotovoltaicas em telhados de casas e sistemas de armazenamento em baterias.

O setor de eletricidade contribui para mais de um terço das emissões de gases de efeito estufa da Austrália. O país tem um compromisso internacional de reduzir suas emissões em 26-28% abaixo de 2005 até 2030, via tratado de Paris (AER, 2017).

A geração a carvão foi responsável por 63% da geração de eletricidade do NEM-*National Electricity Market* em 2016. A geração a óleo e gás representaram 21%, hidroelétricas, 7%, eólica, 5% e solar, 3% (sendo 90% a partir de plantas de pequena escala). A taxa de penetração de telhados solares na Austrália é a maior do mundo, cerca de 15%, o equivalente a 1,6 milhão de lares⁶².

Como incentivo à geração de energia solar em residências, os estados australianos começaram a oferecer, a partir de 2008, tarifas generosas para compra da energia elétrica (*premium feed-in tariffs*) injetada na rede pela autoprodução. A partir de 2012, as tarifas prêmio (*premium feed-in tariffs*) foram eliminadas ou fechados a novos autoprodutores e substituídos por “ofertas de mercado” dos varejistas a preços não regulamentados e muito mais baixos do que as tarifas prêmio. Não há um programa nacional da Austrália, pois cada estado tem seu próprio esquema.

As residências recebem ainda um certificado pela instalação de painéis solares (*small-scale technology certificate – STC*) que pode ser comercializado e cujo valor é calculado com base na quantidade de energia que pode ser gerada pela instalação num período de 15 anos limitado ao ano de 2030, quando o esquema está previsto para terminar.

Há de se considerar também que os padrões australianos de residências também são especialmente adequados para a adoção de sistemas solares nos telhados; a posse de residência na Austrália é de cerca de 70% e, entre os proprietários, 88% moram em

⁶² Disponível em <http://pv-map.apvi.org.au/historical#4/-26.67/134.12>. Acessado em 22 de junho de 2018.

casas individuais. Além, é claro, do sol em abundância, com a irradiância solar direta maior do que em qualquer outro continente⁶³.

A energia no atacado no leste e sul da Austrália é negociada através do Mercado Nacional de Eletricidade (*National Electricity Market – NEM*)⁶⁴, um dos mais longos sistemas interconectados de energia do mundo, com cerca de 40.000 km de cabos e linhas de transmissão, suprindo 200 TWh de energia a cerca de 9 milhões de consumidores e com capacidade de geração de 54.421 MW⁶⁵.

Os agentes varejistas de energia atuam como intermediários comprando energia do NEM e empacotando-a com serviços de rede de transmissão e distribuição para venda aos usuários finais. Nos Estados de Victoria (2009), Sul da Austrália (2013), Nova Gales do Sul (2014) e sudeste de Queensland (2016), os preços do varejo são desregulamentados. Aos clientes sem contrato de mercado é oferecido uma oferta padrão (contrato básico com termos e condições definidas que o revendedor não pode mudar).

No NEM, a contribuição das instalações de energia solar fotovoltaica para a demanda máxima é menor do que a capacidade nominal do sistema, pois o consumo de energia no verão geralmente atinge o pico no final da tarde, quando a geração de energia solar está em declínio. O crescente uso de geração de energia solar fotovoltaica está reduzindo a demanda da rede em torno do meio dia e transferindo os picos de demanda para o final do dia (quando a geração solar está caindo).

Em novembro de 2014, a Comissão de Mercado de Energia Australiano (*Australian Energy Market Commission – AEMC*) solicitou às distribuidoras a desenvolver preços que refletissem melhor os custos de fornecimento de serviços a seus consumidores de forma a proporcionar sinais mais eficientes de uso de energia e investimento. Assim, as tarifas que um distribuidor cobra pela prestação de serviços de distribuição de energia deveriam refletir seus custos eficientes de fornecer esses serviços.

As tarifas de distribuição dão um sinal aos varejistas sobre o custo de uso da rede. Os varejistas determinam se, e como, suas ofertas de varejo para os clientes

⁶³ Disponível em <http://econintersect.com/a/blogs/blog1.php/why-does-australia-have-higher>

⁶⁴ Conecta cinco mercados – Queensland, Nova Gales do Sul (incluindo Australian Capital Territory), Victoria, South Australia e Tasmania. Western Australia e Northern Territory não estão conectados ao NEM.

⁶⁵ Disponível em <https://www.aemo.com.au/Electricity/National-Electricity-Market-NEM>

refletirão esses sinais. Eles podem modular seus contratos oferecendo aos clientes diferentes estruturas tarifárias, preços com desconto, outros incentivos não tarifários, opções de cobrança, preços fixos ou variáveis e outros recursos.

Alterações de regras que apoiam a concorrência no fornecimento de medição e serviços relacionados entraram em vigor em dezembro de 2017. As reformas também recomendam que todos os novos medidores instalados para consumidores residências e pequenos negócios sejam medidores inteligentes.

Até janeiro de 2018, as distribuidoras deveriam separar seus serviços de rede regulados (e os custos e receitas desses serviços) de serviços não regulamentados, como medições e instalações fotovoltaicas e baterias. Esses serviços não regulamentados devem ser fornecidos através de uma entidade separada para assegurar que receitas oriundas dos serviços regulados não subsidiem os produtos não regulados.

As novas tarifas serão inicialmente optativas, mas em algumas distribuidoras serão mandatórias para os novos consumidores, pequenos comércios e residências com medidores inteligentes (AER, 2017).

3.7.3.1

A experiência do estado australiano de Victoria

A AER - *Australian Energy Regulator* aprovou a implementação de tarifas de demanda para consumidores residenciais e pequenos e médios negócios na submissão de revisão de tarifas pelas 5 distribuidoras de Victoria em abril de 2016 (AER, 2016). As tarifas são divididas em 3 partes: fixa (\$/mês); baseada no consumo (\$/kWh); e baseada na demanda (\$/kW).

As tarifas de demanda têm algumas variações de aplicação entre as distribuidoras, mas basicamente medem a demanda máxima dos clientes em intervalos de 30 minutos. Esta demanda é medida num período previamente determinado em que a rede provavelmente estaria congestionada. As tarifas são oferecidas de forma optativas aos clientes com consumo menor que 40 MWh por ano.

Com relação às tarifas de compra de energia injetada na rede por autoprodutores residenciais e pequenos negócios (*feed-in tariff*), o governo de Victoria introduziu tarifas prêmio em 2009 e fechou para novos requerentes em 2011, passando a aplicar uma tarifa de transição 42% menor que a tarifa prêmio.

A Comissão de Serviços Essenciais (*Essential Services Commission*) em Victoria é quem determina o valor mínimo da tarifa de compra de energia para os pequenos produtores de energia renovável, levando em conta o preço da energia no atacado e os custos evitados de distribuição e transmissão, de mercado e dos impactos sociais referentes à emissão de carbono. Sendo assim, ao menos na teoria, não há subsídio por parte do governo e nem de outros consumidores (Jacobs, 2016).

3.8 Comparação entre os países analisados

Quadro 3.8: Comparação entre os países analisados

	Mercado livre para BT	Produção de renovável	Regulador	Geração distribuída	Cobrança de tarifa de demanda para BT
Portugal	Sim	Carvão: 21% Gás natural: 21% Renovável: 57% (sendo hidráulica 28%, eólica, 22%, biomassa 5% e fotovoltaica 1,4%)	ERSE, regulador nacional	Duas modalidades: Pequena Produção-UPP (toda energia gerada é injetada na rede e vendida em leilão) e Autoconsumo-UPAC (excedente injetado na rede é remunerado a 90% do preço OMIE para Portugal)	Sim para BTE (geralmente pequenos negócios) e cobrança de potência aparente (kVA) para os consumidores BTN (residência)
Estados Unidos	Sim em 14 estados (até fevereiro de 2018)	Carvão: 33% Gás Natural: 33% Nuclear: 19% Fontes renováveis:	Questões associadas ao fornecimento e distribuição de energia elétrica são definidas no	38 estados, Washington D.C e 4 territórios aplicavam <i>net metering</i> . Sete	52 distribuidoras em 22 estados oferecem tarifa de demanda para consumidores

		13% (sendo metade hidráulica)	âmbito estadual e local.	estados possuíam outras regras de compensação de geração própria (novembro de 2017)	residenciais (maio de 2018)
Austrália	Sim nos Estados de Victoria, Austrália do Sul, Nova Gales do Sul e sudeste de Queensland	Carvão: 63% Gás e óleo: 21% Renovável: 15% (hidroelétricas, 7%, eólica, 5% e solar, 3%)	AER – <i>Australian Energy Regulator</i>	Não há um programa nacional, cada estado tem o seu, mas verifica-se um afastamento das tarifa feed-in para precificação da energia injetada, antes comum, para ofertas de mercado. Residências recebem um certificado pela instalação de painéis solares (previsto para acabar em 2030)	Sim, mas de forma optativa na maioria dos casos.

3.9 Considerações finais sobre o capítulo

Para que haja uma justa competição entre as diversas fontes renováveis de energia é necessário haver uma estrutura tarifária que dê uma correta sinalização aos usuários da rede, isto é, que reflita os custos marginais impostos à rede para que os investimentos em energia renovável e novas tecnologias sejam realizados de modo a alcançar um benefício para todo sistema.

A alternativa aqui abordada é a implantação de uma tarifa de uso do sistema de distribuição aplicada sobre a demanda máxima dos consumidores de baixa tensão para recuperar os custos da atividade de distribuição de energia, assim como já vigora para os consumidores ligados em médio e alta tensão.

Nesse capítulo foram analisadas experiência de alguns países, identificando as estratégias adotadas com relação à alocação de custos na construção das tarifas de baixa tensão.

4

Modelo conceitual utilizado para realização do estudo

Neste capítulo será apresentado o modelo conceitual desenvolvido para responder a questão principal desta dissertação: o impacto nas faturas de consumidores residenciais causado pela introdução de uma Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) dada em R\$/kW.

A aplicação deste modelo será apresentada no capítulo 5, para fins de sua validação. Este modelo conceitual poderá ser aplicado em outras situações em que se busque analisar a resposta de diferentes perfis de consumo de energia elétrica ao se introduzir uma nova tarifa.

4.1

Visão geral do modelo

Essa dissertação se propõe avaliar o impacto nas faturas de consumidores residenciais causado pela introdução de uma tarifa de uso do sistema de distribuição dada em R\$/kW, ou seja, aplicada à demanda máxima registrada. Para esta análise, foi considerado nos cálculos a parcela da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) que contém os custos associados à atividade de distribuição de energia elétrica, ou seja, a TUSD Fio B.

Também foi considerado como premissa que a TUSD B vigente para a modalidade convencional da classe residencial (subgrupo B1) resulta numa receita justa para a distribuidora.

O modelo conceitual utilizado para testar a proposição é dividido em 5 fases:

- (i) Pesquisa documental e bibliográfica;
- (ii) Apuração da receita de referência;
- (iii) Cálculo da TUSD Fio B nas modalidades horária e em R\$/kW;
- (iv) Cálculo das receitas obtidas pela aplicação das TUSDs Fio B às medições dos *clusters* de estudo;

- (v) Cálculo das receitas obtidas pela aplicação das TUSDs Fio B às medições dos *clusters* de estudo, considerando geração fotovoltaica.

A figura 4.1 apresenta de forma global o modelo:

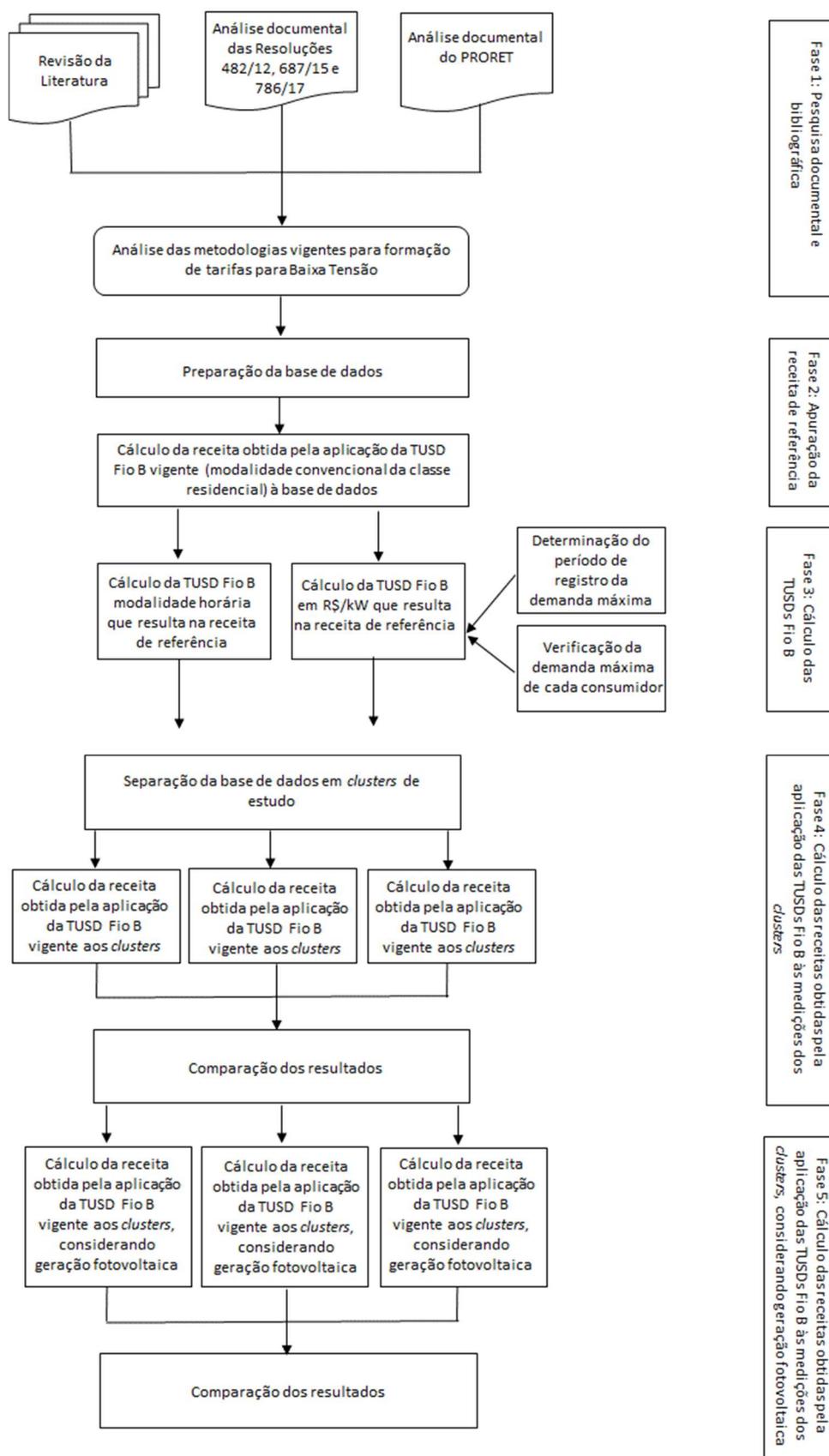


Figura 4.1 – Visão geral do modelo conceitual.

Fonte: Elaboração própria.

4.2

Fase 1 – Pesquisa documental e bibliográfica

Para a realização deste modelo e para criar as premissas de validação, foi realizada uma ampla pesquisa baseada na legislação vigente no Brasil e na literatura disponível, conforme apresentado nos capítulos 2 e 3.

No caso da legislação brasileira, foi feita uma análise do modelo regulatório e da estrutura tarifária da distribuição de energia elétrica no Brasil bem como da regulamentação vigente para a geração distribuída.

No que diz respeito ao estado-da-arte, buscou-se analisar estudos em diferentes países acerca do desenvolvimento de tarifas residenciais face ao novo cenário de *disruptura* da conjuntura do sistema elétrico.

4.3

Fase 2 – Apuração da receita de referência

Para a análise foram descartadas as medições que não estavam coerentes, ou seja, valores negativos, soma dos consumos individuais superior ao registro da medição geral e não registro de medições.

Para avaliar o efeito que causa a inserção de uma tarifa de uso do sistema de distribuição dada em R\$/kW nas faturas de consumidores residenciais, foi considerada a TUSD Fio B, isto é, a parcela da TUSD que contém os custos associados à atividade de distribuição de energia elétrica:

$$TUSD = TUSD \text{ Fio A} + TUSD \text{ Fio B} + TUSD \text{ Encargos} + TUSD \text{ Perdas} \quad (4.1)$$

A TUSD de aplicação para o Grupo B é estabelecida pela ANEEL integralmente em R\$/MWh nas Resoluções Homologatórias referentes aos reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras.

Dessa forma, foi calculada a receita proporcionada pela parcela TUSD Fio B, a qual compõe a TUSD de aplicação homologada pela ANEEL para a modalidade convencional da classe residencial (subgrupo B1). A receita total, em R\$, é o somatório da aplicação da TUSD Fio B, dada em R\$/MWh, sobre o consumo mensal de cada consumidor da amostra, em MWh:

$$R^C = \sum_{i=1}^H (q_i \cdot T^C) \quad (4.2)$$

Sendo:

R^C = Receita total da amostra, em R\$, obtida pela aplicação da TUSD Fio B vigente (modalidade convencional da classe residencial) ao consumo mensal de cada um dos consumidores da amostra (h_i)

H = Número total de consumidores da amostra

q_i = quantidade mensal de energia consumida da rede de distribuição por cada consumidor (h_i)

T^C = TUSD Fio B para a modalidade convencional da classe residencial, em R\$/MWh

Dada a premissa mencionada, que a tarifa vigente para a modalidade convencional da classe residencial resulta numa receita justa para a distribuidora, a receita calculada R^C será considerada como a receita de referência a fim de manter neutralidade da receita e assim focar na análise dos impactos nas faturas dos consumidores provocados pela introdução de uma nova tarifa.

Mantendo a receita R^C dada como justa, as faturas de alguns consumidores aumentam e de outros reduzem com a introdução de novas modalidades tarifárias, demonstrando a maneira como diferentes perfis de consumo de unidades residenciais seriam afetados com a introdução de uma TUSD aplicada sobre a demanda.

