



Universidade Federal
do Rio de Janeiro

Escola Politécnica

ANÁLISE DO IMPACTO DA MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS
TARIFAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA

Marcus Vinicius Cavalcanti de Jesus

Projeto de Graduação apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do título de Engenheiro.

Orientadores: Walter Issamu Suemitsu
Amaro Olímpio Pereira Junior

Rio de Janeiro
Março de 2019

ANÁLISE DO IMPACTO DA MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS
TARIFAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA
ELÉTRICA

Marcus Vinicius Cavalcanti de Jesus

PROJETO DE GRADUAÇÃO SUBMETIDO AO CORPO DOCENTE DO
CURSO DE ENGENHARIA ELÉTRICA DA ESCOLA POLITÉCNICA
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE
DOS REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE
ENGENHEIRO ELETRICISTA.

Examinado por:

Prof. Walter Issamu Suemitsu, Dr.Ing.

Prof. Amaro Olimpio Pereira Junior, D.Sc.

Prof. Sergio Sami Hazan, Ph.D

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL
MARÇO DE 2019

Cavalcanti de Jesus, Marcus Vinicius

Análise do impacto da micro e mini geração distribuída nas tarifas das concessionárias de distribuição de energia elétrica/Marcus Vinicius Cavalcanti de Jesus. – Rio de Janeiro: UFRJ/ Escola Politécnica, 2019.

XII, 61 p.: il.; 29,7cm.

Orientadores: Walter Issamu Suemitsu

Amaro Olimpio Pereira Junior

Projeto de Graduação – UFRJ/ Escola Politécnica/ Curso de Engenharia Elétrica, 2019.

Referências Bibliográficas: p. 59 – 61.

1. Micro geração distribuída. 2. Mini geração distribuída. 3. Espiral da morte. 4. Modelo de difusão de inovações. I. Suemitsu, Walter Issamu *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, Escola Politécnica, Curso de Engenharia Elétrica. III. Título.

Agradecimentos

Primeiramente, dedico este trabalho aos meus pais, Marcos Francisco e Josilda Cavalcanti. Nada disso seria possível sem todo o apoio e suporte que me deram ao longo de todos esses anos. Dedico também ao meu irmão, Lucas Francisco.

Aos professores Walter Issamu, por toda a atenção e ajuda na execução deste trabalho e ao Amaro Pereira, que também me recebeu de braços abertos para auxiliar na execução deste trabalho, propondo sempre sugestões construtivas.

A todos os colegas de faculdade, em especial: Isabella Dannemann, Rhaony Schmidt, Geovane Mattos e Vitória de Castro. Sabemos que a jornada valeu a pena por construir amizades como essas.

Aos colegas de PSR, agradeço especialmente à Paula Valenzuela e ao Rodrigo Cavalcanti. Dois profissionais de alto nível com os quais tive a oportunidade de trabalhar e aprender diariamente. Um agradecimento especial também ao Gabriel Cunha, por todos os ensinamentos ao longo deste trabalho. Sempre solícito, me ajudou sem medir esforços. Sem dúvidas também será sempre uma referência profissional para mim.

Ao Mateus Cavaliere pela confiança de também me receber na área de Tarifas e por todos os ensinamentos diários. Agradeço também por estar presente ao longo dos últimos meses na execução deste trabalho, dando ótimas ideias e contribuindo de maneira indispensável. Uma pessoa realmente brilhante, que pensa sempre à frente de todos e sem dúvidas tem um caminho de muito sucesso a trilhar.

Por fim, gostaria de agradecer a minha fiel companheira, Karen Rosa, que ao longo desses 9 anos esteve comigo nos momentos mais desafiadores e sempre foi o meu porto seguro. Uma grande inspiração, tanto profissional quanto pessoal, a quem sou extremamente grato e feliz por a ter ao meu lado.

Resumo do Projeto de Graduação apresentado à Escola Politécnica/ UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Engenheiro Eletricista.

ANÁLISE DO IMPACTO DA MICRO E MINI GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NAS TARIFAS DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Marcus Vinicius Cavalcanti de Jesus

Março/2019

Orientadores: Walter Issamu Suemitsu
Amaro Olimpio Pereira Junior

Curso: Engenharia Elétrica

Ao longo dos últimos anos, verificou-se o início de um processo de profundas mudanças tecnológicas e regulatórias no Brasil caracterizado pela expansão de fontes renováveis, com destaque para a micro e mini geração distribuída. Apesar desta tecnologia proporcionar diversos benefícios ao setor, a sua rápida disseminação causou preocupação quanto aos seus possíveis impactos. Atualmente, este tema tem sido objeto de estudos e projeções da agência reguladora, que para fins de simplificação, não considerou em suas análises os efeitos causados por possíveis aumentos tarifários, subestimando as projeções de evolução da micro e mini geração, podendo levar a mudanças regulatórias que não sejam suficientes para minimizar os seus impactos.

Portanto, o presente trabalho tem como objetivo apresentar a metodologia de simulação dos eventuais efeitos da evolução tarifária nas projeções de micro e mini geração distribuída para os próximos anos. Para tanto, foi utilizado um modelo de difusão de inovações, o Modelo de Bass, associado a um modelo de evolução das tarifas de energia. Será evidenciado que a evolução das tarifas impacta significativamente na atratividade desta tecnologia, resultando em projeções maiores que aquelas feitas pela Aneel, o que demonstra a necessidade de uma análise mais robusta por parte do regulador.

Abstract of Undergraduate Project presented to POLI/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Engineer.

ANALYSIS OF THE IMPACT OF THE MICRO AND MINI DISTRIBUTED
GENERATION IN THE TARIFFS OF ELECTRIC POWER DISTRIBUTION
UTILITIES

Marcus Vinicius Cavalcanti de Jesus

March/2019

Advisors: Walter Issamu Suemitsu
Amaro Olimpio Pereira Junior

Course: Electrical Engineering

Over the last few years, there has been a process of profound technological and regulatory changes in Brazil characterized by the expansion of renewable sources, especially micro and mini distributed generation. Although this technology provides several benefits to the sector, its rapid dissemination has raised concerns about its possible impacts. Currently, this issue has been the subject of studies and projections of the regulatory agency, which for purposes of simplification, did not consider in its analysis the effects caused by possible tariff increases, underestimating the projections of evolution of the micro and mini generation, and may lead to regulatory changes that are not sufficient to minimize their impacts.

Therefore, the present work aims to present the simulation methodology of possible effects of tariff evolution in micro and mini generation projections for the coming years. For that, a model of diffusion of innovations was used, the Bass Model, associated to a model of evolution of the energy tariffs. It will be evidenced that the evolution of tariffs has a significant impact on the attractiveness of this technology, resulting in higher projections than those made by Aneel, which demonstrates the need for a more robust analysis by the regulator.

Sumário

Lista de Figuras	x
Lista de Tabelas	xii
1 Introdução	1
1.1 Motivação	2
1.2 Objetivo	3
1.3 Estrutura do trabalho	3
2 Micro e Mini geração distribuída	4
2.1 Introdução	4
2.2 Aspectos gerais da geração distribuída	6
2.3 Evolução da micro e mini geração	7
2.3.1 Evolução da micro e mini geração solar	8
2.3.2 Evolução dos preços das placas solares	9
2.3.3 Irradiação no Brasil	10
2.4 O marco regulatório da geração distribuída no Brasil	11
2.4.1 Revisão da REN nº 482/2012	11
2.4.2 O Sistema de Compensação	13
2.5 Consulta Pública nº 10/2018	14
2.5.1 Nota Técnica 62/2018	15
2.5.2 Relatório de Análise de Impacto Regulatório	16
2.5.3 Impacto da evolução da micro e mini geração nos próximos anos	17
3 O modelo de formação da tarifa	18
3.1 Introdução	18
3.2 Conceitos básicos	18
3.2.1 Grupos e subgrupos tarifários	18
3.2.2 Postos tarifários	19
3.2.3 Modalidades tarifárias	19
3.3 Tarifa de Fornecimento	20
3.3.1 Tarifa de Energia	21

3.3.2	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)	23
3.3.3	Impostos e Bandeiras tarifárias	24
3.4	Estrutura Tarifária	25
3.4.1	Tarifas de Aplicação	25
3.4.2	Tarifas de Referência	26
3.5	Estimativa dos efeitos da micro e mini geração nas tarifas	26
3.5.1	Redução no mercado das distribuidoras	27
3.5.2	Avaliação dos impactos da micro e mini geração nas tarifas	29
4	Metodologia de curva de difusão	34
4.1	Modelo de difusão	34
4.1.1	Fundamentos Teóricos	35
4.1.2	Difusão do mercado	37
4.2	Modelo de mercado potencial de referência	38
4.2.1	Fonte considerada	38
4.2.2	Segmentação dos consumidores	38
4.2.3	Resolução espacial	38
4.2.4	Resolução temporal	39
4.2.5	Estimativa do mercado potencial	39
4.2.6	Crescimento do mercado potencial	39
4.2.7	Mercado potencial final	39
4.3	Cálculo do Payback	40
4.3.1	Investimentos e despesas com O&M	41
4.3.2	Receitas do projeto	41
4.3.3	Energia gerada anualmente	42
5	Resultados e Discussões	44
5.1	Função de Distribuição Acumulada - $F(t)$	44
5.2	Validação do modelo	45
5.3	Simulação de cenários	45
5.3.1	Micro e mini geração Local	45
5.3.2	Micro e mini geração Remota	48
5.3.3	<i>Payback</i> e simultaneidade consumo/geração	49
5.4	Simulação das propostas da Aneel	50
5.4.1	Resultados	51
5.5	Manutenção do <i>status quo</i>	53
6	Conclusões	54
A	Energia Gerada	56

B Custo do Sistema	57
C Função de Distribuição Acumulada	58
Referências Bibliográficas	59

Lista de Figuras

2.1	Consumo de energia <i>per capita</i> vs. PIB <i>per capita</i> . Fonte: [1]	4
2.2	Emissões de CO ₂ dos países mais poluentes. Fonte: [2]	5
2.3	Evolução do número de unidades consumidoras e capacidade instalada. Fonte: [3]	8
2.4	Principais marcos na evolução da geração distribuída no Brasil. Fonte: [3]	9
2.5	Participação da fonte solar na matriz de geração distribuída. Fonte: [3]	9
2.6	Evolução da micro e mini geração solar vs. demais fontes. Fonte: [3]	10
2.7	Evolução dos preços dos módulos solares no mundo. Fonte: [4]	10
2.8	Evolução dos preços dos custos de sistemas solares no Brasil. Fonte: [5]	11
2.9	Média anual de irradiação solar no Brasil. Fonte: [6]	12
2.10	Esquema simplificado do modelo de faturamento no Sistema de Compensação. Fonte: [7]	13
2.11	Projeção de potência instalada de micro e mini geração distribuída. Adaptado. Fonte: [7]	14
2.12	Resumo das alternativas de faturamento propostas pela Aneel. Fonte: [7]	15
2.13	Projeção da Aneel, em GW, da capacidade instalada de geração distribuída local. Fonte: [7]	16
2.14	Projeção da Aneel, em GW, da capacidade instalada de geração distribuída remota. Fonte: [7]	17
3.1	Componentes da Tarifa de Fornecimento. Fonte: [14]	21
3.2	Evolução histórica da tarifa dos consumidores em baixa tensão. Fonte: [8]	27
4.1	Dilema do planejador na projeção de micro e mini geração. Fonte: [9]	34
4.2	Curva "S" representando a difusão de uma tecnologia genérica. Fonte: [10]	35
4.3	Curvas 'S' para diferentes tecnologias. Fonte: [10]	36

5.1	Função de distribuição acumulada $F(t)$ para micro e mini geração local e remota.	44
5.2	Curvas 'S' - Manutenção da alternativa 0 até 2035.	45
5.3	Cenário 1 - Aneel vs. Modelo proposto. Geração local.	46
5.4	Cenário 2 - Aneel vs. Modelo proposto. Geração local.	47
5.5	Cenário 1 - Aneel vs. Modelo proposto. Geração remota.	48
5.6	Cenário 3 - Aneel vs. Modelo proposto.	49
5.7	<i>Payback</i> local vs. <i>Payback</i> remoto - Cenário 2.	50
5.8	Evolução das componentes tarifárias no cenário proposto pela Aneel.	51
5.9	Capacidade instalada total projetada pela Aneel sem evolução de tarifas [11]	52
5.10	Capacidade instalada total projetada pelo modelo proposto com evolução de tarifas	52
5.11	Manutenção da alternativa 0 vs. Cenário proposto pela Aneel.	53
5.12	Evolução das componentes tarifárias com manutenção da alternativa 0 até 2035.	53

Lista de Tabelas

2.1	Troca das alternativas proposta pela Aneel. Fonte: [12]	17
3.1	Grupos e subgrupos tarifários. Fonte: [12]	19
3.2	Distribuidoras consideradas no estudo.	27
4.1	Distribuidoras consideradas no estudo.	38
4.2	Fluxo de caixa genérico para um projeto de micro e mini geração.	41
4.3	Custo total dos sistemas local e remoto.	41
5.1	Cenário 1 - <i>Payback</i> e número de adotantes acumulado para geração local.	46
5.2	Cenário 2 - <i>Payback</i> e número de adotantes acumulado para geração local.	47
5.3	Cenário 1 - <i>Payback</i> e número de adotantes acumulado para geração remota.	48
5.4	Cenário 3 - <i>Payback</i> e número de adotantes acumulado para geração remota.	49
5.5	Proposta Aneel vs. Projeções do modelo proposto.	51
A.1	Energia gerada anualmente por módulo.	56
B.1	Custos dos sistemas local e remoto.	57
C.1	Função de Distribuição Acumulada $F(t)$ para geração local e remota.	58

Capítulo 1

Introdução

Ao longo dos últimos anos, tem se verificado o início de um processo de profundas mudanças tecnológicas e regulatórias no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) caracterizado pela expansão de fontes renováveis. Devido a redução da capacidade de regularização do sistema [13] e o conseqüente despacho quase contínuo das termelétricas desde 2012 [14], a busca por soluções energéticas capazes de diversificar a matriz brasileira de maneira segura e limpa se tornou uma pauta importante no âmbito das políticas energéticas nacionais, com destaque para incentivos à disseminação da geração distribuída.

De modo geral, a geração distribuída se caracteriza como fontes de geração conectada diretamente à rede de distribuição, de modo que a energia local consumida é gerada no próprio ponto de consumo. Os estímulos à geração distribuída no Brasil se justificam pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar ao sistema elétrico. Dentre eles estão a redução na necessidade de novos investimentos na transmissão, diminuição das perdas elétricas, redução do impacto ambiental e a diversificação da matriz energética [15].