4.4

Fase 3 – Cálculo da TUSD Fio B nas modalidades horária e em R\$/kW

4.4.1

TUSD Fio B modalidade horária

Para o cálculo da TUSD Fio B horária, dada em R\$/MWh, foi mantida a receita de referência calculada na Fase 2:

$$R^{B'} = R^C \quad (4.3)$$

Sendo:

$R^{B'}$ = Receita total da amostra, em R\$, obtida pela aplicação das TUSDs Fio B horárias ao consumo mensal nos respectivos períodos de cada um dos consumidores da amostra (h_i)

Para a formação da tarifa horária, foi considerada a mesma estrutura da modalidade tarifária horária branca, ou seja, tarifa do posto tarifário ponta equivalente a 5 (cinco) vezes o valor da tarifa no posto fora ponta e tarifa do posto tarifário intermediário equivalente a 3 (três) vezes o valor da tarifa no posto fora ponta (ANEEL, 2017c):

$$T_p^{B'} = 5 \cdot T_{fp}^{B'} \text{ e } T_{in}^{B'} = 3 \cdot T_{fp}^{B'} \quad (4.4)$$

Sendo:

$T_p^{B'}$ = TUSD Fio B horária (R\$/MWh) no posto tarifário ponta (I_p) definido pela distribuidora e aprovado pela ANEEL

$T_{fp}^{B'}$ = TUSD Fio B horária (R\$/MWh) no posto tarifário fora ponta (I_{fp}) definido pela distribuidora e aprovado pela ANEEL

$T_{in}^{B'}$ = TUSD Fio B horária (R\$/MWh) no posto tarifário intermediário (I_{in}) definido pela distribuidora e aprovado pela ANEEL

A receita total da amostra $R^{B'}$, em R\$, é o somatório da aplicação da TUSD Fio B horária de cada posto tarifário sobre a quantidade consumida q_i por cada consumidor h_i no respectivo posto tarifário:

$$R^{B'} = \sum_{i=1}^H [(q_{i,p} \cdot T_p^{B'}) + (q_{i,fp} \cdot T_{fp}^{B'}) + (q_{i,in} \cdot T_{in}^{B'})] \quad (4.5)$$

Sendo:

$q_{i,p}$ = quantidade mensal de energia consumida da rede de distribuição do consumidor h_i no posto tarifário ponta, em MWh.

$q_{i,fp}$ = quantidade mensal de energia consumida da rede de distribuição do consumidor h_i no posto tarifário fora ponta, em MWh.

$q_{i,in}$ = quantidade mensal de energia consumida da rede de distribuição do consumidor h_i no posto tarifário intermediário, em MWh.

Por fim, dado que são conhecidos a receita $R^{B'}$ e as relações entre as tarifas ($T_p^{B'} = 5 \cdot T_{fp}^{B'}$ e $T_{in}^{B'} = 3 \cdot T_{fp}^{B'}$, equação 4.4), realiza-se as devidas substituições na equação acima e calcula-se as TUSDs Fio B horárias $T_{fp}^{B'}$, $T_p^{B'}$ e $T_{in}^{B'}$.

Ressalta-se que para esse trabalho, sem influência no resultado para o que se quer aqui demonstrar, não foi separada a quantidade mensal consumida pelas residências entre dias de semana e finais de semana (período em que é aplicado somente a tarifa fora de ponta), ou seja, foram aplicadas as tarifas horárias considerando os postos tarifários no consumo médio mensal de cada residência.

4.4.2 TUSD Fio B em R\$/kW

Novamente, foi mantida a receita de referência calculada na Fase 2 para apuração da TUSD Fio B, dada em R\$/kW, a ser aplicada sobre a demanda máxima registrada:

$$R^{D'} = R^C \quad (4.6)$$

Sendo:

$R^{D'}$ = Receita total da amostra, em R\$, obtida pela aplicação da TUSD Fio B em R\$/kW à demanda máxima registrada de cada um dos consumidores da amostra h_i

Para o cálculo da tarifa em questão foi definido como intervalo para registro da demanda máxima, o período de pico P_{pp} , considerado como a união dos postos tarifários ponta e intermediário da modalidade tarifária branca da distribuidora em que o consumidor está conectado:

$$P_{pp} = I_p \cup I_{in} \quad (4.7)$$

Foi considerado, portanto, o registro da demanda máxima individual do consumidor em período coincidente com o período de pico do sistema de distribuição (demanda coincidente) previamente determinado pela distribuidora (*ex-ante*). O período para medição da demanda máxima, P_{pp} , aqui considerado como sendo de 5 a 6 horas, não deve ser muito curto a ponto de levar o consumidor a apenas transferir o uso de um período para o outro e deve ser suficiente para que os consumidores consigam responder ao sinal de preço distribuindo sua carga ao longo do período.

A demanda máxima, d_{max} , medida em kW, foi definida como a maior demanda de potência ativa, integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos, durante o período estabelecido para registro de medições das residências P_{pp} . Intervalos de integralização mais curtos tendem a aumentar a volatilidade para o consumidor e não oferecem tempo suficiente para evitar pico de consumo através de ajuste de sua demanda, porém para esse trabalho foi considerado um período de 15 minutos pois é o mesmo intervalo utilizado para medição da demanda máxima dos clientes de média e alta tensão no Brasil.

Com relação à TUSD Fio B a ser aplicada à demanda, a tarifa de referência para o agrupamento BT é originalmente obtida em R\$/kW para os postos ponta e fora de ponta para depois serem convertidas para um único valor em R\$/MWh, por meio do mercado teórico de demanda para o agrupamento BT, obtido das tipologias e do mercado de referência de energia.

No site da ANEEL estão disponibilizadas planilhas com as memórias de cálculo dos processos tarifários homologados. Nessas planilhas podem ser encontradas a TUSD Fio B ponta e fora de ponta em R\$/kW e a TUSD Fio B única em R\$/MWh, encontrada após aplicação do mercado teórico de demanda (kW.ano) e do mercado de referência de energia para o agrupamento BT (MWh.ano).

O mercado de referência de energia é o montante de energia elétrica faturado no período de referência para o agrupamento BT e o mercado teórico de demanda (ponta e fora ponta) para o agrupamento BT é a demanda máxima do agrupamento (ponta e fora ponta) multiplicada pelo fator de diversidade⁶⁶ (ponta e fora ponta).

⁶⁶ Fator de diversidade é a relação entre a soma das demandas máximas das cargas e a demanda máxima do conjunto de cargas.

Foi então considerada como TUSD Fio B única em R\$/kW aquela que multiplicada pelo mercado teórico de demanda na ponta (kW.ano) retorna a mesma receita em R\$ encontrada na aplicação da TUSD Fio B (modalidade convencional da classe residencial) ao mercado de referência BT.

Assim, encontrada a TUSD Fio B dada em R\$/kW, $T_p^{D'}$, a receita total da amostra, $R^{D'}$, é o somatório de sua aplicação sobre a demanda máxima d_{max} (kW) de cada consumidor da amostra h_i :

$$R^{D'} = \sum_{i=1}^H (d_{max,i} \cdot T_p^{D'}) \quad (4.8)$$

Dessa forma, tendo que $R^{D'}$ é conhecido, calcula-se a $T_p^{D'}$ que mantem a receita de referência.

4.5

Fase 4 – Cálculo das receitas obtidas pela aplicação das TUSDs Fio B às medições dos *clusters*

A amostra foi dividida em *clusters*, ou seja, em grupos de consumidores com características semelhantes com o objetivo de analisar como são afetados pela introdução de uma tarifa de uso do sistema de distribuição aplicada sobre a demanda.

O objetivo do modelo tarifário usado nesta pesquisa é isolar subsídios cruzados entre segmentos, dada a restrição de que as receitas de rede são equalizadas.

Dessa forma, as três modalidades de TUSDs Fio B foram aplicadas sobre os consumos e demandas máximas dos consumidores h_i , de dois grupos (*clusters*) complementares, sendo que o somatório do número de consumidores de cada grupo deve resultar no número total de consumidores da amostra, H :

$$H = G_1 + G_2 \quad (4.9)$$

G_1 = Número de consumidores do *cluster* 1

G_2 = Número de consumidores do *cluster* 2

E as receitas obtidas para cada *cluster* são:

- (i) Receitas $R_{G_1}^C$ e $R_{G_2}^C$ pela aplicação da tarifa vigente T^C :

$$R_{G_1}^C = \sum_{i=1}^{G_1} (q_i \cdot T^C) \quad (4.10)$$

e

$$R_{G_2}^C = \sum_{i=1}^{G_2} (q_i \cdot T^C) \quad (4.11)$$

Sendo:

$R_{G_1}^C$ e $R_{G_2}^C$ = Receita total dos *clusters* 1 e 2, em R\$, obtida com a aplicação das TUSDs Fio B vigente (modalidade convencional da classe residencial) a quantidade consumida q_i dos consumidores pertencentes aos *clusters* 1 e 2.

- (ii) Receitas $R_{G_1}^{B'}$ e $R_{G_2}^{B'}$ pela aplicação das tarifas horárias $T^{B'}$:

$$R_{G_1}^{B'} = \sum_{i=1}^{G_1} [(q_{i,p} \cdot T_p^{B'}) + (q_{i,fp} \cdot T_{fp}^{B'}) + (q_{i,in} \cdot T_{in}^{B'})] \quad (4.12)$$

e

$$R_{G_2}^{B'} = \sum_{i=1}^{G_2} [(q_{i,p} \cdot T_p^{B'}) + (q_{i,fp} \cdot T_{fp}^{B'}) + (q_{i,in} \cdot T_{in}^{B'})] \quad (4.13)$$

Sendo:

$R_{G_1}^{B'}$ e $R_{G_2}^{B'}$ = Receita total do *cluster* 1 e 2, em R\$, obtida com a aplicação das TUSDs Fio B horárias de cada posto tarifário sobre a

quantidade consumida q_i pelos consumidores pertencentes aos *clusters* 1 e 2, no respectivo posto tarifário.

(iii) Receitas $R_{G_1}^{D'}$ e $R_{G_2}^{D'}$ pela aplicação da tarifa de demanda $T^{D'}$:

$$R_{G_1}^{D'} = \sum_{i=1}^{G_1} (d_{max,i} \cdot T^{D'}) \quad (4.14)$$

e

$$R_{G_2}^{D'} = \sum_{i=1}^{G_2} (d_{max,i} \cdot T^{D'}) \quad (4.15)$$

Sendo

$R^{D'}$ = Receita total do *cluster* 1 e 2, em R\$, obtida com a aplicação da TUSD Fio B em R\$/kW sobre a demanda máxima d_{max} (kW) de cada consumidor pertencente aos *clusters* 1 e 2.

E assim o impacto das diferentes tarifas sobre os *clusters* podem ser comparados e analisados.

4.6

Fase 5 – Cálculo das receitas obtidas pela aplicação das TUSDs Fio B às medições dos *clusters*, considerando geração fotovoltaica distribuída

Para analisar o efeito da inclusão de geração fotovoltaica, considerando que a produção de energia se dá no mesmo ponto onde ela será consumida, tem-se que, para cada consumidor h_i , a quantidade proveniente da rede de distribuição (consumo medido) q'_i é igual a quantidade total consumida por ele, θ_i , subtraída da quantidade produzida no local, f_i :

$$q'_i = \max[(\theta_i - f_i), 0] \quad (4.16)$$

Com relação ao consumo medido de cada consumidor h_i a ser aplicado às tarifas horárias, foi considerado a quantidade total consumida e a produção de energia em cada posto horário:

(i) Posto tarifário ponta:

$$q'_{i,p} = \max[(\theta_{i,p} - f_{i,p}), 0] \quad (4.17)$$

(ii) Posto tarifário fora ponta:

$$q'_{i,fp} = \max[(\theta_{i,fp} - f_{i,fp}), 0] \quad (4.18)$$

(iii) Posto tarifário intermediário:

$$q'_{i,in} = \max[(\theta_{i,in} - f_{i,in}), 0] \quad (4.19)$$

Adicionalmente, considera-se que a demanda, d_i , registrada nos intervalos de 15 minutos no período de pico, P_{pp} , para cada consumidor h_i , deve ser subtraída da demanda registrada pela produção fotovoltaica d_f , obtendo-se assim uma nova demanda máxima d'_{max} após instalação da geração fotovoltaica:

$$d'_{max} = \max(d - d_f) \quad (4.20)$$

Pelo sistema de compensação de energia (*net metering*), nm_i , a energia a ser considerada para fins de faturamento no mês é a energia consumida da rede q'_i , deduzido da energia injetada ei_i ⁶⁷:

$$nm_i = \max[(q'_i - ei_i), 0]$$

⁶⁷ Sem considerar créditos de energia provenientes de outros meses, como permite a regulamentação do sistema de compensação de energia, já aqui apresentada.

Calcula-se então as receitas totais obtidas para cada *cluster* aplicando as três tarifas fio B ao consumo medido q'_i descontado da energia injetada ei_i , ou à demanda máxima d'_{max} de cada consumidor h_i pertencente a cada *cluster*. Finalmente, compara-se e analisa-se o impacto das diferentes tarifas sobre os *clusters* considerando geração local de energia elétrica.

4.7

Consideração final sobre o capítulo

Este modelo foi elaborado para avaliar o impacto nas faturas de consumidores residenciais pela introdução de uma tarifa de uso do sistema de distribuição aplicada à demanda máxima registrada, em R\$/kW. Para analisar o efeito dessa modalidade tarifária, a tarifa de demanda foi calculada baseada na premissa de que a receita proveniente da aplicação da tarifa atual é justa para a distribuidora.

Propõe-se que a amostra seja dividida em grupos com características semelhantes, *clusters*, a fim de se verificar de que forma os diferentes perfis de consumidores são afetados pela tarifa de demanda.

Adicionalmente, o modelo visa também avaliar o impacto provocado pela tarifa de demanda nos consumidores após inserção de geração fotovoltaica no mesmo ponto de consumo das residências.

No capítulo seguinte será apresentada a aplicação deste modelo conceitual, para fins de sua validação.

5

Resultados do estudo de caso: concessionária Enel Rio

Neste capítulo será apresentada a aplicação do modelo conceitual proposto no capítulo anterior, com o objetivo de demonstrar o efeito causado pela introdução de uma tarifa de uso do sistema de distribuição (TUSD) aplicada sobre a demanda às faturas de diferentes perfis de consumidores residenciais, inclusive analisando os impactos após instalação de painéis solares nos domicílios. O modelo será aplicado aos dados reais de medições inteligentes obtidos de um projeto de P&D desenvolvido pela PUC-Rio e as concessionárias Enel Rio e Enel Ceará, utilizando as informações da primeira e também de medições reais da geração distribuída fotovoltaica instalada no telhado do Museu da Light.

5.1

Projeto de P&D

A PUC-Rio em conjunto com a Enel Rio e Enel Ceará desenvolveram um projeto de P&D para comparar as declarações de consumo de energia obtidas nas pesquisas com os consumidores residenciais (Pesquisa de Posse de Eletrodomésticos e Hábitos de Consumo - PPH) com o perfil de consumo real medido, cujo objetivo era atribuir maior confiabilidade às curvas de cargas geradas pelas pesquisas.

Para o levantamento dessas informações, além da pesquisa de campo, foram realizadas medições eletrônicas dos principais equipamentos elétricos instalados nas residências.

Segundo Pinho (Pinho, 2013), foram instalados nas residências dois tipos de medidores eletrônicos (Figura 5.1): o medidor SAGA 2000 para medir o consumo total dos domicílios e o medidor Powersave, desenvolvido especialmente para o P&D, instalado nas tomadas dos eletrodomésticos das residências com a finalidade de medir o consumo de energia individual dos principais aparelhos.



Figura 5.1 - Medidores: Saga 2000 (esq.) e Powersave (dir.)

Fonte: (Ampla, 2013)

Os medidores permaneceram nas residências durante nove dias e registravam o consumo integralizado em intervalos de 15 minutos, armazenando-o em sua memória de massa, e então os medidores eram desinstalados e instalados em uma nova residência. As medições foram realizadas entre novembro de 2011 e outubro de 2012.

Para a Enel Rio, concessionária que será analisada nesse estudo, as medições foram feitas numa sub-amostra da amostra completa da PPH (2.100 domicílios) contendo 124 residências de cada distribuidora, buscando-se um equilíbrio entre faixas de consumo e entre regiões da área de concessão (Pinho, 2013).

Os eletrodomésticos medidos foram os que possuíam representatividade no consumo global das residências: chuveiro, geladeira, freezer, ar condicionado, televisão e máquina de lavar. O consumo dos demais aparelhos, incluindo o sistema de iluminação, categorizado como “outros usos”, foi encontrado pela diferença entre a medição geral e a soma dos consumos das medições individuais.

Na área de concessão da Enel Rio, as posses médias dos aparelhos medidos na pesquisa estão apresentadas na tabela 5.1.

Tabela 5.1 – Posse média dos eletrodomésticos medidos na área da Enel Rio.

Aparelhos elétricos	Posse média
Chuveiro	1,11
Geladeira	1,08
Freezer	0,18
Ar condicionado	0,42
Televisão	1,9
Máquina de Lavar	0,84

Fonte: (Pinho, 2013)

5.1.1

Considerações quanto ao uso dos dados das medições

Das 124 medições realizadas, foram utilizadas 114 devido a inconsistências apresentadas como soma dos consumos individuais maior do que a medição geral e não registro de medições.

Para o estudo foram aproveitadas as medições de um período de 7 dias consecutivos, dentro do período de 9 dias medidos. Foi tirada a média dos registros de cada 15 minutos durante os mesmos períodos de cada dia ao longo dos 7 dias e assim encontrada uma média diária de registros a cada 15 minutos (totalizando 96 registros diários, correspondente à quantidade de 15 minutos contidos num dia).

Para encontrar o consumo médio diário horário (kWh por hora), cada registro de 15 minutos foi dividido por quatro (que corresponde a 4 períodos de 15 minutos contidos em 1 hora), multiplicado por trinta (mês padrão) e somados de quatro em quatro, resultando em uma média diária horária com 24 valores (correspondente à quantidade de horas do dia). Somando-se esses valores obteve-se o consumo mensal.

5.2

A concessionária objeto de estudo: Enel Rio

A distribuidora de energia elétrica Ampla Energia e Serviços S.A. (Enel Distribuição Rio – Enel Rio) tem como área de concessão 66 municípios, sendo 65 no Estado do Rio de Janeiro e 1 no Estado de Minas Gerais. É responsável pelo fornecimento de energia a mais de 3 milhões de consumidores, sendo 2,4 milhões da classe residencial, 4 mil da categoria industrial, 138,5 mil comerciais, 65,5 mil rurais e 17,6 mil do setor público (Ampla, 2018).

5.2.1

Volume de venda de energia

O volume total de venda e transporte de energia na área de concessão da Enel Rio no ano de 2017 foi de 11.431 GWh, sendo 8.695 GWh vendidos e transportados ao mercado cativo e deste, 4.649 GWh foi referente à venda de energia para a classe residencial convencional, excluído baixa renda (Ampla, 2018). A figura 5.2 a seguir apresenta a participação das classes na venda de energia no mercado cativo (GWh) da

Enel Rio, demonstrando a relevância da classe residencial nas vendas dessa distribuidora.

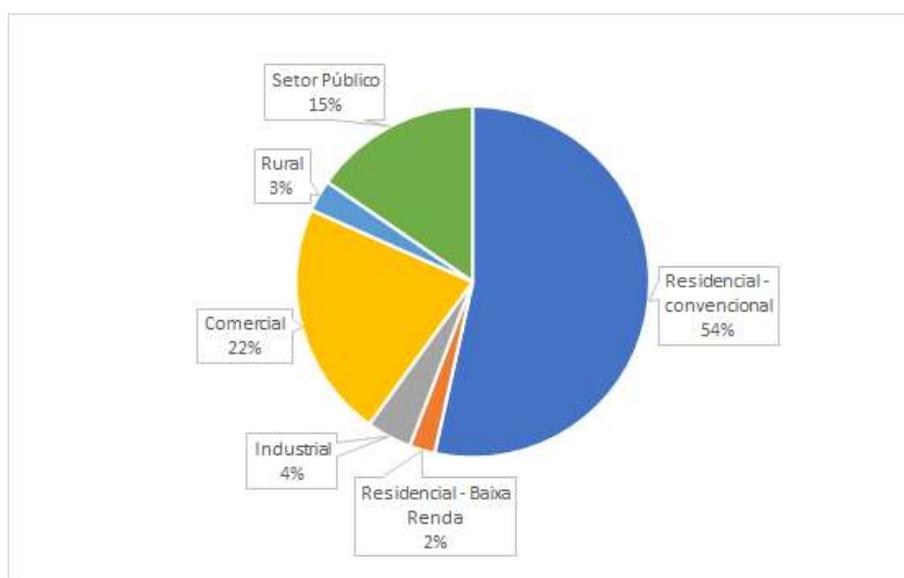


Figura 5.2: Participação na venda de energia no mercado cativo (GWh).
Fonte: Adaptado de (Ampla, 2018)

Com relação a evolução da venda de energia da Enel Rio para o mercado cativo, a figura 5.3 mostra o comportamento deste mercado nos últimos anos assim como o do mercado residencial, demonstrando uma retração a partir do ano de 2015:

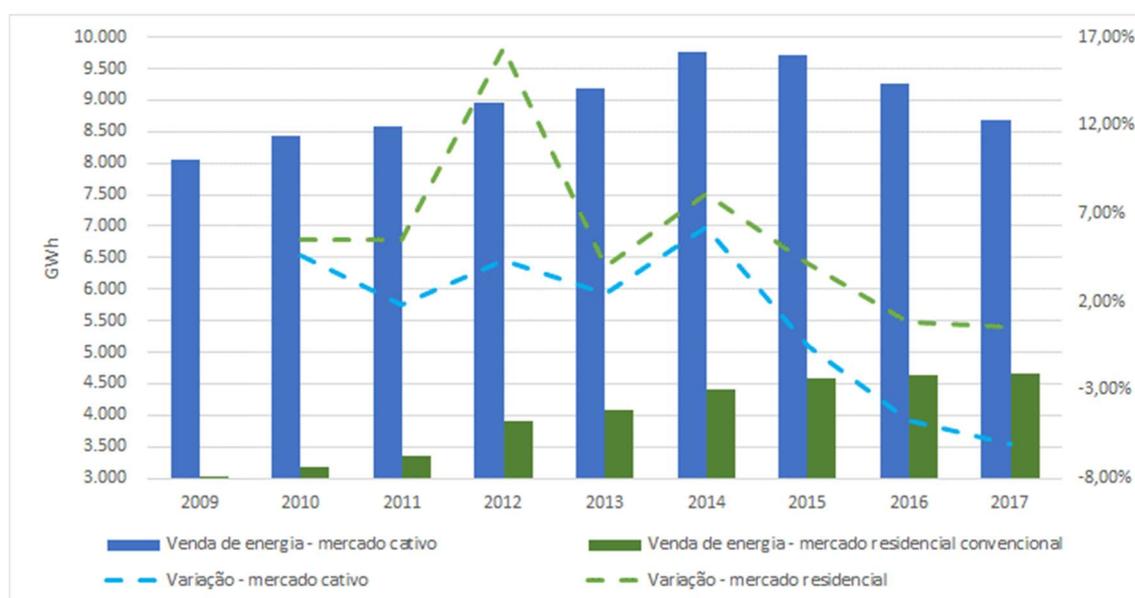


Figura 5.3: Evolução da venda de energia no mercado cativo
Fonte: Adaptado de (Ampla, 2018).

5.2.2 Investimentos realizados

Cabe aqui ressaltar o comportamento dos investimentos realizados pela distribuidora nos últimos anos, com expressivo aumento a partir do ano de 2014 e destaque aos investimentos em qualidade do sistema de distribuição que representou 51% e 38% de todo valor investido nos anos de 2016 e 2017, respectivamente, conforme mostra a figura 5.4 a seguir.

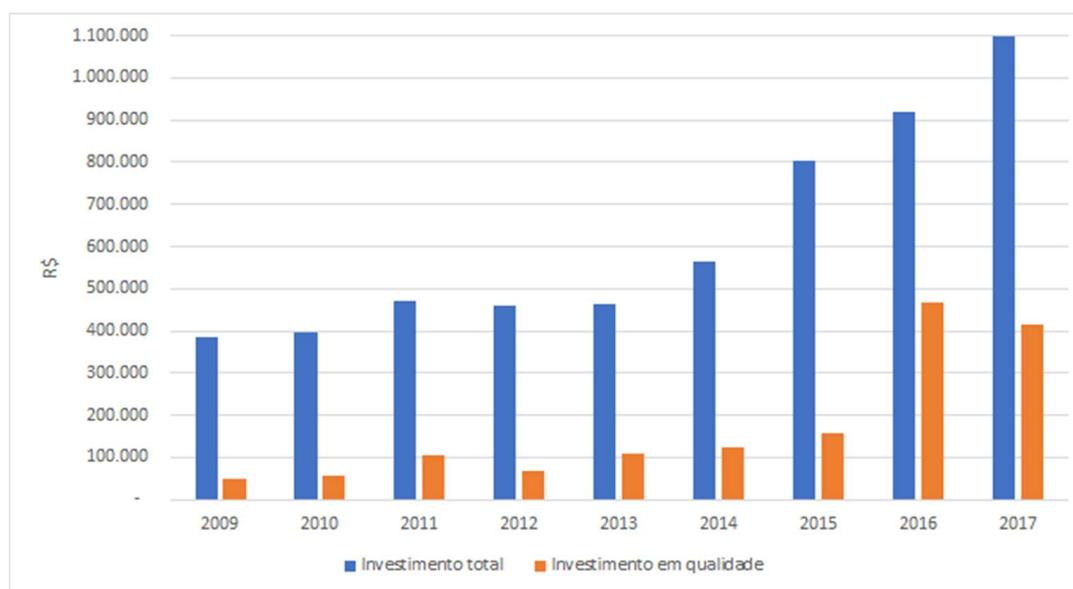


Figura 5.4: Evolução do investimento
Fonte: Adaptado de (Ampla, 2018)

5.2.3 Geração distribuída

No que diz respeito à instalação de geração distribuída na área da Enel Rio, até junho de 2018, havia 1.084 unidades consumidoras com geração distribuída, sendo todas fotovoltaicas, perfazendo uma potência total instalada de 6.165 kW. A figura 5.5 apresenta o rápido crescimento da potência instalada, saindo de apenas 18 kW em 2014 para 6.165 kW em junho de 2018 (ANEEL, 2018f):

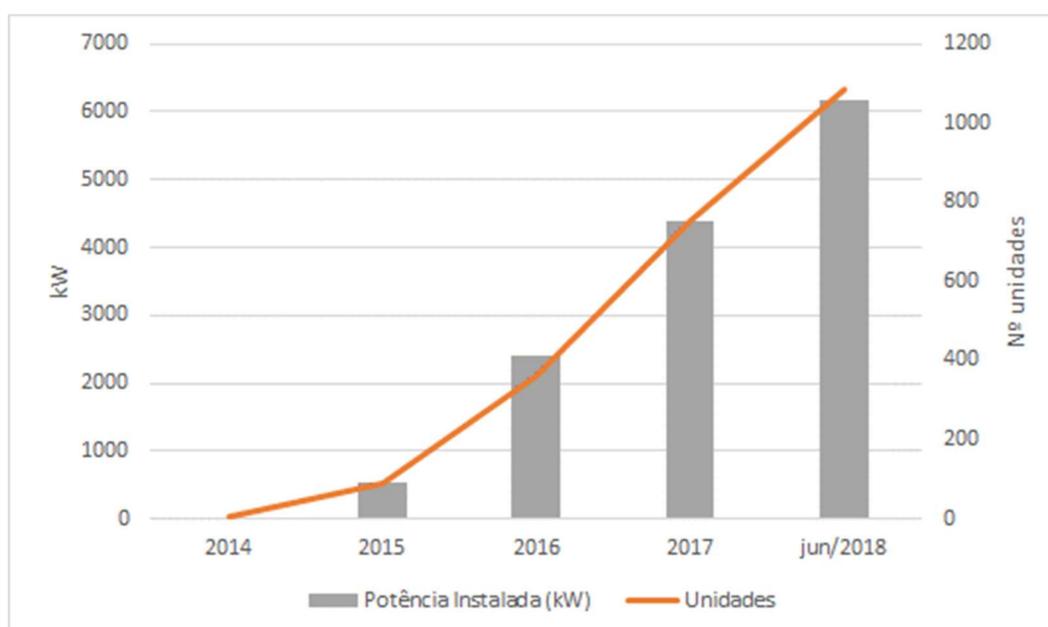


Figura 5.5: Evolução da potência instalada.

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018f).

5.2.4 Tarifas

A Resolução Homologatória nº 2.377 de 13 de março de 2018 da ANEEL, estabeleceu o resultado da quarta Revisão Tarifária Periódica (RTP) da Enel Rio. As tarifas de aplicação homologadas nessa Resolução permanecem em vigor de 15 de março de 2018 a 14 de março de 2019.

As tarifas de aplicação para a classe residencial (subgrupo B1), modalidades convencional e branca estão apresentadas na tabela 5.2.

Tabela 5.2: Tarifas para a classe residencial da Enel Rio, modalidades convencional e branca.

Modalidade	Posto	TUSD (R\$/MWh)	TE (R\$/MWh)	Total (R\$/MWh)
Convencional - residencial	NA	362,26	260,35	622,61
	P	779,87	396,03	1.175,90
Branca - residencial	INT	514,56	248,02	762,58
	FP	249,26	248,02	497,28

Fonte: Adaptado da (ANEEL, 2018g).

NA = não se aplica (não há distinção de posto tarifário);

P = posto tarifário ponta (18h00 às 20h59 para a Enel Rio);

INT = posto tarifário intermediário (16h00 às 17h59 e 21h00 às 21h59 para a Enel Rio);

FP = posto tarifário fora de ponta (22h00 às 15h59 do dia seguinte, para a Enel Rio)⁶⁸.

Comparado com a tarifa em vigor no período anterior, o efeito médio percebido pelos consumidores residenciais (tarifa B1) foi de 21,44%, sendo 35,08% o efeito médio provocado pelo reajuste da TUSD (devido principalmente à variação da Parcela B) e 6,54% o efeito médio provocado pelo reajuste da TE (ANEEL, 2018d).

Sendo assim, como um panorama da distribuidora pode ser destacado:

- Redução da venda de energia para o mercado cativo desde 2015.
- Mais da metade da quantidade de energia vendida para o mercado cativo é para o segmento residencial.
- Percentual expressivo do investimento é em qualidade do sistema de distribuição
- Aumento anual da potência instalada referente à geração distribuída de 180% desde 2014 até junho de 2018.
- Último reajuste tarifário representou um aumento de 21,44% para os clientes residenciais, grande parte provocado pela variação da parcela B.

Uma conclusão que pode ser tirada do panorama da Enel Rio é que o aumento significativo da tarifa poderá provocar um aumento do número de instalações de geração distribuída e uma diminuição da venda de energia pela distribuidora e, sendo a tarifa integralmente baseada no consumo mensal das residências, reduzirá também o faturamento da companhia. Porém, para formar a receita requerida necessária para cobrir os custos da distribuidora, incluindo os investimentos crescentes, novos aumentos de tarifa deverão ser necessários.

⁶⁸ No horário de verão todos os horários são adiantados em 1 hora.

5.3 Análise dos dados

5.3.1 Curva de carga

A curva de carga representa a demanda de energia ao longo de um intervalo de tempo e caracteriza a forma como os clientes utilizam a energia. A carga é influenciada por sazonalidade, variações econômicas, condições meteorológicas e transmissão de eventos de grande porte, como por exemplo a Copa do Mundo, no caso do Brasil.

A curva de carga da residência média representativa da amostra é a curva da média dos registros das demandas (média das medidas de 15 em 15 minutos num período de 7 dias consecutivos) considerando as 114 medições. A figura 5.6 apresenta a curva de carga por equipamento medido e na tabela 5.3, a composição da carga.

Nota-se que a categoria “outros usos”, a qual inclui o sistema de iluminação, representou 53% do consumo total da residência média, seguido por geladeira (18%), ar condicionado (9%), televisão (8%), chuveiro elétrico (7%), freezer (4%) e máquina de lavar (1%).

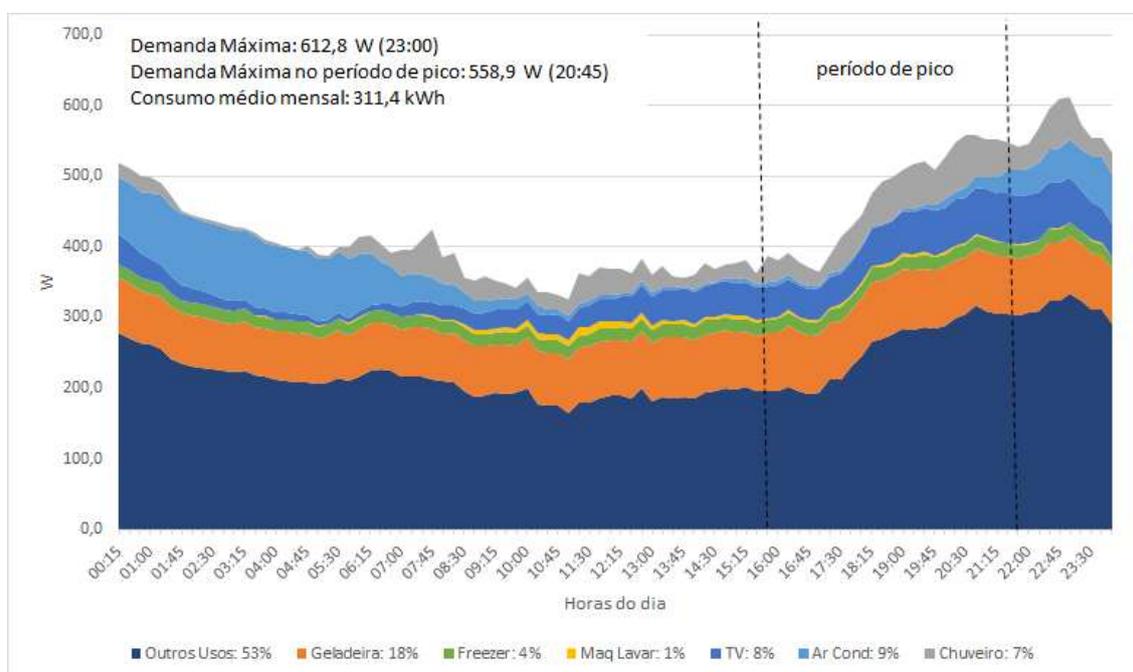


Figura 5.6: Curva de carga da residência média

A demanda máxima é a maior demanda verificada no período de pico, estabelecido como a união dos postos tarifários ponta e intermediário, ou seja, de 16h00 às 21h59 para a Enel Rio.

Tabela 5.3: Composição da carga da residência média

	Outros usos		Geladeira		Ar condicionado		Televisão		Chuveiro		Freezer		Máquina de lavar		Total
Consumo total (kWh)	166,6	53%	55,0	18%	26,9	9%	26,2	8%	21,5	7%	12,9	4%	2,3	1%	311,4
Consumo no período de pico (kWh)	47,8	55%	14,8	17%	1,9	2%	10,2	12%	8,6	10%	3,3	4%	0,6	1%	87,2
Demanda máxima (W)	334,0	55%	85,6	14%	101,8	17%	69,2	11%	74,1	12%	19,6	3%	10,9	2%	612,8
Demanda máxima no período de pico (W)	316,6	57%	85,6	15%	38,6	7%	69,2	12%	74,1	13%	19,6	4%	5,1	1%	558,9

Como aqui já mencionado, os medidores (Saga 2000 e Powersave) permaneceram nas residências durante nove dias entre novembro de 2011 e outubro de 2012, e então os medidores eram desinstalados e instalados em uma nova residência. Sendo assim, a ocorrência de uma variação sazonal do consumo, principalmente no uso do ar condicionado, não foi possível de ser avaliada nessa pesquisa, o qual só poderia ser verificado com uma medição das residências num período mínimo de um ano.

5.3.2

TUSDs Fio B vigentes: modalidades convencional e branca (horária)

As análises dessa dissertação serão baseadas na TUSD Fio B, que é a parcela da TUSD que compreende as despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica (Parcela B):

$$TUSD = TUSD \text{ Fio A} + TUSD \text{ Fio B} + TUSD \text{ Encargos} + TUSD \text{ Perdas} \quad (5.1)$$

Os custos referentes à atividade de distribuição estão sujeitos ao controle e estão sob influência das práticas gerenciais adotadas pela concessionária e, por definição, são repassados por meio de valores regulatórios. A TUSD Fio B é composta pelos custos de administração, operação e manutenção e pelo custo anual dos ativos (remuneração e depreciação).

As parcelas que compõem a TUSD estão apresentadas na figura 5.7 e foram obtidas das planilhas de cálculo do processo tarifário homologado da Enel Rio (ANEEL, 2018e). Verifica-se que a TUSD Fio B representa 32% da tarifa total para a classe residencial convencional e de 22% a 46% da tarifa branca total para os clientes da área da Enel Rio.