Com o objetivo de reduzir as barreiras regulatórias existentes para conexão da geração distribuída de pequeno porte, foi aprovada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) - em abril de 2012 - a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 que estabeleceu as condições gerais para acesso de micro e mini geração distribuída e a criação do Sistema de Compensação de Energia Elétrica, onde o consumidor pode gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis e fornecer o excedente para a rede de sua concessionária de distribuição em troca de créditos de energia.

Em 2015, a Diretoria da Aneel aprovou a publicação da Resolução Normativa nº 687 pela qual alterou as regras vigentes da resolução normativa 482 para que houvesse a ampliação dos limites de potência das centrais geradoras e a criação de novas modalidades para participação no sistema de compensação de energia. A expectativa era de que as alterações facilitassem a ampliação da utilização da geração distribuída no longo prazo, em especial da energia solar fotovoltaica.

Apesar do crescimento da geração distribuída trazer uma série de benefícios para o sistema, há ainda importantes desafios a serem estudados. Vale destacar que a regulação e os incentivos governamentais têm papel fundamental na evolução da geração distribuída e na forma como a disseminação desta tecnologia poderá impactar o setor como um todo. Portanto, é de extrema importância avaliar se o cenário atual é capaz de garantir a sustentabilidade econômica deste segmento, quais os possíveis impactos no mercado das distribuidoras no longo prazo e os consequentes efeitos nas tarifas dos consumidores cativos que não fazem parte do sistema de compensação.

1.1 Motivação

Em maio de 2018 foi instaurada a Consulta Pública (CP) nº 10/2018 cujo objetivo foi colher subsídios para aprimoramento das regras aplicáveis à micro e mini geração distribuída. Ainda à época da revisão da regra em 2015, o então Diretor Relator da Aneel se mostrou preocupado com a evolução das unidades consumidoras com geração distribuída e seus consequentes impactos no setor elétrico, propondo uma revisão das regras já em 2019 [7]. De acordo com ele, a projeção micro e mini geração distribuída para o ano mencionado era de 500 MW. Porém, ainda em 2018, esta projeção foi alcançada.

Em dezembro de 2018, a Aneel divulgou por meio de um relatório [11] os resultados preliminares das projeções de micro e mini geração atualizadas segundo as premissas propostas pela consulta pública. No entanto, uma das premissas adotadas pela agência foi a não consideração da evolução das tarifas dos consumidores, apesar de dados históricos demonstrarem uma tendência de crescimento [16]. Dado que o pagamento evitado no sistema de compensação possui relação direta com o valor pago em tarifa, esta premissa pode estar subestimando as reais projeções de micro e mini geração.

Este efeito pode ser compreendido como uma espiral da morte, um fator que tem como gatilho tarifas elevadas e o avanço dos sistemas de micro e mini geração. Com a elevação das tarifas, aderir à micro e mini geração distribuída se torna cada vez mais atrativo ao consumidor que busca reduzir sua dependência da distribuidora. Esta, por sua vez, tem aquele custo da infraestrutura rateado por uma quantidade cada vez menor de consumidores, que consequentemente seguem o mesmo caminho de buscar redução de sua conta de energia.

Portanto, os resultados obtidos pelo estudo da Aneel podem não estar condizentes com o que pode ser de fato realizado e a análise da evolução das tarifas no processo de disseminação da micro e mini geração distribuída é a principal motivação para a execução deste trabalho.

1.2 Objetivo

O objetivo final deste trabalho é analisar os eventuais efeitos nas tarifas reguladas do setor elétrico e possíveis perdas de receita para as distribuidoras de energia com o aumento da geração distribuída, tomando como base as seis alternativas de faturamento do Sistema de Compensação propostas pela Aneel em Consulta Pública.

1.3 Estrutura do trabalho

Este trabalho apresenta 6 capítulos. Neste primeiro capítulo foi apresentada a introdução do trabalho, a motivação e objetivo da análise do impacto da geração distribuída nas tarifas do mercado regulado.

No capítulo 2 são apresentados aspectos gerais relacionados à geração distribuída no Brasil. Serão apresentadas as principais características desta tecnologia, com enfoque para a fonte solar, bem como seu histórico no Brasil e o marco regulatório que permitiu a consolidação da geração distribuída como alternativa ao consumo de energia exclusivamente por meio das distribuidoras. Neste capítulo também será apresentado o atual contexto da Consulta Pública nº 10/2018, bem como as alternativas propostas para faturamento de unidades consumidoras e alguns resultados parciais das projeções em andamento.

No capítulo 3 será apresentada a metodologia para o cálculo da evolução de cada uma das componentes tarifárias conforme a evolução da micro e mini geração. Além disso, com o objetivo de contextualizar o leitor sobre as principais componentes da tarifa e como cada uma deve ser afetada pela penetração da geração distribuída serão apresentados os principais conceitos da estrutura tarifária vigente no setor elétrico brasileiro.

No capítulo 4 será apresentada a metodologia da curva de difusão, utilizando-se a teoria de difusão de inovações proposta por Everett M. Rogers que resultou no mundialmente conhecido e utilizado Modelo de Difusão de Bass, cujo objetivo é realizar projeções para disseminação de novas tecnologias em uma sociedade composta por indivíduos com diferentes características. De posse de tais projeções, é possível dimensionar a capacidade instalada de micro e mini geração distribuída, a redução do mercado das distribuidoras e o conseqüente aumento das tarifas.

No capítulo 5 serão apresentados os principais resultados considerando-se que o aumento da capacidade instalada de geração distribuída no setor resulta em redução de mercado das distribuidoras e conseqüente aumento tarifário.

Por fim, as conclusões e trabalhos futuros serão apresentados no capítulo 6.

Capítulo 2

Micro e Mini geração distribuída

2.1 Introdução

O consumo de energia elétrica é indispensável para o crescimento econômico de um país. Tal fato é justificável ao se pensar que um PIB elevado significa um mercado suficientemente forte que por sua vez garante um consumo igualmente forte, fortalecendo o seu setor industrial que, por seu lado, garante a transformação de bens primários em bens de consumo, em um círculo virtuoso que leva a mais crescimento econômico e a um PIB crescente. Isto pode ser evidenciado pela figura 2.1, onde é apresentado o PIB per capita (em milhares de US\$) de alguns países, e seus respectivos consumos de energia elétrica per capita (em kWh). É possível verificar que de fato, quanto maior o PIB *per capita* do país, maior também é o seu consumo de energia elétrica.

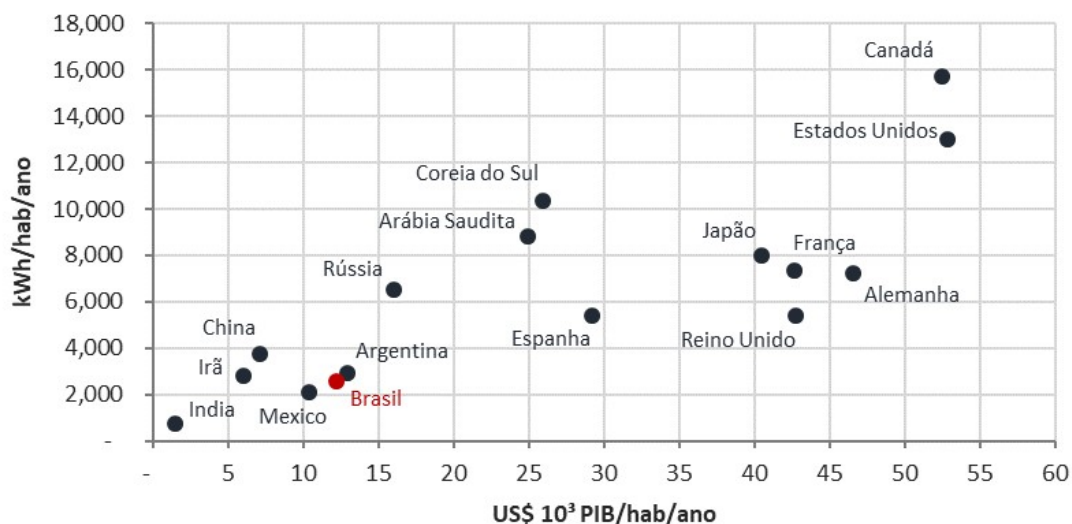


Figura 2.1: Consumo de energia *per capita* vs. PIB *per capita*. Fonte: [1]

Para atender a este consumo de energia, é necessário um amplo parque gerador.