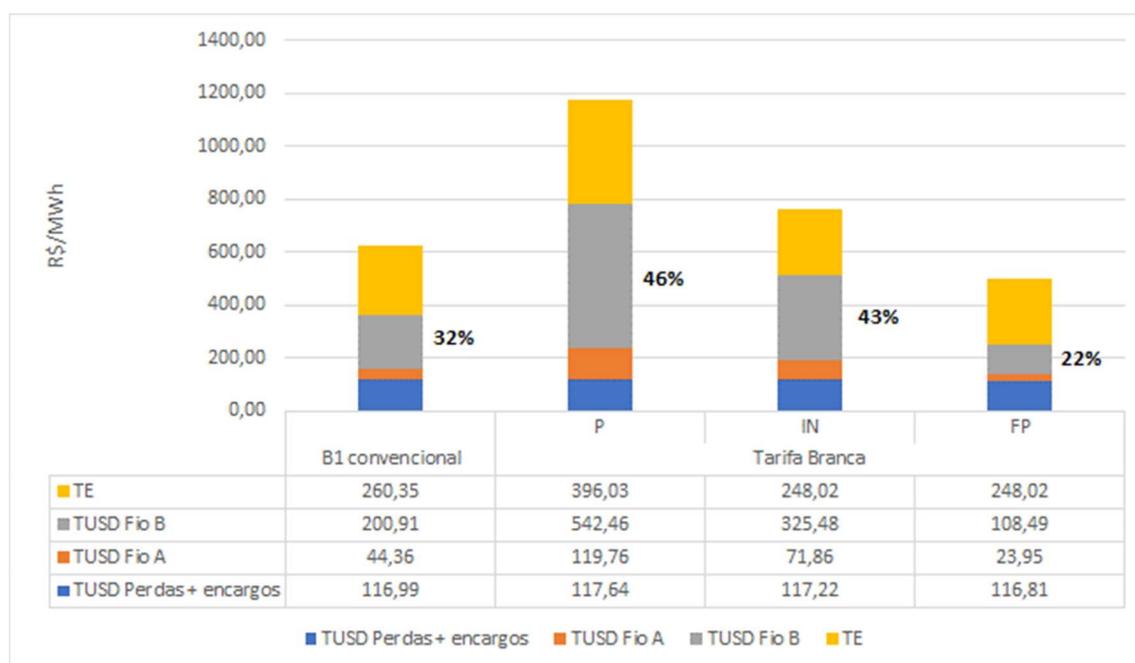


Figura 5.7: Composição da tarifa para o cliente residencial modalidade convencional e branca

5.3.3 Cálculo da TUSD Fio B em R\$/kW

As Tarifas de Referência TUSD Fio B são originalmente obtidas em R\$/kW para o agrupamento BT, para ponta e fora de ponta e estão apresentadas nas planilhas do site da ANEEL mencionadas no parágrafo anterior. No caso da modalidade convencional monômnia do Grupo B, as TUSD Fio B obtidas para ponta e fora de ponta são convertidas para uma tarifa em R\$/MWh por meio do mercado anual de referência de demanda em kW e de energia em MWh do agrupamento BT.

Foi então considerada como TUSD Fio B, única, em R\$/kW, aquela que multiplicada pelo mercado teórico de demanda (kW.ano) na ponta retorna a mesma receita em R\$ encontrada na aplicação das TUSD Fio B originalmente obtidas para

ponta e fora ponta⁶⁹, em R\$/kW, ao respectivo mercado teórico de demanda (kW.ano), ponta e fora ponta. Isto é, a TUSD Fio B única em R\$/kW foi nesse estudo considerada como aquela que aplicada ao mercado teórico de demanda na ponta, resulta na estrutura vertical referente ao agrupamento BT, conforme demonstrado na tabela 5.4.

Tabela 5.4: Cálculo da TUSD Fio B única em R\$/kW para o agrupamento BT

	Ponta	Fora Ponta
TUSD Fio B (R\$/kW) - sem ajustes	69,91	8,66
Coeficientes de ajuste	1,04	1,04
TUSD Fio B (R\$/kW) - com ajustes - (a)	72,75	9,01
Demanda Máxima (kW)	1.320,26	992,45
Fator de diversidade	1,05	1,23
Mercado teórico de demanda (kW.ano) - (b)	16.679.893	14.689.235
Receita (R\$) - (c) = (a) x (b)	1.345.812.204	
TUSD Fio B (R\$/kW) - (c) / (b)	80,68	
Mercado de referência de energia (MWh.ano) - (d)	6.698.648	
TUSD Fio B (R\$/MWh) - (c) / (d)	200,91	

O mercado de referência de demanda (ponta e fora ponta) para o agrupamento BT é a demanda máxima do agrupamento (ponta e fora ponta) multiplicada pelo fator de diversidade (ponta e fora ponta), obtido das tipologias. Nota-se que a TUSD Fio B, em R\$/MWh, pode ser definida como receita referente à contribuição do agrupamento BT para a parcela B (estrutura vertical) dividida pelo mercado de referência de energia deste agrupamento, que por sua vez é o montante de energia elétrica faturado no período de referência para o agrupamento BT, que neste caso para a Enel Rio correspondeu ao período de março/2017 a fevereiro/2018 (período de 12 meses imediatamente anteriores ao mês da revisão tarifária periódica).

Para o cálculo da TUSD a ser aplicada sobre a demanda, fez-se necessário encontrar a demanda máxima registrada de cada domicílio, definida nesse trabalho como sendo a demanda máxima registrada integralizada no intervalo de 15 (quinze) minutos dentro do período compreendido pela união dos postos tarifários ponta e intermediário, período de pico, que para a Enel Rio é das 16h00 às 21h59.

⁶⁹ Tarifas já aplicadas os coeficientes de ajustes econômico, financeiro e CVA, ou seja, tarifas de aplicação.

As receitas proporcionadas por cada uma das 3 modalidades de TUSD Fio B (convencional, branca e em R\$/kW), apresentadas na tabela 5.5, foram calculadas como:

- TUSD Fio B convencional: Receita total da amostra, R^C , em R\$, obtida pela aplicação da TUSD Fio B vigente (modalidade convencional da classe residencial) ao consumo mensal de cada um dos consumidores da amostra
- TUSD Fio B branca: Receita total da amostra, $R^{B'}$, em R\$, obtida pela aplicação das TUSDs Fio B modalidade branca de cada posto tarifário (ponta, intermediário e fora ponta) ao consumo mensal de cada um dos consumidores da amostra em cada um dos respectivos postos tarifários.
- TUSD Fio B em R\$/kW: Receita total da amostra, $R^{D'}$, em R\$, obtida pela aplicação da TUSD Fio B em R\$/kW à demanda máxima registrada no período de pico por cada um dos consumidores da amostra

Tabela 5.5: Receita resultante da aplicação das modalidades de TUSD Fio B

Modalidades	TUSD Fio B	Receita (R\$)
Convencional (R\$/MWh)	200,91	7.132
Branca (R\$/MWh)		7.172
Ponta	542,46	2.906
Intermediário	325,48	1.493
Fora Ponta	108,49	2.772
Tarifa em R\$/kW	80,68	20.296

Verifica-se uma receita significativamente maior com a aplicação da tarifa em R\$/kW sobre a demanda máxima o que leva a concluir que a tarifa dada em R\$/MWh não deveria ser integralmente transformada em uma tarifa em R\$/kW a ser aplicada sobre a demanda máxima registrada.

Como mencionado, a Parcela B, despesas com a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, é constituída pelos custos de administração, operação e manutenção e pelo custo anual dos ativos (remuneração e depreciação). Parte significativa desses custos são relacionados associados ao uso da rede, os quais variam com a demanda na rede imposta pelos clientes e baseiam-se, portanto, no pico de

consumo conjunto de eletricidade. Porém, há uma parcela dos custos (processos comerciais e administrativos como serviços de medição, faturamento, cobrança, atendimento ao público) que é relacionada à conexão dos consumidores à rede e variam com o número de consumidores independente de suas cargas e não deveriam, portanto, ser rateados com base nos custos marginais.

Nas revisões tarifárias os custos operacionais são definidos de forma agregada, utilizando para os custos comerciais um percentual obtido com a regressão de dados disponíveis no segundo ciclo de revisões (percentual regulatório dos custos de atividades comerciais) e um percentual de ponderação dessas atividades comerciais considerando o número de consumidores em cada agrupamento (sendo 1 o fator ponderador para o grupo B e 10 para o grupo A).

Além disso, é importante ressaltar que nos critérios de rateio da Parcela B, baseados na responsabilidade dos consumidores na formação dos custos marginais de expansão dos sistemas, é considerado o agrupamento BT único, sem distinção entre a classe de consumidores atendida e características de rede (se urbana, rural, subterrânea ou aérea), mesmo observando-se que as tipologias dessas classes são bem diferentes, logo os custos que impõem à rede são também diferentes. Sendo assim, na construção de uma tarifa aplicada à demanda, as classes de diferentes perfis deveriam possuir tarifas distintas que reflitam de forma mais adequada sua responsabilidade pela formação dos custos da rede.

Necessário levar em conta que, como já aqui apresentado, devido à limitação dos dados desse estudo em que as medições dos consumidores foram realizadas num período de uma semana cada um e ao longo de um ano, a demanda máxima foi tomada num período de uma semana (demanda máxima registrada integralizada no intervalo de 15 minutos dentro do período compreendido das 16h00 às 21h59 de segunda-feira a sexta-feira) e para o consumo mensal foi considerado a média dos registros dos 7 dias, incluindo portanto o final de semana, extrapolada para 30 dias. Uma conclusão mais assertiva seria obtida caso os medidores tivessem permanecido ao longo de um ano, no mínimo.

5.3.4

Cálculo das TUSDs Fio B horária e em R\$/kW considerando a receita de referência

As análises a seguir baseiam-se na premissa que a TUSD Fio B vigente resulta numa receita justa para a distribuidora, ou seja, reflete os custos operacionais eficientes e a remuneração adequada dos investimentos necessários para a prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. Dessa forma, a receita resultante da TUSD Fio B, em vigor para a modalidade convencional da classe residencial, aplicada ao consumo mensal de cada uma das 114 residências da amostra, será considerada como a receita de referência:

$$\text{Receita de Referência} = R^C = R\$ 7.132 \quad (5.2)$$

Dessa forma, obtém-se a TUSD Fio B horária e a baseada na demanda que resulta no mesmo valor da receita de referência, conforme tabela 5.6.

Tabela 5.6: TUSD Fio B horária e em R\$/kW que resultam na Receita de Referência

Modalidades	TUSD Fio B	Receita (R\$)
Convencional (R\$/MWh)	200,91	7.132
Branca (R\$/MWh)		7.132
Ponta	539,47	2.890
Intermediário	323,68	1.485
Fora Ponta	107,89	2.757
Tarifa em R\$/kW	28,35	7.132

Mantendo a neutralidade da receita, é possível focar na análise dos impactos nas faturas dos consumidores provocados pelas três diferentes modalidades de TUSD Fio B (convencional, horária e baseada na demanda máxima), notadamente pela introdução de uma tarifa baseada na demanda, objetivo desse estudo.

Dessa forma, como é possível ser verificado na figura 5.8, as faturas de alguns consumidores aumentariam com a introdução de uma tarifa baseada na demanda (“perdedores”) e as de outros, reduziriam (“ganhadores”). Além disso, é também possível perceber a correlação dessa constatação com o fator de carga dos consumidores no período de pico: um maior fator de carga reflete em faturas menores com aplicação de uma tarifa baseada na demanda (“ganhadores”).

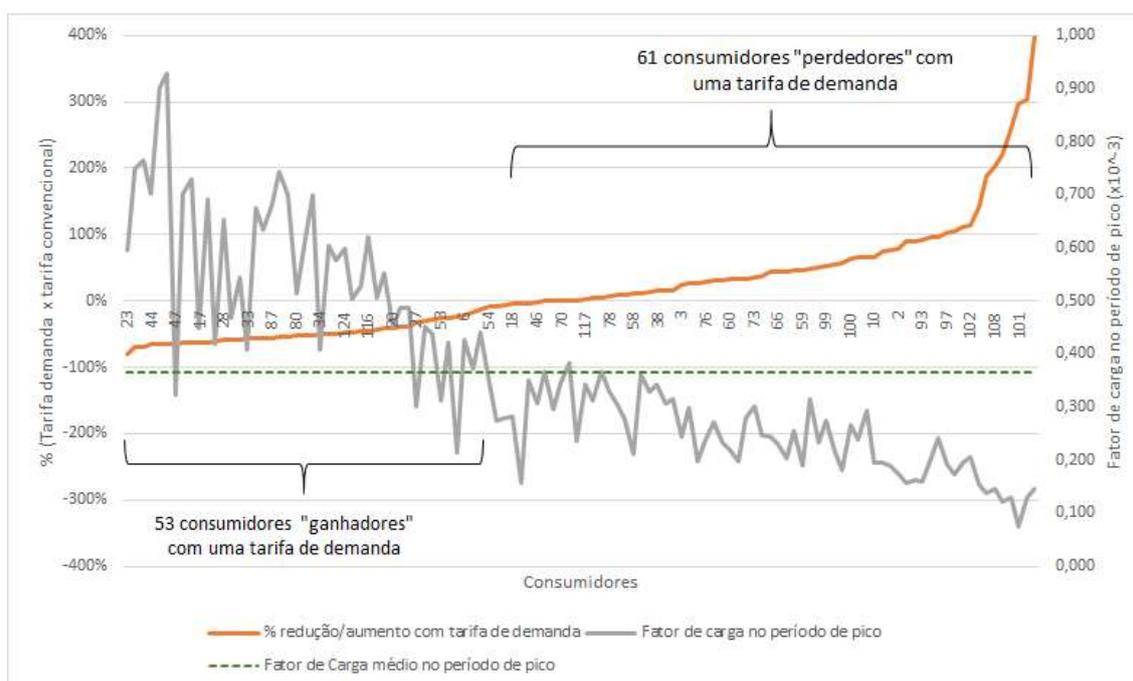


Figura 5.8: Diferença percentual entre as tarifas sobre demanda e a convencional e fator de carga dos consumidores no período de pico

O fator de carga mede a uniformidade com que a energia elétrica é consumida, quanto mais próximo de 1, mais uniforme é o consumo de energia:

$$Fator\ de\ Carga = \frac{Consumo\ total\ (kWh)}{Demanda\ máxima\ (kW) \times tempo\ (h)} \quad (5.3)$$

É a razão entre a energia ativa consumida e a energia máxima que poderia ser utilizada em um dado intervalo de tempo (nesse caso, o período de pico).

Isso quer dizer que a maneira de utilizar a energia no período de pico é que faz com que as tarifas baseadas em demanda resultem em aumento ou diminuição das faturas se comparadas às tarifas volumétricas fixas. O que reflete os custos da distribuidora, em sua maioria associados ao uso da rede (os outros custos da distribuidora são os associados ao atendimento ao consumidor e variam com o número de consumidores conectados ao sistema), os quais variam com o pico de consumo conjunto de eletricidade.

A tarifa integralmente volumétrica não fornece, portanto, incentivo para uma resposta eficiente dos clientes em direção a um melhor uso da rede.

5.3.5 Obtenção dos *clusters* de estudo

Ao analisar as curvas de carga por equipamento da residência média, observa-se que os equipamentos elétricos possuem participações diferentes na ponta do sistema. Igualmente, é possível notar os consumos aproximadamente constantes da geladeira e do freezer que permanecem ligados ao longo de todo o dia e, portanto, tem baixa capacidade de modulação. Da mesma forma, pode ser considerado que o consumo dos televisores também é pouco gerenciável pois segue a programação das emissoras. Para os equipamentos citados, sinais de preço tendem a não alterar os hábitos de consumo dos consumidores residenciais.

Os aparelhos alocados “outros usos”, o qual compreende o sistema de iluminação e os aparelhos com menor destaque nas residências, por não terem sido medidos individualmente não estão sendo considerados nesse estudo. Além disso, pode ser estimado como sendo um item pouco gerenciável, uma vez que a iluminação é atrelada ao ciclo da iluminação natural.

As demais cargas, como ar condicionado, chuveiro elétrico, máquina de lavar e até mesmo a partir do segundo televisor são acionados em determinados horários, sendo passíveis de realocação, consideradas, portanto, gerenciáveis.

Ao aplicar as tarifas encontradas em 5.3.4, verificou-se que as faturas de alguns consumidores aumentaram e de outros reduziram, como era de se esperar ao se introduzir novas modalidades tarifárias mantendo a neutralidade da receita.

E ao analisar o grupo de residências que apresentou uma fatura menor quando aplicado uma tarifa de demanda (“ganhadores”), ou seja, aquele com fator de carga mais elevado, verificou-se que esse grupo não teve, em sua maioria, medição de chuveiro elétrico⁷⁰: 71% dos domicílios sem medição de chuveiro apresentaram uma fatura menor quando aplicada a tarifa em R\$/kW, se comparado à tarifa convencional vigente.

Assim, com o objetivo de analisar como os diferentes perfis de uso da energia são afetados pela introdução de uma tarifa de uso do sistema de distribuição aplicada sobre a demanda, a amostra foi dividida em grupos de consumidores com

⁷⁰ Não se pode dizer que tais residências não possuíam chuveiro elétrico, só se pode afirmar que não houve registro de consumo de chuveiro elétrico no período de tomada de medição.

características semelhantes (*clusters*), no caso, com e sem medição de chuveiro elétrico. Foi também avaliado, nesta dissertação, o consumo do ar condicionado, pois em artigos constantes na literatura, o consumo deste equipamento foi o mais relevante no período de pico.

5.3.5.1 Residências com medição de ar condicionado

Das 114 medições analisadas, 14 residências tiveram medições relevantes referentes ao ar condicionado (3 medições foram descartadas por apresentarem registros muito baixos).

A curva de carga média das 14 residências com medição de ar condicionado é apresentada na figura 5.9. Pode ser verificado que as maiores demandas são verificadas fora do período de pico considerado nesse estudo.

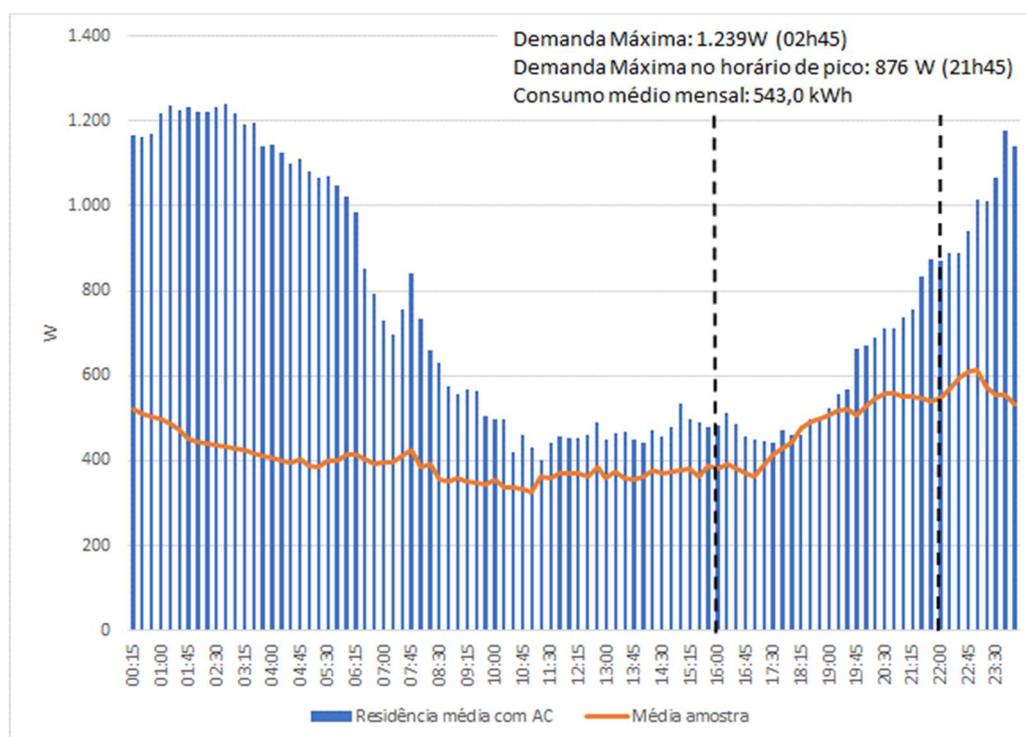


Figura 5.9: Curva de carga da média das residências com medição de ar condicionado

Outra constatação, é que consumo médio mensal dessas residências é significativamente mais elevado que o consumo médio da amostra, assim como as demandas máximas, conforme apresentado na tabela 5.7.

Tabela 5.7: Comparação dos dados da residência média da amostra e da residência média com AC

	Residência média - Amostra	Residência média - com AC	Diferença
Nº consumidores	114	14	
Demanda máxima (W)	612,8	1.238,5	102%
Horário	23h00	02h45	
Demanda máxima no horário de pico (W)	558,9	875,8	57%
Horário	20h45	21h45	
Consumo médio (kWh)	311,39	542,96	74%

Na figura 5.10 nota-se que as residências com medição de ar condicionado possuem fator de carga mais elevado no pico do que os fatores de carga médio pico para as residências da amostra. Esse fato indica que as faturas desses consumidores devem ser reduzidas ao aplicar uma tarifa aplicada sobre a demanda máxima registrada pelos consumidores comparada com a receita oriunda da TUSD vigente.

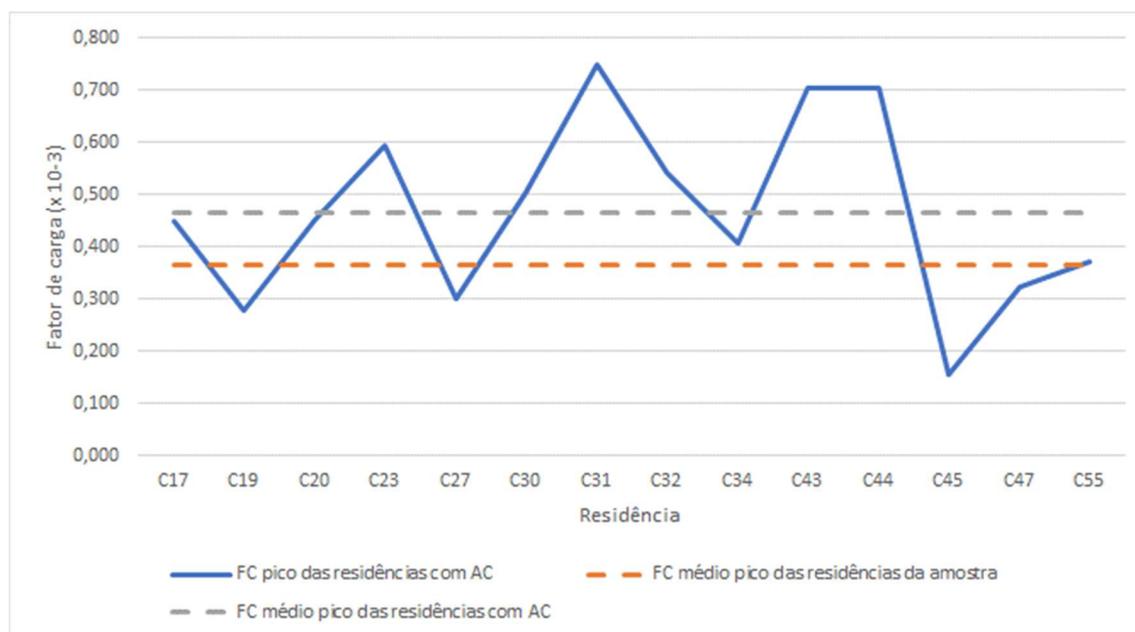


Figura 5.10: Fator de carga pico das residências com medição de ar condicionado

Faz-se necessário ressaltar que para esse estudo foi estabelecido um período para o registro de demanda coincidente com o pico da rede de distribuição (demanda coincidente). No caso de áreas residenciais com concentração de uso de aparelhos de

ar condicionado, o pico dessa região do sistema deverá ser diferente do carregamento do sistema da distribuidora como um todo. No entanto, atualmente a tarifa é única para toda a classe residencial, independente de localização.

Simshauser (Simshauser, 2016) demonstrou por meio de medições de uma amostra de 69 residências (e também de equipamentos relevantes das residências) medidas em intervalos de 30 minutos durante um ano (2012/2013) no estado de Queensland (Austrália) que o maior consumo de ar condicionado ocorre preponderantemente nos períodos considerados críticos. Da mesma forma, Passey (Passey, 2018) concluiu que o uso de ar condicionado é o maior contribuidor para a demanda de pico do sistema das distribuidoras na Austrália, através da análise de 271 consumidores residenciais medidos em intervalos de 30 minutos durante um ano (2010/2011).

Os autores citados informaram também que os recentes aumentos das tarifas de uso da rede na Austrália foram devidos ao aumento da necessidade de investimento na rede para atender o crescimento de demanda de pico do sistema (tarifa de distribuição aumentou 112,4% entre 2009 e 2015, sendo 42,7% o aumento do investimento na rede). Ambos autores mostraram que o consumo das residências com ar condicionado é maior no período do dia (pico do sistema) e menor a noite. O contrário do que foi observado nas residências desse estudo. Provavelmente os consumidores residenciais ligam sistemas de refrigeração central para resfriar toda casa durante o dia, permanecendo ligados a noite somente os aparelhos dos dormitórios.

Já no Brasil, a análise desse estudo permite deduzir que os aparelhos de ar condicionado são ligados somente a noite e permanecem ligados até a manhã seguinte, indicando que os mesmos provavelmente se localizam nos dormitórios, conforme sugere a curva de carga dos registros do consumo de ar condicionado do conjunto das 14 residências que tiveram medição desse equipamento (figura 5.11).

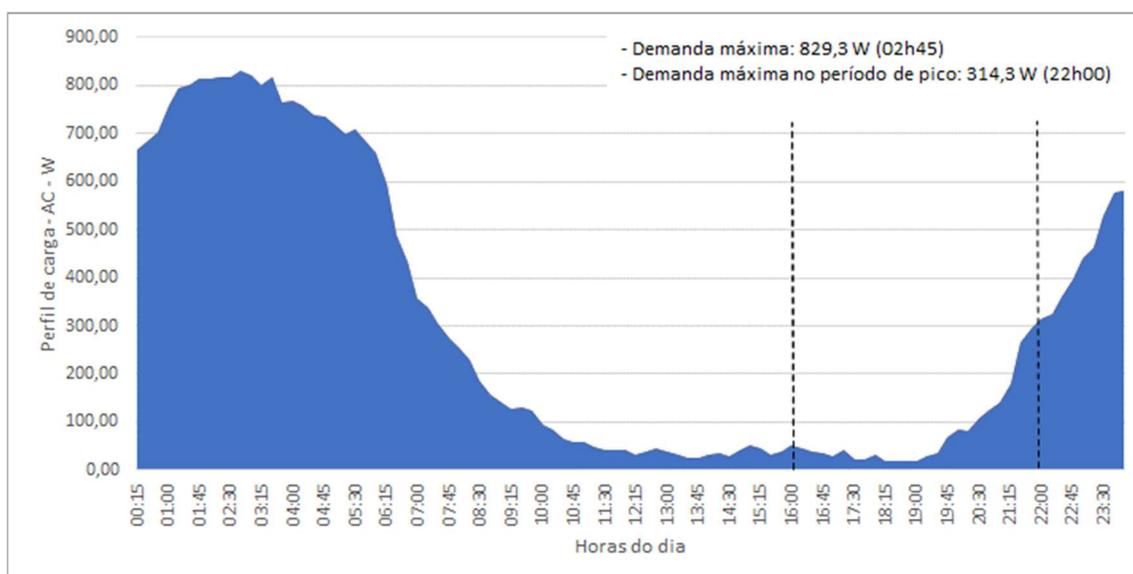


Figura 5.11: Curva de carga da medição de ar condicionado

Deve ser levado em conta que as medições desse estudo foram feitas nos anos de 2011 e 2012, como aqui já informado, e o uso de ar condicionado está em expansão com surgimento no mercado de aparelhos de menores custos e mais eficientes. Além disso o uso desse equipamento está relacionado com a temperatura ambiente e o efeito da sazonalidade não pode ser verificado nessa pesquisa.

Segundo uma pesquisa da Agência Internacional de Energia (IEA, 2018), *"The Future of Cooling"*, o setor de ar condicionado vai triplicar o consumo de energia global até 2050. Na projeção da pesquisa, o Brasil aparece entre os países que, em 2050, deve apresentar um dos maiores crescimentos no número de condicionadores de ar instalados. Segundo os dados do IEA, em 2016 eram cerca de 27 milhões de aparelhos, mas em 2050, serão em torno de 165 milhões de unidades operantes.

Além disso, a pesquisa informa que a participação do ar condicionado no pico do sistema no Brasil sairia de 7,6% em 2016 para 30,8% em 2050 no cenário base da pesquisa. Sendo assim, diante da perspectiva de aumento do uso desse equipamento, é importante já haver uma tarifa que sinalize adequadamente ao consumidor a melhor forma de utilização do ar condicionado.

5.3.5.2 Residências com medição de chuveiro elétrico

O chuveiro elétrico é equipamento de aquecimento de água para utilização doméstica, especialmente para banho, mais difundido no Brasil devido a seu baixo custo de aquisição, simplicidade na instalação e baixa complexidade para operação e manutenção. No entanto, trata-se de um equipamento de alta potência, a norma da ABNT (Associação Brasileira de Normas Técnicas) que padroniza os chuveiros elétricos estabelece limites de potência ente 2.200W e 11.000W (Tomé, 2014).

Devido às características de alta potência e demanda concentrada em curtos espaços de tempo, há formação de picos de consumo os quais impactam as distribuidoras ocasionando um superdimensionamento do sistema de distribuição (e também de geração e transmissão), conforme mostra a curva de carga dos registros do consumo de chuveiro elétrico das 79 residências da amostra que tiveram medição desse equipamento (figura 5.12).

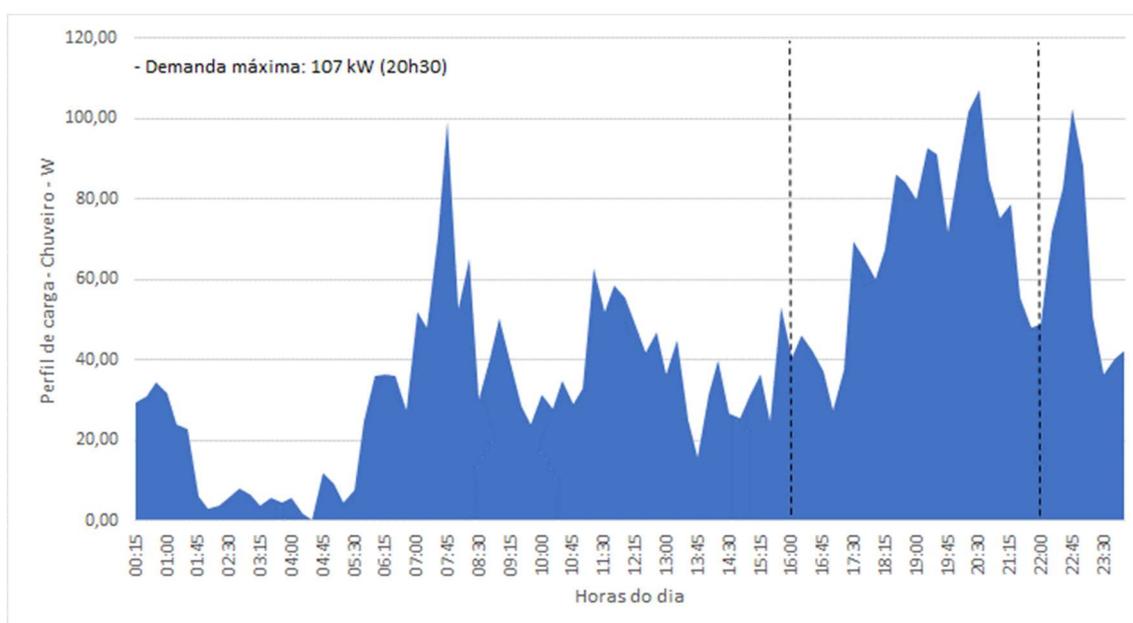


Figura 5.12: Curva de carga da medição de chuveiro elétrico

Em relação à amostra analisada, a curva de carga média das 79 residências que tiveram medições de consumo de chuveiro elétrico é apresentada na figura 5.13. Observa-se demandas maiores que a média no período de pico e por isso espera-se que esse perfil de consumo tenha o valor de sua fatura de energia acrescido com a introdução de uma tarifa aplicada à demanda máxima verificada nesse período.

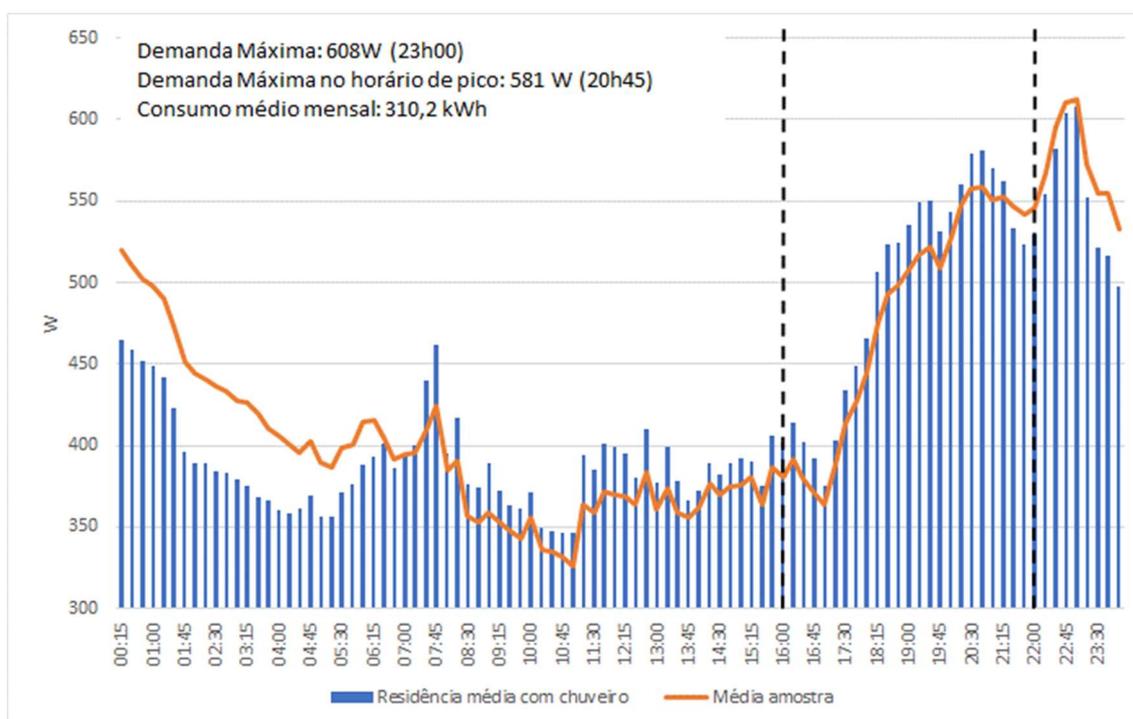


Figura 5.13: Curva de carga da média das residências com medição de chuveiro elétrico

5.3.6

Clusters de estudo: residências sem e com medição de chuveiro elétrico

Assim, com o objetivo de analisar como os diferentes perfis de uso da energia são afetados pela introdução de uma tarifa aplicada sobre a demanda e possíveis subsídios cruzados, a amostra foi dividida em grupos de consumidores com características semelhantes (*clusters*): residências com e sem medição de chuveiro elétrico.

A tabela 5.8 apresenta uma comparação dos dois *clusters* em relação à amostra e a figura 5.14, os fatores de carga das residências, indicando que as residências sem chuveiro utilizam a energia de forma mais uniforme no período de pico em comparação com os consumidores com medição desse equipamento (apresentam fatores de carga em média maiores no período de pico do que os consumidores com chuveiro elétrico).