Historicamente, os combustíveis fósseis se tornaram o recurso central da matriz energética mundial. Em 2014, 80% da demanda energética mundial foi atendida por petróleo, gás natural e carvão (IEA, 2016). É de se esperar, também, uma correlação indireta entre o crescimento econômico e a emissão de gases poluentes. A figura 2.2 mostra os principais países emissores de CO₂ no ano de 2011.

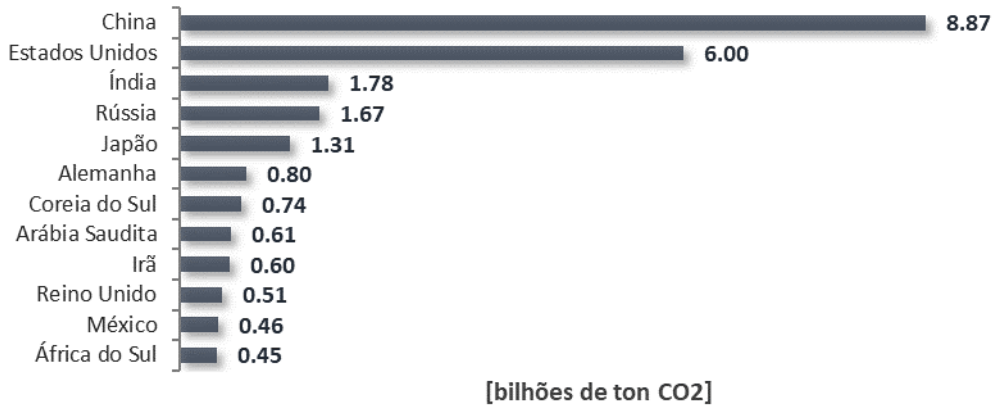


Figura 2.2: Emissões de CO₂ dos países mais poluentes. Fonte: [2]

Devido a isso, nos últimos anos vem-se debatendo profundamente a sustentabilidade do crescimento econômico mundial. Estes fatos levantaram uma série de discussões ambientais, sendo o Acordo de Paris o mais importante deles. Adotado durante a 21^a Conferência das Partes (COP 21), realizada em dezembro de 2015, em Paris, traçou ações efetivas para limitar o aumento da temperatura média no mundo abaixo de 2°C até 2100, a partir de planos nacionais de compromisso de redução de emissões, chamados de *Intended Nationally Determined Contributions* [2].

Desde então, a transição energética mundial para uma economia com baixa emissão de carbono dependerá significativamente da redução da utilização de combustíveis fósseis na geração de eletricidade. Tal transição deverá contar com elevada participação de fontes renováveis, abrindo caminho, portanto, para o desenvolvimento destas tecnologias.

O acordo aprovado na COP 21 fortaleceu a necessidade de uma maior discussão no Brasil sobre fontes energéticas mais limpas. Além disso, a crescente mudança no comportamento dos consumidores de eletricidade em diversos países sinaliza para uma tendência mundial na demanda por energia que já apresenta importantes avanços no Brasil. O consumidor, que antes era um agente passivo no modelo do setor elétrico, vem mostrando comportamento cada vez mais ativo na maneira como ele demanda sua energia e em relação aos serviços que ele pode extrair do seu consumo de eletricidade. As evoluções tecnológicas, principalmente no lado da demanda, têm um papel importante nessa mudança de comportamento do consumidor.

Essas tendências mundiais e nacionais, além das peculiaridades do Setor Elétrico

Brasileiro (SEB) - geração predominantemente hidrelétrica e de grande porte com operação centralizada e sistema integrado de transmissão em praticamente todo o país - apontam para a importância do planejamento e da inclusão mais efetiva de outros recursos energéticos disponíveis [17]. Dentre esses recursos, destacam-se os Recursos Energéticos Distribuídos.

Os Recursos Energéticos Distribuídos atuam tanto do lado da demanda, quanto do lado da oferta, e englobam:

- Geração Distribuída
- Armazenamento de energia
- Eficiência Energética e mobilidade elétrica
- Gerenciamento da demanda

Do ponto de vista da operação da rede, esses recursos levam de modo geral ao mesmo resultado: eles reduzem ou transformam a carga que a rede precisa atender. Essa característica, por si só, já é suficiente para levantar a necessidade de estudos sobre os recursos energéticos distribuídos, uma vez que eles promovem alterações na estrutura econômica de todo o sistema. Do ponto de vista do consumidor, os recursos distribuídos permitem uma maior participação na geração de energia e gestão do consumo da sua própria energia. Neste trabalho, o foco está na geração distribuída, cujos principais conceitos e questões regulatórias serão desenvolvidos nas próximas seções.

2.2 Aspectos gerais da geração distribuída

Ao mesmo tempo em que a geração distribuída é uma novidade nos mercados de energia elétrica, ela também é um conceito antigo, que perdeu espaço a partir da evolução da geração de energia para um sistema centralizado. No início do desenvolvimento da eletricidade, a geração de energia acontecia por meio de pequenas centrais geradoras que se encontravam próximas das unidades consumidoras. Dessa forma, pode-se pensar que a geração distribuída não é algo novo no modelo de energia elétrica e sim um conceito que vem sendo reintroduzido. Em particular, as recentes evoluções tecnológicas vêm contribuindo para transformar a relação do consumidor final com a energia.

A geração distribuída pode ser definida como uma fonte de energia elétrica conectada diretamente à rede de distribuição ou situada no próprio consumidor [17]. No Brasil, a definição de geração distribuída é feita a partir do artigo 14º do Decreto Lei nº 5.163/2004:

"Considera-se geração distribuída toda produção de energia elétrica proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados (...) conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador."

2.3 Evolução da micro e mini geração

Apesar de regulamentar o acesso de micro e mini geração distribuída à rede de distribuição, a Resolução Normativa de 2012 não foi suficiente para expandir a capacidade instalada desta tecnologia. De 2015 em diante, após a revisão da norma por meio da REN nº 687, o cenário observado foi de crescente evolução da micro e mini geração distribuída.

Ao olhar o histórico de evolução da micro e mini geração distribuída no Brasil, é bastante evidente que a revisão da REN nº 487/2012 foi fundamental para o crescimento exponencial desta tecnologia. Em dezembro de 2018, o número de conexões de micro e mini geração atingiu mais de 52.000, o que representa uma capacidade instalada total de 637 MW [3].