Tabela 5.8: Comparação dos dados da amostra e das residências com e sem medição de chuveiro elétrico

	Residência média - Amostra	Residência média - com chuveiro	Residência média - sem chuveiro
Nº consumidores	114	79	35
Demanda máxima (W)	612,81	608,3	643,69
Horário	23h00	23h00	00h15
Demanda máxima no horário de pico (W)	558,94	581,5	582,79
Horário	20h45	20h45	21h45
Consumo médio (kWh)	311,39	310,21	314,06

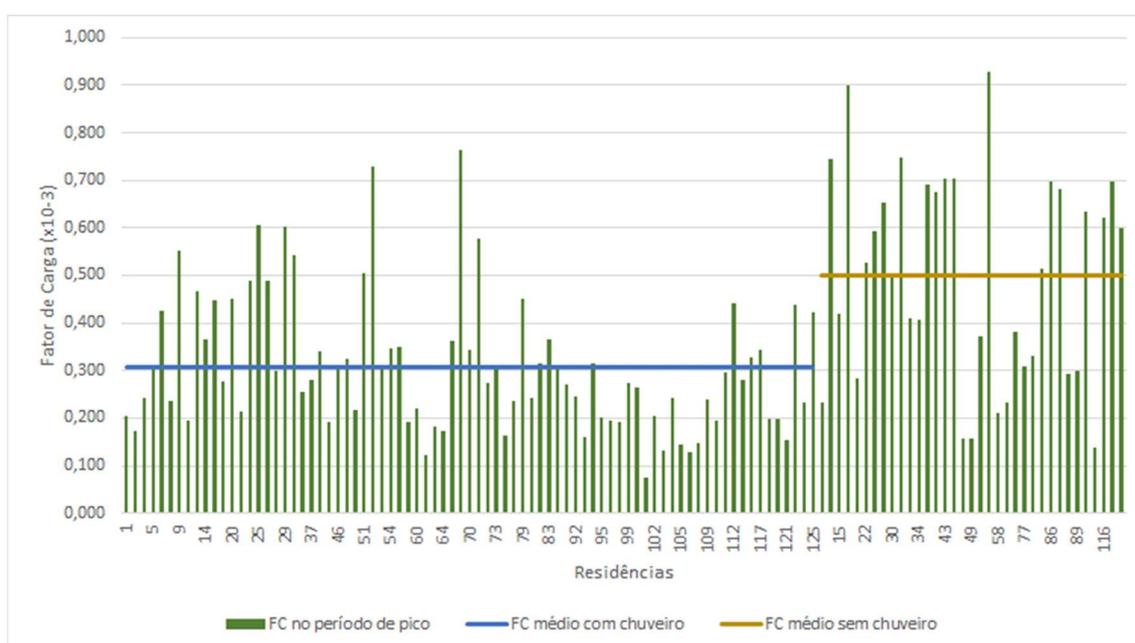


Figura 5.14: Fator de carga no período de pico das residências com e sem medição de chuveiro elétrico

5.3.6.1

Análise do faturamento do *cluster*: residências sem medição de chuveiro elétrico

Aplicando-se as três modalidades de TUSD Fio B (convencional vigente, branca e em R\$/kW) às 35 residências sem medição de chuveiro elétrico obtém-se as receitas apresentadas na figura 5.15. As faturas totalizam R\$2.208 com a aplicação da TUSD Fio B vigente, a tarifa horária causa pouca alteração (4,4%) e a tarifa aplicada à demanda resultaria numa redução da fatura total em 32,7%. Isso acontece porque o

fator de carga dos consumidores desse *cluster* em média é mais favorável (mais próximo da unidade) do que o do grupo complementar (com medição de chuveiro).

Ou seja, este grupo estaria arcando com uma tarifa 32,7% maior pelas regras tarifárias atuais, pois arca com os custos dos subsídios implícitos associados aos domicílios com chuveiros elétricos, os quais pagam a mesma tarifa embora acarretem custos maiores ao sistema.

A existência dos subsídios foi resultante da característica volumétrica da tarifa, a qual foi elevada para todos usuários da rede para cobrir os custos impostos pelas cargas com consumo mais concentrado no pico.

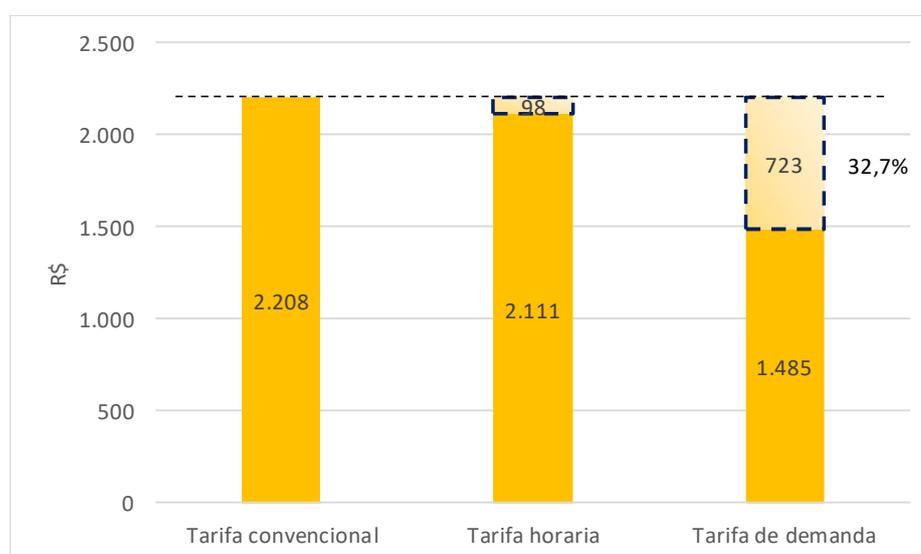


Figura 5.15: Totalidade das faturas resultantes da aplicação das três modalidades de TUSD Fio B aos registros das residências sem medição de chuveiro

5.3.6.2

Análise do faturamento do *cluster*: residências com medição de chuveiro elétrico

O resultado da aplicação das TUSDs Fio B às 79 residências que tiveram medição do chuveiro elétrico, conforme figura 5.16, mostra que essas residências pagam 12,8% a menos com a aplicação da tarifa vigente do que pagariam com uma TUSD aplicada à demanda pois se beneficiam dos subsídios implícitos ao uso de chuveiro elétrico.

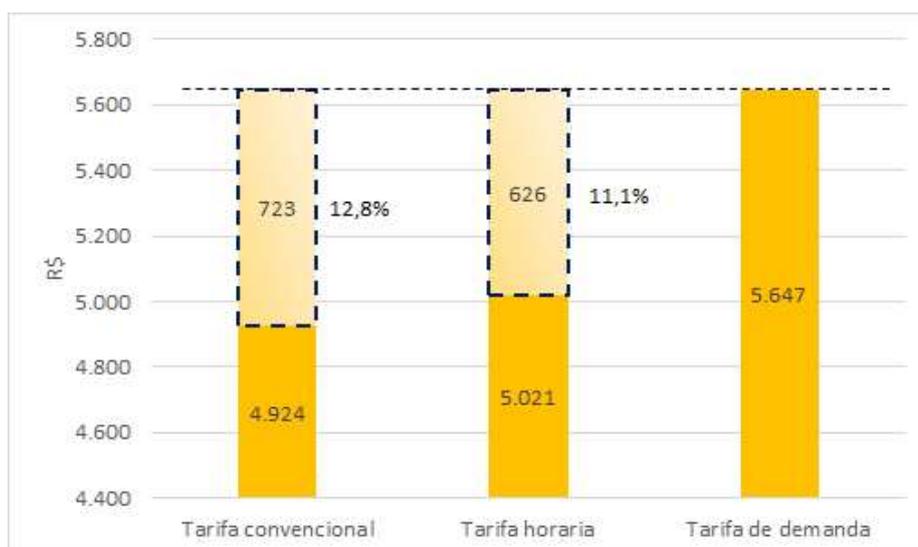


Figura 5.16: Totalidade das faturas resultantes da aplicação das três modalidades de TUSD Fio B aos registros das residências com medição de chuveiro

Pode ser verificado que, sob uma tarifa volumétrica, os consumidores de alto consumo com baixa demanda, aqueles que distribuem seu consumo pelas horas do dia (maior fator de carga), pagam proporcionalmente mais pela pelos custos da rede que não necessariamente foram os causadores, ou seja, os consumidores de alto fator de carga subsidiam os de baixo fator de carga.

A tarifa convencional volumétrica, portanto, incentiva apenas a redução total do consumo, mas não incentiva a redução de picos de uso da rede. Para a melhor eficiência do sistema, as tarifas devem corresponder aos tipos de custos que as distribuidoras estão sujeitas.

Importante ressaltar que o estudo se baseou no consumo da amostra aqui apresentada composta de 114 consumidores residenciais medidos nos anos de 2011 e 2012 e não representa proporcionalmente a real composição do mercado da concessionária Enel Rio. Além disso, tem se identificado um aumento gradativo da posse de eletrodomésticos em residências devido ao crescimento da renda, ascensão das classes mais baixas e evolução tecnológica.

Deve-se levar em conta também do ponto de visto do sistema, que a demanda máxima do SIN tem acontecido no verão, nos horários entre 15h00 e 16h00, sendo a máxima histórica ocorrido no dia 05/02/2014, às 15h41 com valor de 85.708 MW.

5.3.7

A geração distribuída fotovoltaica a ser considerada

O efeito da geração fotovoltaica será considerado partindo da premissa de que a produção de energia se dá no mesmo ponto onde ela será consumida.

Para o perfil de geração de energia foi considerado a produção do sistema fotovoltaico instalado no Museu do Centro Cultural Light (Avenida Marechal Floriano 168, Centro, Rio de Janeiro) conectado à rede elétrica de baixa tensão da Light. A planta é composta por 102 módulos fotovoltaicos, sendo 48 desses módulos da tecnologia de silício amorfo, 27 de silício policristalino e 27 de silício monocristalino. O telhado do museu possui uma inclinação de 25°, azimute de 160° e sombreamento parcial causado por árvores e edificações nas proximidades do local.

Maiores detalhes sobre essa planta podem ser obtidos na monografia de Lucas Mello (Mello, 2016) e na dissertação de Roberto Carlos Colonia Surichaqui (Surichaqui, 2015).

Ao se fazer uma análise dos dados obtidos na plataforma da *Tigo Energy*, na qual possibilita o acesso remoto em tempo real do sistema, constatou-se que não há registros da produção desde setembro de 2017. Como há sombreamento, as placas não foram instaladas com a orientação que resulta numa melhor eficiência na conversão fotovoltaica (norte geográfico) e foram instaladas 3 diferentes tecnologias de módulos, optou-se para esse estudo escolher o dia com a maior energia gerada pelo sistema em 2017, tendo tal evento ocorrido no dia 06/01/2017, quando o sistema gerou 105,74 kWh de energia (Figuras 5.17 e 5.18).

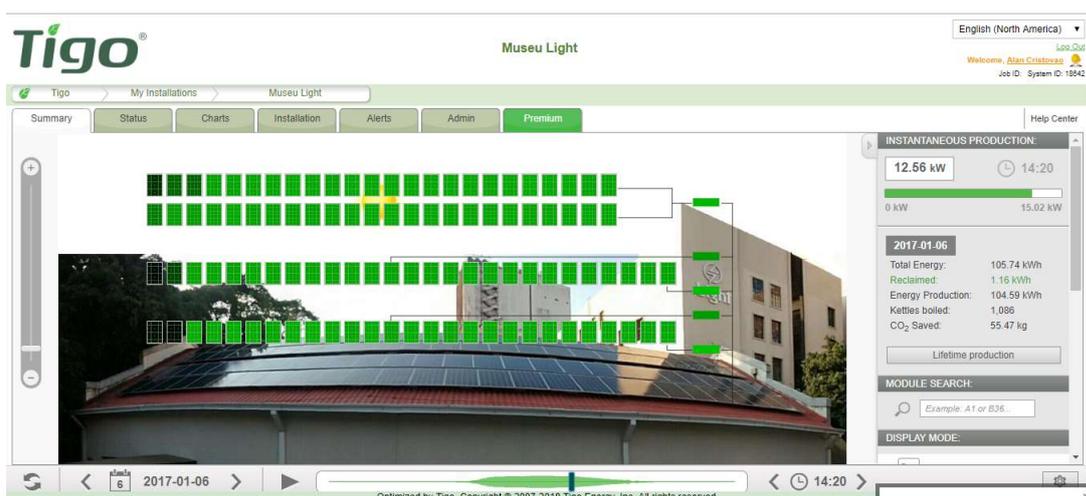


Figura 5.17: Plataforma Tigo Energy – Acompanhamento em tempo real da produção. Nesta imagem, observa-se a produção instantânea de 12,56 kW no dia 06/01/2017 às 14h20

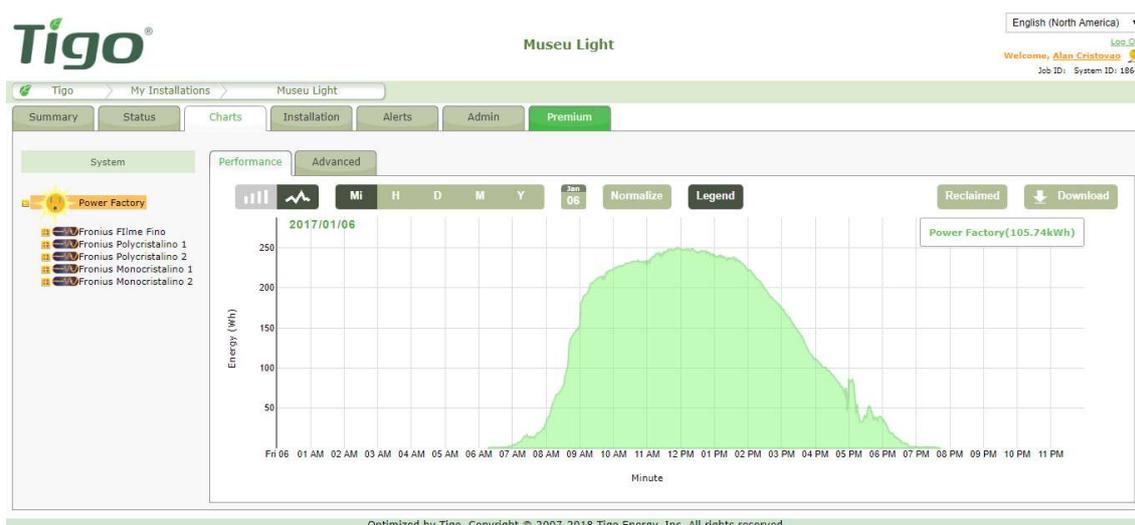


Figura 5.18: Plataforma Tigo Energy – perfil de geração de energia no dia 06/01/2017

O perfil de geração de energia do Museu do dia 06/01/2017 foi então utilizado para a geração mensal fotovoltaica de cada uma das residências da amostra com a premissa de que a produção própria mensal seria equivalente a 60% do consumo mensal de cada residência.

O perfil de consumo da residência média representativa da amostra é apresentado na figura 5.19. A curva de demanda da rede (consumo medido) indica o perfil de carga percebido pela distribuidora, ou seja, é a curva que caracteriza o perfil de carga de um prosumidor.

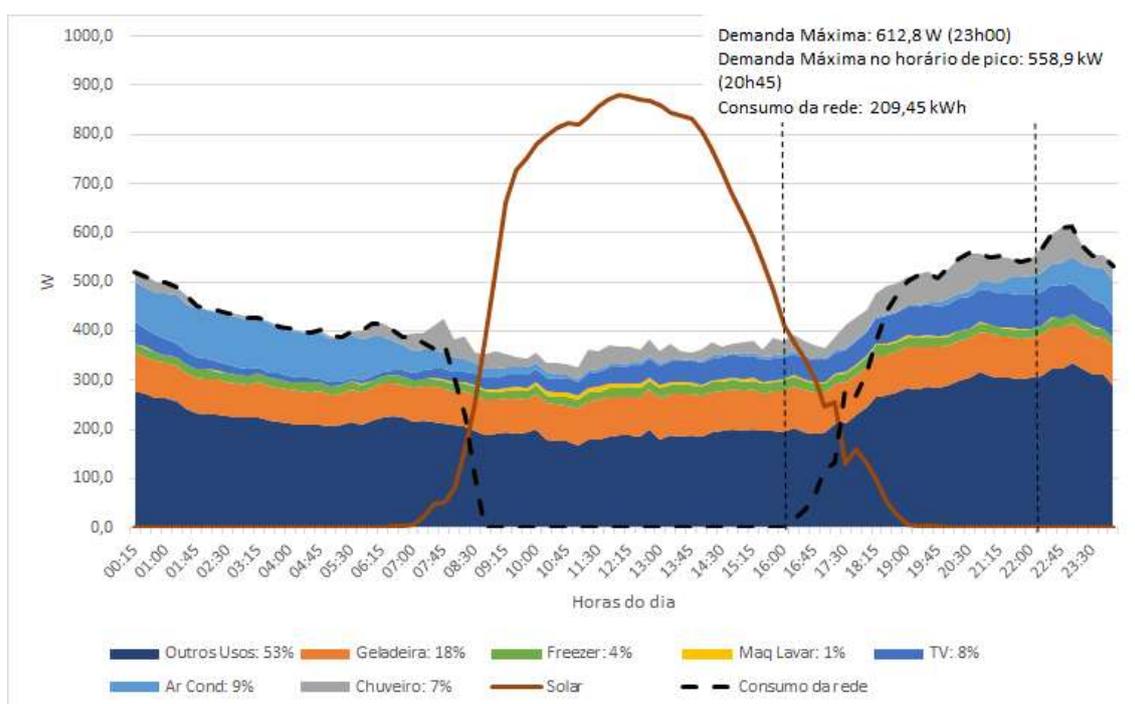


Figura 5.19: Curva de carga da residência média após instalação de painéis fotovoltaicos.

Verifica-se que o perfil de carga percebido pela distribuidora devido a um prosumidor é bastante distinto do perfil de carga de um consumidor residencial padrão, o que leva a concluir que se trata de uma nova classe de consumidores, com um novo padrão de uso.

Na hipótese que será aqui baseada, de que a geração representa 60% da necessidade de energia mensal da residência média, o autoconsumo seria de 55% da energia gerada e os 45% restantes seriam injetados na rede de distribuição. E, pelo sistema de compensação de energia (*net metering*), em que o faturamento deve considerar a energia consumida da rede deduzido da energia injetada, a distribuidora faturaria apenas 40% do consumo real, conforme mostrado na tabela 5.9.

Tabela 5.9: Característica da residência média com geração fotovoltaica.

Residência média com geração fotovoltaica	kWh/mês
Consumo Real	311,39
Geração fotovoltaica	186,84
Consumo da rede	209,45
Exportação para a rede	84,89
Consumo próprio	101,94
Net metering	124,56

É possível perceber que, para a residência média, não há redução da demanda máxima na ponta pois ela ocorre as 20h45, fora do horário de produção de energia fotovoltaica. Por outro lado, há uma redução de 33% do consumo mensal proveniente da rede de distribuição pela residência média (de 311,39 kWh para 209,45 kWh), conforme tabela 5.10 e, logicamente, haverá uma diminuição também do fator de carga das unidades (figura 5.20) indicando que o consumo da rede passou a ser menos uniforme no horário de pico.