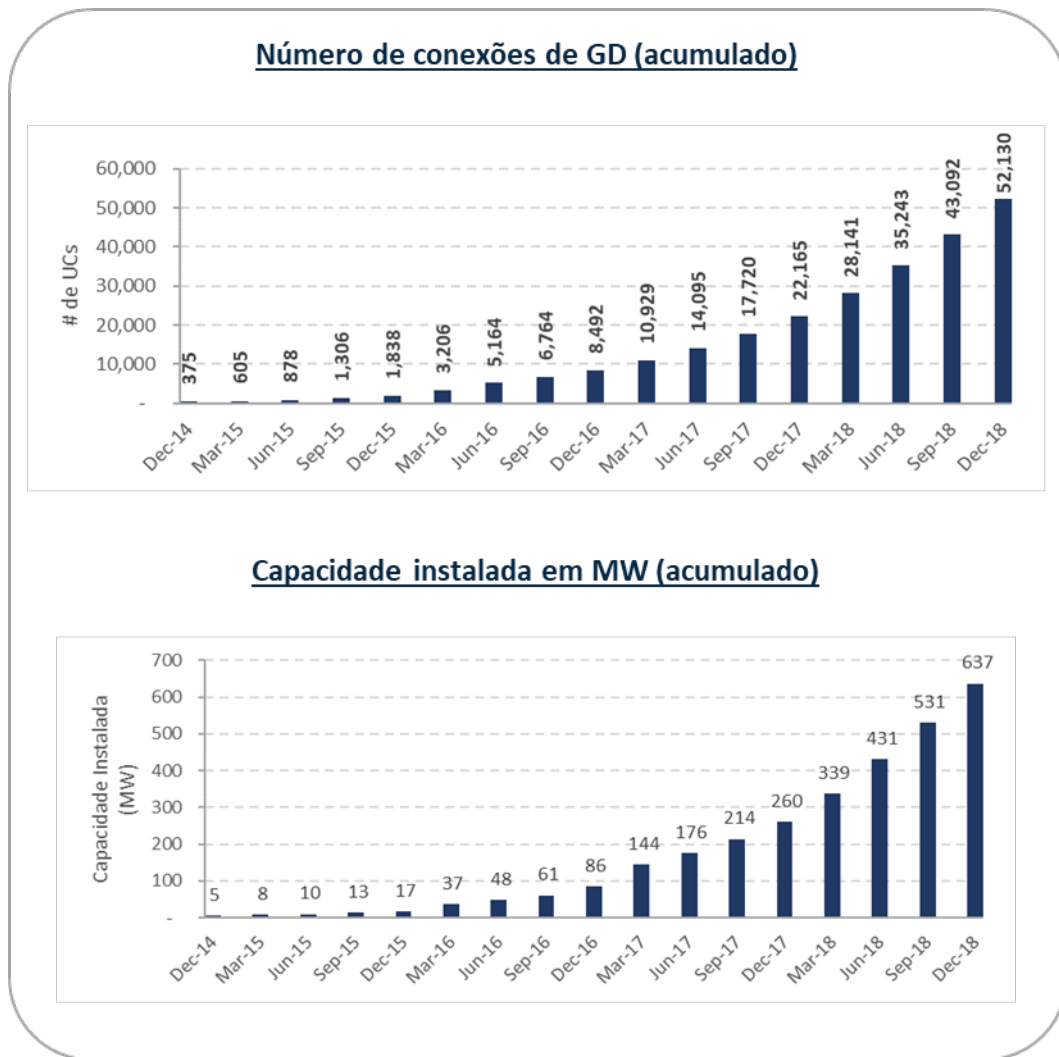


Figura 2.3: Evolução do número de unidades consumidoras e capacidade instalada. Fonte: [3]

A figura 2.4 também mostra os dois marcos regulatórios da micro e mini geração distribuída e como a implementação da REN nº 687 alavancou o desenvolvimento da geração distribuída, em especial a fonte solar.

2.3.1 Evolução da micro e mini geração solar

É possível observar também que, apesar da regulação permitir a geração de energia por meio de diferentes fontes, a fonte solar tem se apresentado como a principal fonte neste segmento devido à facilidade no processo de instalação e manutenção dos painéis solares. Apesar da fonte solar ainda ter uma pequena participação na composição da matriz energética centralizada (correspondendo a apenas 1% da capacidade instalada total), os incentivos para disseminação dessa fonte permitiram o amplo desenvolvimento das tecnologias relacionadas às placas solares, além de resultar na redução de seus respectivos custos.

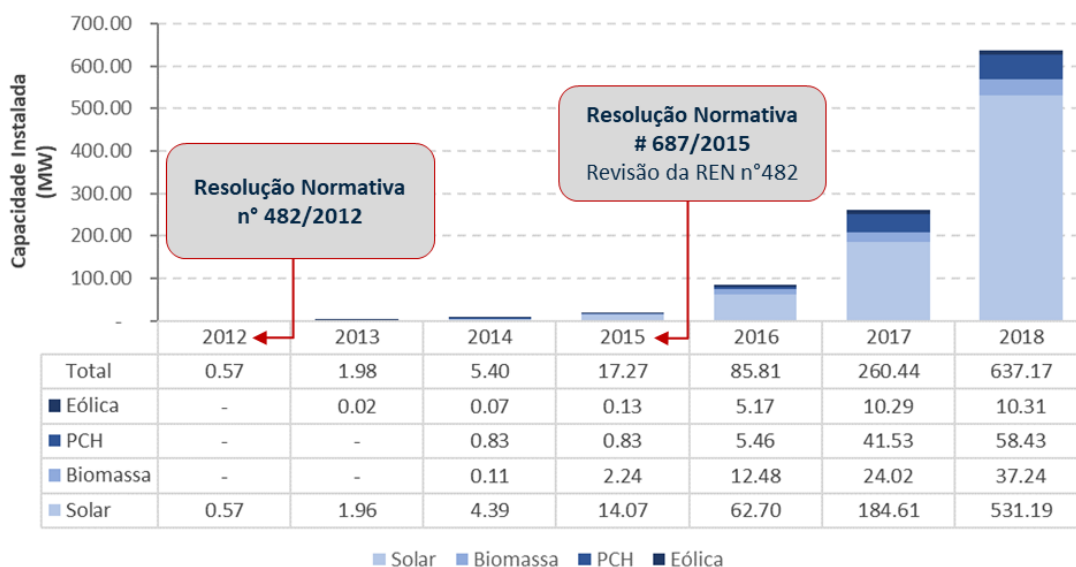


Figura 2.4: Principais marcos na evolução da geração distribuída no Brasil. Fonte: [3]

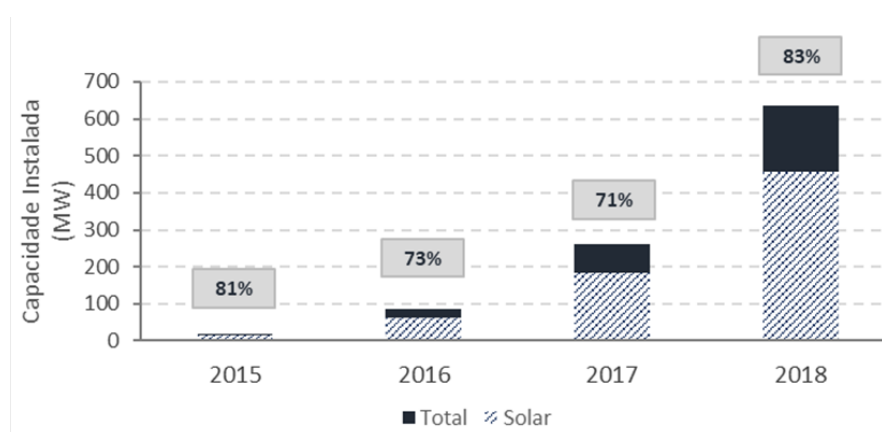


Figura 2.5: Participação da fonte solar na matriz de geração distribuída. Fonte: [3]

O gráfico 2.6 mostra a composição da micro e mini geração solar por classe de consumo e a título de comparação a linha em tracejado mostra o agregado das demais fontes permitidas no sistema de compensação (Pequenas Centrais Hidrelétricas - PCH, Eólica e Biomassa).