Como o pico da geração não coincidiu com o pico da demanda do consumidor, o prosumidor não contribuiu para redução dos custos de uso da rede, pois esta ainda deve ser projetada para a demanda máxima.

Tabela 5.10: Situação da residência média da amostra e dos *clusters* com e sem chuveiro antes e após a autoprodução fotovoltaica.

	Residência média - Amostra		Residência média - com chuveiro		Residência média - sem chuveiro	
	sem solar	com solar	sem solar	com solar	sem solar	com solar
Nº consumidores	114		79		35	
Demanda máxima (W)	612,81	612,81	608,30	608,30	643,69	643,69
Horário	23h00	23h00	23h00	23h00	00h15	00h15
Demanda máxima no período de pico (W)	558,94	558,94	581,50	581,50	582,79	582,79
Horário	20h45	20h45	20h45	20h45	21h45	21h45
Consumo médio da rede (kWh)	311,39	209,45	310,21	204,10	314,06	221,94

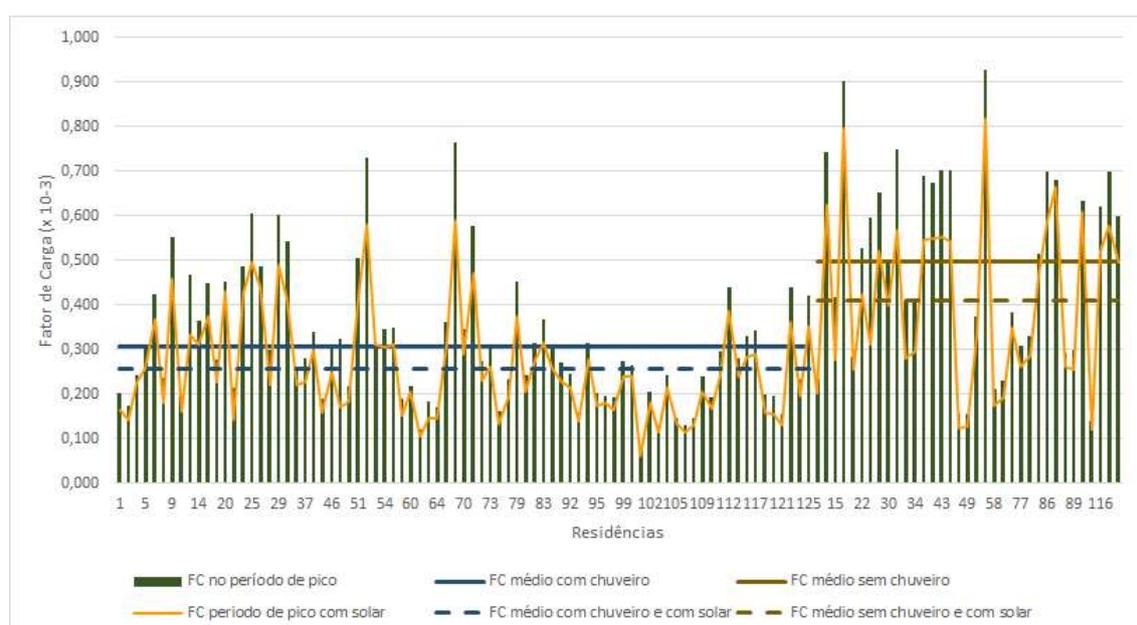


Figura 5.20: Fator de carga pico das residências antes e após a autoprodução fotovoltaica.

5.3.7.1

Análise do *cluster*: residências sem medição de chuveiro elétrico e com geração fotovoltaica distribuída

Ao analisar o efeito da inclusão de geração fotovoltaica ao cluster com medição de chuveiro elétrico, verifica-se uma redução do total consumido da rede (consumo medido) das 35 residências em 29% devido à produção própria e, pelo sistema *net metering*, ainda é deduzida a energia injetada na rede para obter o consumo a ser faturado, conforme figura 5.21.

Com relação à maior demanda registrada por cada domicílio no período de pico, é possível verificar que não foram significativamente impactadas pela geração fotovoltaica, em média a redução foi de apenas 3% pois as máximas ocorreram durante a noite na maioria das residências (em média às 19h35). O fator de carga reduziu em média 18% refletindo a redução do consumo medido e a manutenção do valor da demanda máxima, como pode ser observado na figura 5.21.

Ao se instalar os painéis fotovoltaicos, portanto, não há mais a mesma relação entre consumo e demanda máxima que existia na situação anterior, o consumo da energia passou a ser menos uniforme (redução do fator de carga).

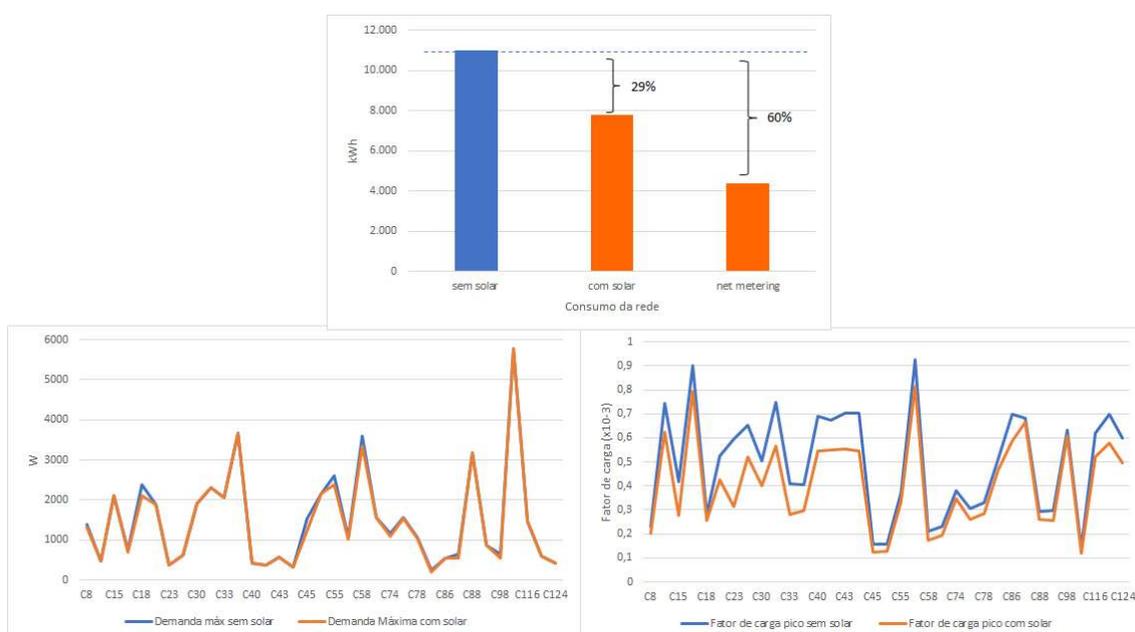


Figura 5.21: Consumo total, demanda máxima e fator de carga pico das residências sem chuveiro antes e após implantação de sistema fotovoltaico

Aplicando-se as três modalidades de TUSD Fio B às residências sem medição de chuveiro elétrico, mas com instalação fotovoltaica, obtém-se a totalidade das faturas apresentada na figura 5.22 comparada com a situação anterior à instalação.

A totalidade das faturas com a TUSD Fio B vigente reduz em 60% após instalação dos painéis solares refletindo a redução do consumo além da dedução da energia injetada na rede, conforme o sistema de *net metering* vigente. Indicando um grande incentivo para instalação de GD fotovoltaica, no entanto distorcido pois trata-se de um custo evitado de pagamento à rede, a qual manteve-se disponível para o prosumidor injetar o excedente produzido e consumir quando não havia autoprodução suficiente.

O faturamento total com a TUSD Fio B horária reduz em 40%, menos do que a tarifa convencional pois no horário de ponta, quando a tarifa é mais cara, a incidência solar é menor ou inexistente.

Já na aplicação da TUSD Fio B sobre a demanda após instalação fotovoltaica, o faturamento reduz em apenas 3%, refletindo a redução média da demanda máxima registrada no período de pico.

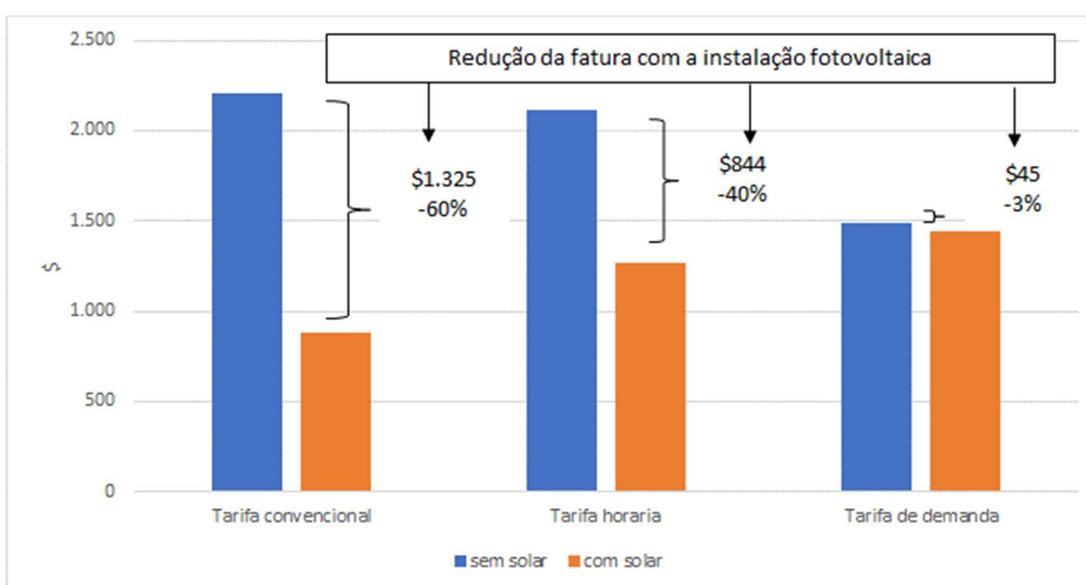


Figura 5.22: Totalidade das faturas resultantes da aplicação das três modalidades de TUSD Fio B aos registros das residências sem chuveiro e com geração fotovoltaica

5.3.7.2

Análise do *cluster*: residências com medição de chuveiro elétrico e com geração fotovoltaica distribuída

Com relação ao resultado da instalação de autoprodução fotovoltaica nas 79 residências com medição de chuveiro elétrico (figura 5.23):

- Redução do consumo total medido em 34% e do consumo faturado em 60% (*net metering*);
- Redução média das demandas registradas de apenas 2% (média do horário de ocorrência da maior demanda no período de pico às 19h25);
- Fator de carga reduziu em média 16%.

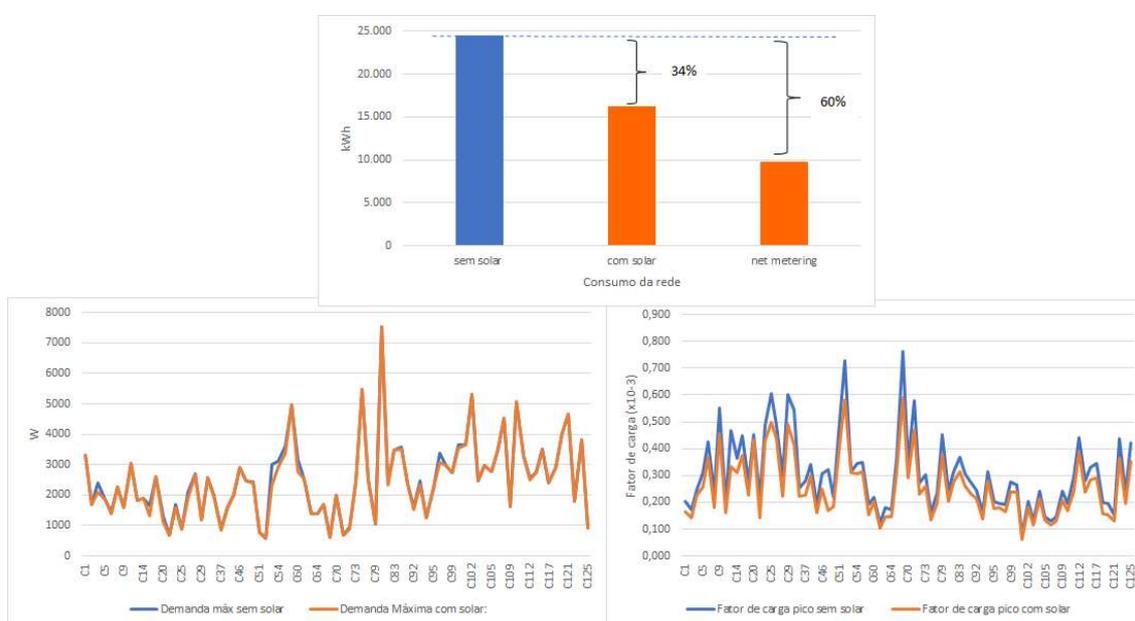


Figura 5.23: Consumo total, demanda máxima e fator de carga pico das residências com chuveiro antes e após implantação de sistema fotovoltaico

E, aplicando-se as três modalidades de TUSD Fio B às residências com medição de chuveiro elétrico e instalação fotovoltaica, tem-se, conforme figura 5.24:

- A totalidade das faturas com a TUSD Fio B vigente reduz em 60%;
- O faturamento com TUSD Fio B horária reduz 37%; e
- O faturamento com TUSD sobre a demanda reduz em 2%.

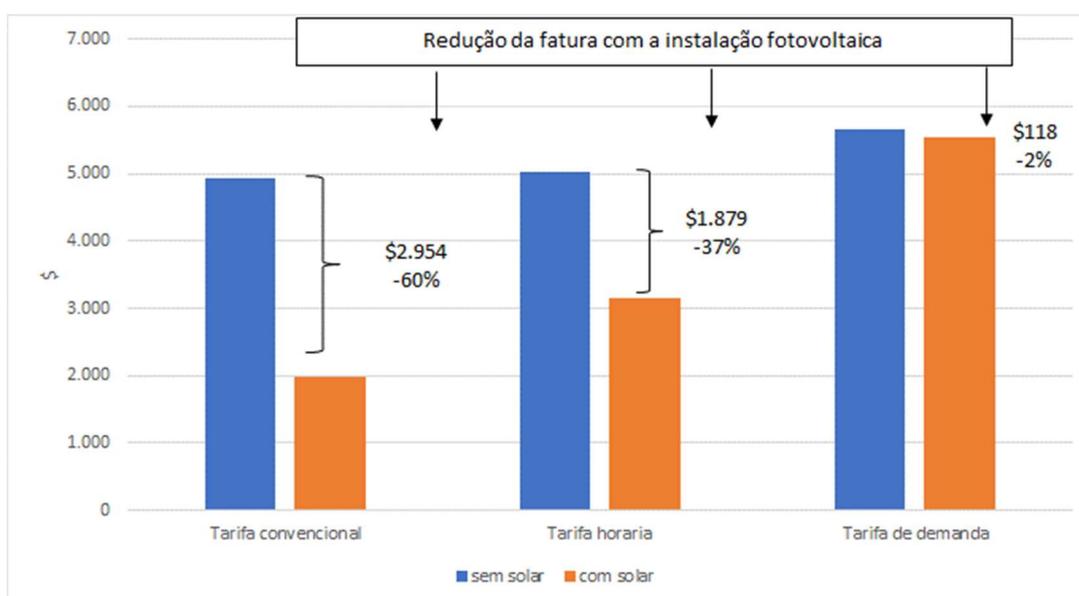


Figura 5.24: Totalidade das faturas resultantes da aplicação das três modalidades de TUSD Fio B aos registros das residências com chuveiro e com geração fotovoltaica

Os clientes apesar de terem tido parte de seu consumo atendido pela autoprodução, contaram com a rede para injetar sua produção quando esta foi maior do que seus requisitos de energia. Sendo assim, apesar da distribuidora precisar comprar menos energia para atender o consumidor, ela manteve sua rede disponível para os prossumidores e, portanto, deveria continuar a ser remunerada pelas suas atividades referentes à prestação do serviço de distribuição (fio), no entanto no atual sistema, seu faturamento é reduzido em 60%.

Necessário levar em conta que, pelo sistema *net metering*, o prossumidor está injetando energia na rede no horário de preços geralmente menores de energia no atacado, e utilizando energia do sistema no horário de preços maiores, no entanto a energia é contabilizada por um preço único. Mais ainda, esse preço é a tarifa regulada de fornecimento de energia, que inclui também fio e não somente o preço do produto energia.

Ao ser aplicada uma tarifa sobre a demanda, o faturamento da distribuidora seria reduzido em apenas 2%, refletindo a redução da demanda máxima, o que seria mais coerente, visto que os custos de rede são basicamente derivados da capacidade colocada à disposição dos consumidores, ou seja, determinados pelo pico de demanda.

Por outro lado, há de se considerar que, se a geração própria reduzir a demanda máxima requerida da rede pelo prossumidor, os custos referentes à Parcela B de sua responsabilidade devem reduzir, reflexo da diminuição de sua participação na

formação das demandas de ponta das redes que atendem o nível de tensão de sua conexão e os níveis de tensão a montante (responsabilidade de potência) e da alteração da forma como o fluxo de potência distribui-se pela rede (proporção de fluxo de potência).

Sendo assim, é necessário que a tarifa reflita corretamente os custos que diferentes perfis de consumidores acarretam à rede, uma vez que as escolhas dos consumidores são baseadas em preço e, ao optar pela instalação de uma planta fotovoltaica, o consumidor deve ter conhecimento pleno dos seus custos de utilizar a rede da distribuidora.

Outro ponto que merece destaque é a definição do negócio da distribuidora como disponibilizadora da infraestrutura (fio), com a possível a ampliação do mercado livre, o que se torna ainda mais necessária a correta alocação de custos.

5.4 Análise dos resultados

De posse das medições inteligentes de uma amostra de 120 residências (114 foram aproveitadas) localizadas na área de concessão da Enel Rio e obtidas através de projeto de P&D, foi possível traçar as curvas de cargas dos domicílios e também dos seus principais equipamentos, e assim identificar diferentes perfis de uso de energia entre os consumidores.

A análise do modelo de negócios da distribuição no Brasil deixa claro que em um sistema desverticalizado, a atividade de distribuição de energia elétrica não possui custos operacionais diretamente relacionados ao consumo de energia, mas sim à capacidade colocada à disposição dos consumidores. Por isso, para os estudos dessa dissertação, foi considerado nos cálculos a parcela da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) que contém os custos associados à atividade de distribuição de energia elétrica, ou seja, a TUSD Fio B.