2.3.2 Evolução dos preços das placas solares

Os preços dos painéis solares no mundo vêm decrescendo ao longo dos anos. Entre 2010 e 2015, a redução nos custos atingiu uma média de 80%. No Brasil, os altos índices de irradiação somados aos altos valores das tarifas de energia no mercado regulado garantiram um ambiente favorável para o aumento da sua atratividade e consequente evolução nos últimos anos.

Os preços médios praticados no Brasil em junho de 2018 são mostrados na figura

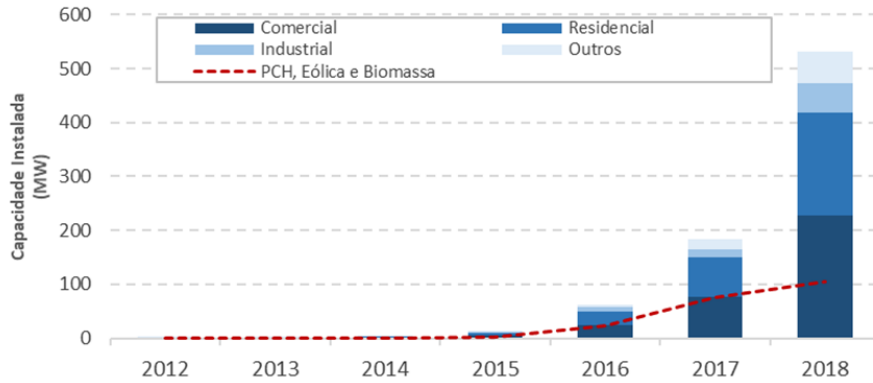


Figura 2.6: Evolução da micro e mini geração solar vs. demais fontes. Fonte: [3]

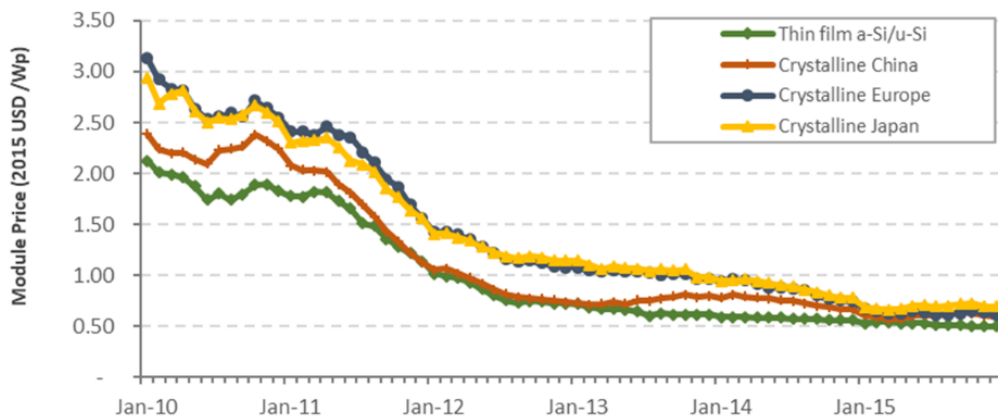


Figura 2.7: Evolução dos preços dos módulos solares no mundo. Fonte: [4]

2.8. Como pode ser visto, a evolução de preços segue a tendência global de redução. Entre 2016 e 2018, a redução média nos preços foi de 36%.

2.3.3 Irradiação no Brasil

Como dito anteriormente, o Brasil possui características muito favoráveis de irradiação solar, o que permite um maior aproveitamento dos recursos naturais para produção de energia. A figura 2.9 mostra um mapa de calor, ilustrando a média anual de irradiação para cada região do país.

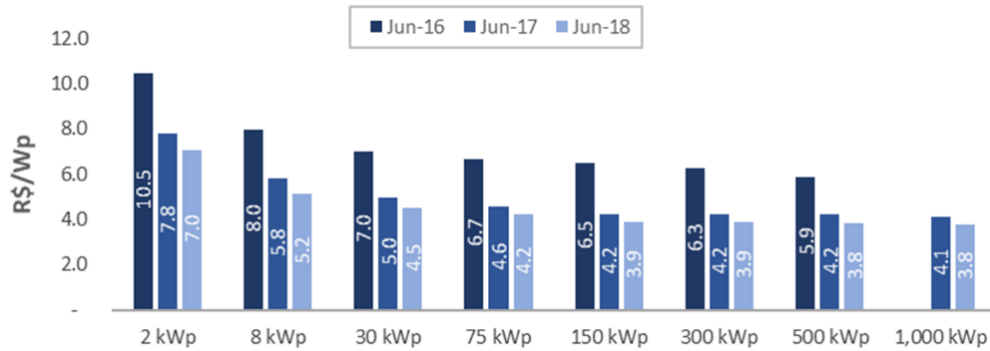


Figura 2.8: Evolução dos preços dos custos de sistemas solares no Brasil. Fonte: [5]

2.4 O marco regulatório da geração distribuída no Brasil

Até o ano de 2012, não havia nenhum mecanismo de regulação para guiar a expansão da geração distribuída pelos agentes, o que foi um obstáculo para o seu desenvolvimento. No entanto, em abril de 2012, a Aneel estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e mini geração distribuída à rede de distribuição e criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, permitindo ao consumidor brasileiro gerar sua própria energia a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecer o excedente para a rede da sua concessionária de distribuição. Essa geração, conectada à rede por meio de unidades consumidoras, é denominada micro geração distribuída ou mini geração distribuída, sendo definidas a seguir:

- **Micro geração:** Refere-se à unidade geradora com capacidade instalada menor ou igual a 75 kW, proveniente de cogeração qualificada ou fontes renováveis;
- **Mini geração:** Refere-se à unidade geradora com capacidade instalada acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW, proveniente de cogeração qualificada ou fontes renováveis.

2.4.1 Revisão da REN n° 482/2012

Em 2015, com o objetivo de reduzir as barreiras existentes à implantação da geração distribuída, foi realizada a revisão da REN n° 482, resultando na REN n° 687/2015, que entrou em vigor em março de 2016. Uma das principais mudanças foi a possibilidade de compensação de energia por meio de geração remota. Para tanto, foram criadas três modalidades distintas, somadas a até então existente compensação por meio de geração local (na própria unidade consumidora). Todas as configurações existentes são descritas a seguir:

- Geração no próprio local de consumo;

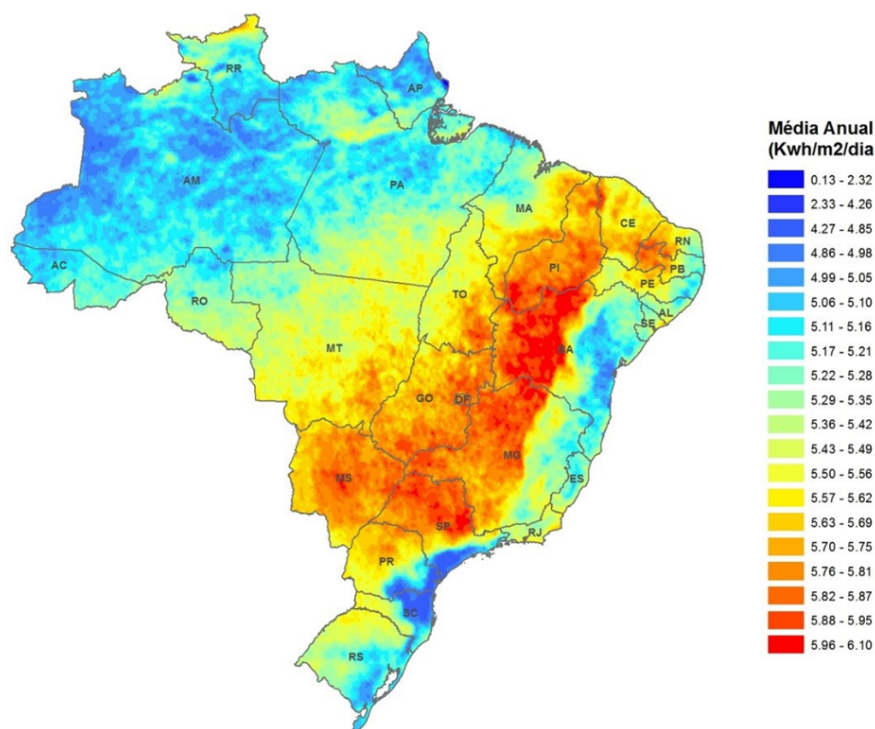


Figura 2.9: Média anual de irradiação solar no Brasil. Fonte: [6]

- Autoconsumo remoto;
- Empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras;
- Geração compartilhada.

A primeira configuração se caracteriza pela geração de energia elétrica na mesma unidade consumidora onde os créditos serão utilizados para abater o consumo.

O **autoconsumo remoto**, por sua vez, é uma modalidade que permite que um consumidor tenha uma central geradora de sua propriedade, dentro de uma mesma área de concessão ou permissão, localizada em unidade consumidora com pequena ou nenhuma carga instalada, de sua titularidade, e possa usufruir dos créditos em outra unidade consumidora, na qual se localiza a maior parte ou a totalidade de suas cargas.

Uma terceira forma de participação no Sistema de Compensação se dá por meio de **empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras**. Esta modalidade permite que micro ou mini geração sejam instaladas em condomínios, cujos créditos de energia são rateados entre as unidades consumidoras para respectiva redução nas faturas de energia. Estão incluídos neste conceito condomínios residenciais, comerciais e industriais, desde que estejam localizados em áreas contíguas.

Por fim, a última possibilidade de arranjo para participação é por meio da **geração compartilhada**. Nesse esquema, um grupo de consumidores de uma determinada área de concessão pode se reunir em um consórcio ou cooperativa, instalar uma

micro ou mini geração distribuída em nome desse consórcio/cooperativa e repartir os créditos de energia entre todos os associados para redução de suas faturas.

2.4.2 O Sistema de Compensação

No Sistema de Compensação, também conhecido pelo termo em inglês *net metering*, os consumidores podem compensar o seu consumo através da energia gerada pela micro ou mini geração distribuída. Desta forma, tais unidades consumidoras são faturadas pelo uso líquido da energia, correspondendo à diferença entre a energia consumida e a energia gerada (computado em base mensal).

Quando a energia injetada na rede for maior que a consumida, o consumidor receberá um crédito de energia, em quilo-watt hora (kWh), a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes. A utilização dos créditos de energia continua válida por 60 meses [18].

Faturamento

O faturamento de micro e mini geração distribuída deve considerar a energia consumida, deduzida a energia injetada e eventual crédito de energia acumulado em ciclos de faturamento anteriores, por posto tarifário, onde todas as componentes da tarifa devem ser compensadas, em R\$/MWh.

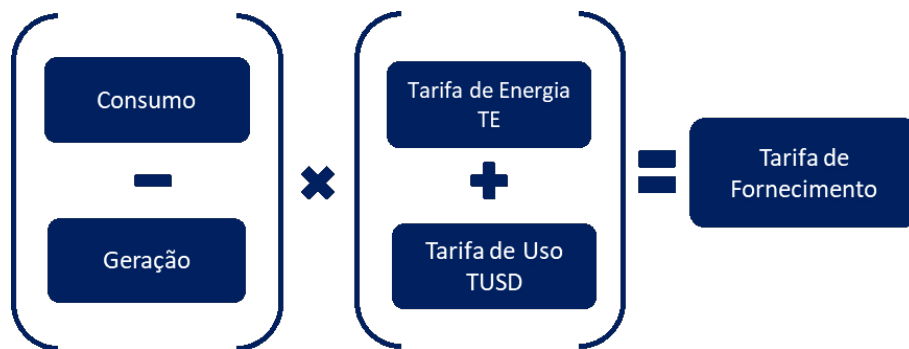


Figura 2.10: Esquema simplificado do modelo de faturamento no Sistema de Compensação. Fonte: [7]

A equação anterior não é válida se a geração for maior que o consumo, pois a fatura de energia não pode ser negativa ou igual a zero. Neste caso, a unidade consumidora ainda possui um custo mensal equivalente a um pagamento compulsório, também chamado de custo de disponibilidade. Este custo difere entre os consumidores da seguinte forma:

- **Grupo A:** a unidade consumidora é faturada pela demanda contratada;

- **Grupo B:** a unidade consumidora é faturada pelo montante em reais equivalente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico).

Dado que as horas do dia podem ser diferenciadas por períodos de maior ou menor consumo, a compensação da energia consumida deve ser realizada primeiramente no mesmo posto em que foi gerada (ponta ou fora de ponta). Caso ainda existam créditos a serem compensados, deve ser observada a relação entre os valores da Tarifa de Energia para ponta e fora de ponta para a devida correção. No capítulo seguinte, serão detalhadas as componentes tarifárias para fins de compensação.

2.5 Consulta Pública nº 10/2018

A fim de se avaliar os possíveis impactos da geração distribuída, foi lançada pela Aneel uma Consulta Pública, cujo objetivo foi abrir as discussões para a sociedade sobre as mudanças regulatórias propostas para a micro e mini geração e recolher subsídios dos agentes para aprimoramento das regras do sistema de compensação, propondo alternativas de cenários que causassem os menores impactos possíveis ao setor elétrico como um todo.

Nos últimos dois anos, após a revisão da REN nº 482/2012, a micro e mini geração cresceu significativamente no Brasil e excedeu as projeções realizadas pela Aneel. Em 2017, a capacidade instalada chegou a 68% acima da maior projeção do regulador.