Com base nas planilhas da revisão tarifária da Enel Rio, ocorrida em março de 2018, foi identificada para o Grupo B, a parcela TUSD Fio B da tarifa de fornecimento. A partir daí foi estimado o valor da TUSD Fio B em R\$/kW equivalente e, aplicando as tarifas vigentes convencional e branca e a tarifa calculada em R\$/kW, percebeu-se uma diferença muito significativa, o que leva a concluir que a tarifa dada

em R\$/MWh não deveria ser diretamente e integralmente transformada em uma tarifa de demanda.

Dessa forma, baseando na premissa de que a aplicação da tarifa convencional residencial vigente retorna uma receita justa à distribuidora, esta receita foi considerada como a referência para identificar as demais tarifas, ou seja, encontrou-se a TUSD Fio B horária e em R\$/kW que resultaram no mesmo valor da receita de referência.

Mantendo a neutralidade da receita, é possível focar na análise dos impactos nas faturas dos consumidores provocados pelas três diferentes modalidades de TUSD Fio B, notadamente pela introdução de uma tarifa baseada na demanda, foi possível identificar 53 “ganhadores” ao se aplicar uma tarifa de demanda, ou seja, 53 consumidores teriam sua fatura reduzida se submetidos a uma tarifa dada em R\$/kW.

Considerando os equipamentos medidos gerenciáveis, ar condicionado, chuveiro elétrico, máquina de lavar e a partir de segundo televisor, verificou-se que 71% dos domicílios sem medição de chuveiro elétrico apresentaram uma fatura menor quando aplicada a tarifa em R\$/kW.

Importante ressaltar a constatação de que as residências com medição de ar condicionado seriam impactadas positivamente com a introdução de uma tarifa sobre a demanda (“ganhadores”) pois o maior uso desse equipamento se dá no horário de madrugada, e que para esse estudo foi estabelecido um período de registro de demanda coincidente com o pico da rede de distribuição, no caso da Enel Rio das 16h00 às 21h59 (período de ponta mais período intermediário).

Assim, com o objetivo de analisar como os diferentes perfis de uso da energia são afetados pela introdução de uma tarifa de uso do sistema de distribuição aplicada sobre a demanda, a amostra foi dividida em dois *clusters*: residências com e sem medição de chuveiro elétrico.

Aplicando as três modalidades de TUSD Fio B ao *cluster* composto pelas residências sem medição de chuveiro elétrico, percebe-se que a tarifa aplicada à demanda resultaria numa redução da totalidade das faturas em 32,7%, pois este *cluster* arca com os custos dos subsídios implícitos associados às residências com consumo mais concentrado no horário de ponta e que pagam a mesma tarifa, mesmo acarretando custos maiores ao sistema. Esse subsídio cruzado pode ser comprovado pelo fato que o *cluster* composto pelas residências com medição de chuveiro teria um aumento de 12,8% na totalidade das faturas se sujeito a uma tarifa sobre a demanda.

A mesma análise foi realizada considerando a instalação de painéis fotovoltaicos em cada residência da amostra, com geração equivalente a 60% do consumo mensal de cada domicílio. Nesse caso, os consumidores, agora prossumidores, injetariam energia na rede quando a geração superasse o consumo e utilizariam energia da rede quando a geração fosse insuficiente ou inexistente. Pelo sistema *net metering*, a distribuidora faturaria apenas 40% do consumo real do consumidor, ou seja, reduziria em 60% seu faturamento em relação à situação anterior devido à tarifa vigente aliada ao sistema *net metering*.

Com relação às residências sem medição de chuveiro e com painéis fotovoltaicos, a redução total das faturas considerando a tarifa de demanda é de apenas 3%, refletindo a redução média da demanda máxima no mesmo percentual, pois as máximas ocorreram durante a noite na maioria das residências.

E, por fim, analisando as residências com medição de chuveiro e com painéis solares, verifica-se da mesma forma uma redução da totalidade das faturas ao se aplicar uma tarifa sobre a demanda de 2%.

Assim, constata-se que ao instalar painéis fotovoltaicos, o consumidor se baseou no sinal de preços vigente: tarifa volumétrica e *net metering* para calcular o retorno sobre o seu investimento, e passou a apresentar para a distribuidora um novo perfil de uso da rede, ainda dependente dela, seja para injetar sua energia excedente seja para consumir quando não gerar. No entanto a distribuidora verificou uma queda significativa no seu faturamento, apesar de manter disponível a rede para os prossumidores. Para manter sua receita requerida para cobrir seus custos, a concessionária terá que solicitar um aumento de tarifas que incidirá para todos os usuários da rede de sua concessão.

Conclui-se, dessa forma, que a tarifa aplicada à demanda é mais estável e justa, na medida em que mantém o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras remunerando adequadamente pelo serviço de disponibilização de infraestrutura de rede.

Uma tarifa de fornecimento de energia em três partes, como já explicada nessa dissertação, sendo uma tarifa por demanda (proporcional ao uso máximo da rede), outra volumétrica (proporcional ao montante de energia consumida) e outra fixa (referente aos custos comerciais e de administração), seria a mais adequada pois, ao fazer uma melhor correspondência dos custos reais do sistema à tarifa, dá ao consumidor o correto sinal de preço, o que resultará em otimização da utilização da

rede, redução de subsídios cruzados e incentivo à adoção de novas tecnologias de Recursos Energéticos Distribuídos,

Ressalta-se que a adoção de uma tarifa aplicada à demanda é dependente da substituição dos medidores residenciais atuais por equipamentos mais modernos, o que resultaria em investimentos significativos e aumento de custos operacionais num primeiro momento para as distribuidoras.

6 Conclusões e trabalhos futuros

O presente trabalho cumpriu os objetivos aos quais se propôs, trazendo para o setor elétrico uma importante contribuição para agregar valor à regulamentação tarifária aplicada a baixa tensão, diante de um cenário de mudança da forma de utilização das redes de distribuição, possibilitada pelas novas tecnologias de Recursos Energéticos Distribuídos.

Foi demonstrado que a modalidade tarifária para os consumidores de baixa tensão atualmente em vigor no Brasil, sendo integralmente volumétrica, produz distorções na medida que consumidores com maior consumo no período de pico são subsidiados por aqueles com consumo mais reduzido nesse período de maior carregamento do sistema.

Também foi apresentado os efeitos após implantação de geração fotovoltaica distribuída na amostra de residências analisada, evidenciando que a demanda de pico foi pouco alterada pela autoprodução e a curva de carga percebida pela distribuidora devido aos, agora, prossumidores passou a ser bem distinta da situação anterior. Dessa forma, evidencia-se que o efeito combinado de tarifas volumétricas em um sistema *net metering* resulta numa queda significativa no faturamento das distribuidoras, podendo levar a um desequilíbrio econômico-financeiro indesejável para todo o sistema.

As tarifas devem sinalizar os custos que cada perfil de consumidor exige da rede de distribuição, para que seja estimulada de maneira justa e eficiente o melhor uso da rede e a inserção mais competitiva de novas tecnologias, como a de geração solar fotovoltaica.

Para trabalhos futuros de desdobramento da pesquisa e aprofundamento dos resultados, propõem-se:

- Aumentar o período das medições das residências e equipamentos em pelo menos 1 ano e com medições concomitantes para todo o grupo analisado, para captura de sazonalidades e efeitos conjuntos;

- Elevar a quantidade de amostra de consumidores com uma seleção mais proporcional da amostra em termos da composição do mercado da concessionária Enel Rio;
- Realizar esse estudo para a concessionária Enel Ceará, pois projeto P&D possui dados que permitem a replicação desse estudo, um diferencial seria que a posse de chuveiros elétricos é muito reduzida nessa área de concessão;
- Medir residências que possuem autogeração fotovoltaica para obtenção mais precisa de dados reais.

Pelos aspectos descritos e resultados gerados nesta dissertação alinhados com o momento de atuação cada vez mais ativa dos pequenos consumidores, tornam estas propostas de estudos e trabalhos futuros ainda mais oportunos.

7

Referências bibliográficas

AEE. Advanced Energy Economy. **Rate Design for a DER Future**. 2018

AER. Australian Energy Regulator. **State of the Energy Market**. Melbourne, 2017.

AER. Australian Energy Regulator. **Victorian Electricity Distribution Network Service Providers – CitiPower, Powercor, AusNet Services, Jemena Electricity Networks and United Energy**. Melbourne, 2016.

AMPLA. **Demonstrações Financeiras Anuais Completas**. Rio de Janeiro, 2018.

AMPLA. **Relatório Final de Projeto de P&D**. Rio de Janeiro, 2013.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição**. 2018e. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>>. Acesso em: 23 jun. 2018.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 360/2010-SRE-SRD/ANEEL**. Brasília, 2010a.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 362/2010-SRE-SRD/ANEEL**. Brasília, 2010b.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 126/2010-SRD-SRE/ANEEL**. Brasília, 2010c.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 311/2011-SRE-SRD/ANEEL**. Brasília, 2011.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Nota Técnica nº 58/2018-SGT/ANEEL**. Brasília, 2018d.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Módulo 3 – Reajuste tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica Submódulo 3.3, ver. 1.0**. Brasília, 2014.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição Submódulo 2.3, ver. 2.0**. Brasília, 2015a.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição Submódulo 2.5, ver. 2.0.** Brasília, 2015b.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição Submódulo 2.6, ver. 2.0.** Brasília, 2015c.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição Submódulo 2.1, ver. 2.2.** Brasília, 2016a.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição Submódulo 2.7, ver. 2.1.** Brasília, 2016b.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Módulo 3 – Reajuste tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica Submódulo 3.1, ver. 1.4.** Brasília, 2016c.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Módulo 3 – Reajuste tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica Submódulo 3.4, ver. 1.0.** Brasília, 2017a.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Módulo 7 – Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica Submódulo 7.1, ver. 2.4.** Brasília, 2017b.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Módulo 7 – Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica Submódulo 7.2, ver. 2.2.** Brasília, 2017c.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Módulo 2 – Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição Submódulo 2.2, rev. 2.2.** Brasília, 2018a.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Módulo 3 – Reajuste tarifário Anual das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica Submódulo 3.2, ver. 1.1.** Brasília, 2018b.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET: Módulo 6 – Demais Procedimentos Submódulo 6.8, ver. 1.6.** Brasília, 2018c.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Resolução Homologatória nº 2.377 de 13 de março de 2018.** Brasília, 2018g.

ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. **Unidades Consumidoras com Geração Distribuída.** 2018f. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/VerGD.asp>>. Acesso em: 18 abr. 2018.

AZEVEDO, F. S. & CALILI, R. F. **The Impact of Time-of-Use Electricity Tariffs for Brazilian Residential Consumers Using Smart Meter Real Data**. Programa de Pós Graduação em Metrologia: Pontifícia Universidade Católica-PUC-Rio, Rio de Janeiro, 2017.

BROWN, A.C. **Affidavit on Behalf of Westar Energy**. Massachusetts, 2017
 CASTRO, N. et al. **Impactos Sistêmicos da Micro e Minigeração Distribuída**. Texto de Discussão do Setor Elétrico nº 79. Rio de Janeiro, 2018.

DGEG. Direção Geral de Energia e Geologia. **Renováveis**. Estatísticas Rápidas nº 160. Lisboa, 2018.

DOE. Department of Energy of The United States. **United States Electricity Industry Primer**. 2015.

EDP. Energias de Portugal. **Energy Outlook**. Lisboa, 2017

EIA. United States Energy Information Administration. **How Many Smart Meters Are Installed In The United States, And Who Has Them?**. 2018. Disponível em <<https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=108&t=3>>. Acesso em: 25 jul. 2018.

ELETROBRAS PROCEL. Disponível em <<http://www.procelinfo.com.br/main.asp?View={E6BC2A5F-E787-48AF-B485-439862B17000}>>. 2018. Acesso em: 26 abr. 2018.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2012**. Rio de Janeiro, 2012.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2017**. Rio de Janeiro, 2017a.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2026**. Rio de Janeiro, 2017b.

EUROPEAN COMMISSION. **Smart Grids and Meters**. 2018. Disponível em <<https://ec.europa.eu/energy/en/topics/market-and-consumers/smart-grids-and-meters>>. Acesso em: 25 jul. 2018.

EUROPEAN COMMISSION. **Study on Tariff Design for Distribution Systems**. AF-Mercados, REF-E, Indra. Brussels, 2015.

FARUQUI, A. **Rate Design 3.0 and The Efficient Pricing Frontier**. EUCI 2018 Residential Demand Charges Conference. Nashville, 2018.

FARUQUI, A., SERGICI, S. & WARNER, C. **Arcturus 2.0: A Meta-Analysis of Time-Varying Rates for Electricity**. The Electricity Journal 30, p. 64-72. 2017b.

FARUQUI, A. & SHULTZ, E. **Demand Growth and the New Normal**. Fortnightly Magazine. 2012.

FARUQUI, A. & WARNER, C. **A Walk on the Frontier of Rate Design**. Western Farmers Electric Cooperative's Residential Demand Workshop. Oklahoma City, 2017a.

FGV. Fundação Getúlio Vargas. **Recursos Energéticos Distribuídos**. Rio de Janeiro, 2016.

FILHO, A. S., FERRAZ, C.A. & JANUZZI A.C. Histórico da Regulação do Custo de Disponibilidade no Brasil. Relatório para Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH. Programa Eficiência Energética e Energias Renováveis, GIZ Brasil. 2013.

FLORES-ESPINO, F. et al. **Competitive Electricity Market Regulation in the United States: A Primer**. National Renewable Energy Laboratory. 2016

HLEDIK, R. et al. **Considerations for Domestic Distribution Tariff Redesign in Great Britain**. Final Report. 2016.

HLEDIK, R. **Rediscovering Residential Demand Charges**. The Electricity Journal 27, p. 82-96. 2014.

HLEDIK, R. & GREENSTEIN, G. **The Distributional Impacts of Residential Demand Charges**. The Electricity Journal 29, p. 33-41. 2016.

IEA. International Energy Agency. **The Future of Cooling**. 2018.

IEI. International Energy Initiative. **Análise do Valor Agregado e de Mudanças Tarifárias para a Inserção de Geração Distribuída e de Eficiência Energética no Setor Elétrico Brasileiro**. Textos de Discussão sobre Energia, Volume 1, nº2. Campinas, 2017.

JACOBS. Jacobs Group. **Projections of Uptake of Small-Scale Systems**. 2016

JOHNSON, E. et al. **Peak Shifting and Cross-Class Subsidization: The Impacts of Solar PV On Changes in Electricity Costs**. Energy Police 106, p. 436-444. 2017.

LITTLECHILD, S. **The Regulation of Retail Competition in US Residential Electricity Markets**. 2018.

MELLO, L. M. **Análise da Capacidade de Conversão Fotovoltaica de Três Tecnologias de Módulos Fotovoltaicos Sob Diferentes Condições Solarimétricas e de Sombreamento**. Rio de Janeiro, 2016.

MIESSNER, C.A. **Direct Testimony of Charles A. Miessner On Behalf of Arizona Public Service Company**. 2016

MIT. Massachusetts Institute of Technology Energy Initiative. **Utility of The Future**. Massachusetts, 2016.

NC. NC Clean Energy Technology Center. **50 States of Solar**. Q4 2015 Quarterly Report. 2016

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Demanda Máxima**. 2018. Disponível em: http://ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/demanda_maxima.aspx. Acesso em: 01 jul. 2018.

PASSEY, R. et al. **Who Pays, Who Benefits? The Financial Impacts of Solar Photovoltaic Systems and Air-Conditioners on Australian Households**. Energy Research % Social Science 39, p. 198-215. 2018

PICCIARIELLO, A. et al. **Electricity Distribution Tariffs and Distributed Generation: Quantifying Cross-Subsidies from Consumers to Prosumers**. Utilities Policy 37, p.23-33. 2015

PINHO, J. A. **Calibração de Resultados de Pesquisas de Posses e Hábitos pela Medição Eletrônica de Consumo de Eletrodomésticos**. Rio de Janeiro, 2013.

QUIROGA, G. A. et al. **Study of the Distributed Generation Impact on Distributed Networks, Focused on Quality of Power**. Harmonics and Quality of Power (ICHQP) 2016 17th International Conference, pp. 855-860, 2016.

REN. Redes Energéticas Nacionais. **Dados Técnicos 2016**. Lisboa, 2016.

RMI. Rock Mountain Institute. **A Review of Alternative Rate Designs: Industry Experience with Time-Based and Demand Charge Rates For Mass-Market Customers**. 2016.

SANTOS P.E. et al. **Tarifas de Aplicação para Prosumidores**. TR Soluções. 2017.

SCHILL, W. P., ZERRAHN, A. & KUNZ, F. **Prosumage of Solar Electricity: Pros, Cons, and the System Perspective**. Berlin, 2017.

SIMSHAUSER, P. **Distribution Network Prices and Solar PV: Resolving Rate Instability and Wealth Transfers Through Demand Tariffs**. Energy Economics 54, p. 108-122. 2016

SNOOK, L. & GRABEL, M. **There and Back Again. Why A Residential Demand Rate Developed 40 Years Ago Is Increasingly Relevant Today**. Public Utilities Fortnightly. 2015.

STOKKE, A. V., DOORMAN, G. L. & ERICSON, T. **An Analysis of a Demand Charge Electricity Grid Tariff in the Residential Sector**. Statistics Norway. Kongsvinger, 2009.

STRIELKOWSKIA W., ŠTREIMIKIENĖ D. & BILAN, Y. **Network Charging and Residential Tariffs: A Case of Household Photovoltaics in The United Kingdom**. Renewable and Sustainable Energy Reviews 77, p. 461-473. 2017.

SURICHAQUI, R. C. C. Avaliação Teórica e Experimental do Uso de Conversores CC-CC na Eficiência da Conversão Fotovoltaica em Condições Adversas de Operação. Rio de Janeiro, 2015.

TOMÉ, M. C. Análise do Impacto do Chuveiro Elétrico em Redes de Distribuição no Contexto da Tarifa Horossazonal. Campinas, 2014.

THE ELECTRICITY JOURNAL. Dispelling the Myths of Residential Rate Reform: Why an Evolving Grid Requires A Modern Approach to Residential Electricity Pricing. Editorial. The Electricity Journal 29, p. 72-76. 2016.

VERGARA S.C. Projetos e Relatórios de Pesquisa em Administração. Atlas, 9ª ed. São Paulo, 2007.

WESTAR. Initial Comments of Westar Energy, Inc. And Kansas Gas and Electric Company Regarding Cost-Based Rates for Customers with Distributed Generation. Kansas, 2017.