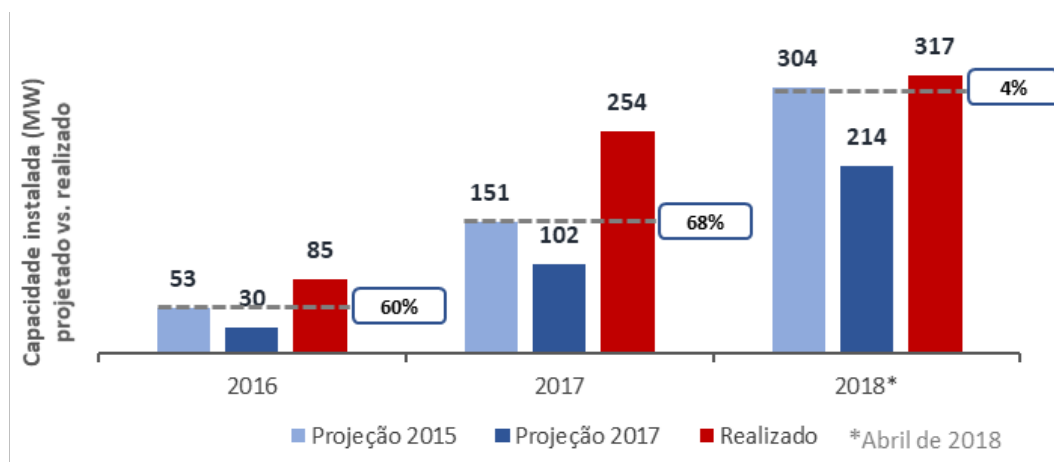


Figura 2.11: Projeção de potência instalada de micro e mini geração distribuída. Adaptado. Fonte: [7]

Estes resultados podem ser justificados por dois motivos principais:

1. Alteração do limite de potência para mini geração para 3 MW para fontes hídricas e 5 MW para as demais fontes renováveis.

2. Criação de dois novos modelos de negócio para participação no Sistema de Compensação: autoconsumo remoto e geração compartilhada.

Estas duas novas modalidades permitem que um consumidor instale a geração distribuída em unidade consumidora diferente daquela na qual se dá o usufruto do excedente de energia.

Tendo em vista que os valores de potência verificados nos últimos anos têm sido superiores às projeções realizadas, conclui-se que há uma probabilidade elevada de que este comportamento se mantenha, dado que dezembro de 2018 realizou 100 MW a mais do que a projeção para 2019 (500 MW).

Além disso, existe uma redução esperada nos preços dos componentes de geração distribuída, devido à sua grande penetração e evolução tecnológica. Assim, o Sistema de Compensação precisaria ser reavaliado de modo a criar um ambiente sustentável para crescimento da geração distribuída, sem onerar os demais agentes do setor.

2.5.1 Nota Técnica 62/2018

Em 2018, a Aneel publicou uma nota técnica cujo principal objetivo foi descrever o problema regulatório a ser resolvido, propor alternativas de aprimoramento das regras aplicadas ao Sistema de Compensação de Energia e, por fim, descrever as etapas a serem realizadas na construção da Análise de Impacto Regulatório. Também foi apresentado ao final da nota técnica uma tabela contendo os parâmetros de entrada dos modelos de simulação, levantados conforme contribuições dos agentes à época em que a consulta pública estava em aberto.

O foco central da nota técnica foi a apresentação de 5 alternativas de faturamento para as unidades consumidoras participantes do sistema de compensação. Em resumo, as alternativas se diferenciam pela forma como valoram a energia injetada na rede, cada qual considerando determinadas componentes da tarifa de fornecimento de energia para tal valoração. A figura 2.12 apresenta a estrutura de cada uma das alternativas, além do *status quo* (Alternativa 0).

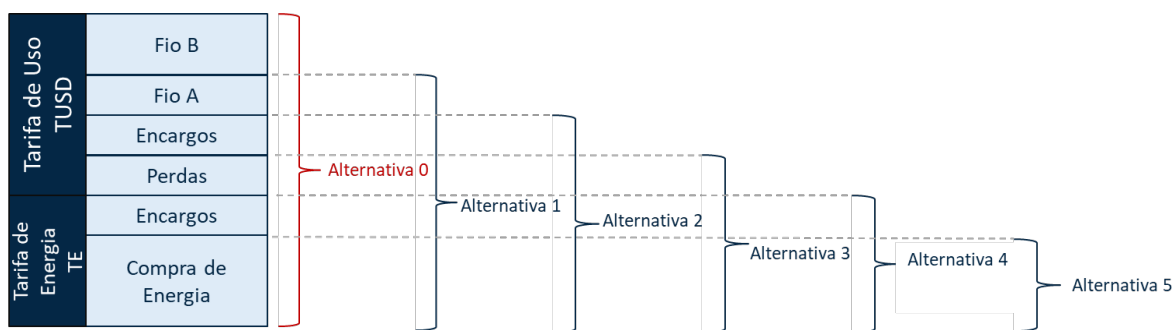


Figura 2.12: Resumo das alternativas de faturamento propostas pela Aneel. Fonte: [7]

Para cada alternativa, foi estimada a atratividade do investimento necessário para implantação da geração distribuída, através do tempo de retorno do investimento, o *payback*. Em seguida, foram estimados os impactos de cada cenário para o setor elétrico como um todo. Para isso, foi prevista a evolução da potência instalada de sistemas no país – que depende do *payback* do investimento pois quanto mais atrativo for instalar uma micro e mini geração, mais rápida será sua difusão.

2.5.2 Relatório de Análise de Impacto Regulatório

O Relatório de Análise do Impacto Regulatório [11] foi o primeiro documento com as projeções atualizadas da Aneel no âmbito da CP 10, cujas análises apresentadas tomaram por base as contribuições recebidas.

As figuras 2.13 e 2.14 mostram, respectivamente, as projeções para micro e mini geração local e remota. Os gráficos apresentam diferentes cenários, onde cada um significa a evolução da micro e mini geração distribuída mantendo o cenário atual (Alternativa 0), até 2025, quando é então realizada a mudança da alternativa. Ou seja, a linha que representa a alternativa 2, mostra a evolução de micro e mini geração mantendo a Alternativa 0 até 2025, quando então é trocada para a Alternativa 2.

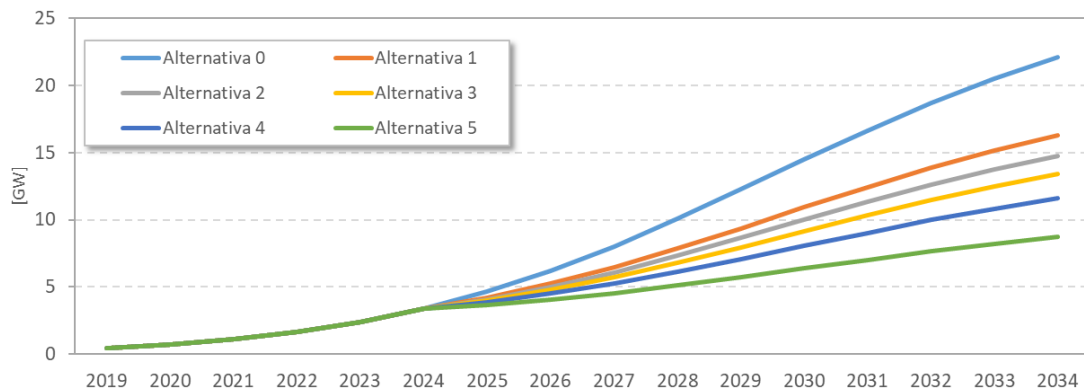


Figura 2.13: Projeção da Aneel, em GW, da capacidade instalada de geração distribuída local. Fonte: [7]

Após análise dos possíveis efeitos das projeções realizadas, a Aneel determinou quais seriam as alternativas cujos impactos fossem os menores possíveis, tanto do ponto de vista do consumidor com micro e mini geração quanto do ponto de vista do consumidor sem micro e mini geração. Foram determinados, portanto, gatilhos de acionamento das alternativas, ou seja, momentos específicos em que o cenário troca a alternativa 0 (atual) por uma nova alternativa. O quadro a seguir resume a dinâmica das mudanças propostas. Os momentos para troca das alternativas foi chamado pela Aneel de "gatilhos" e podem ser vistos na tabela 2.1.

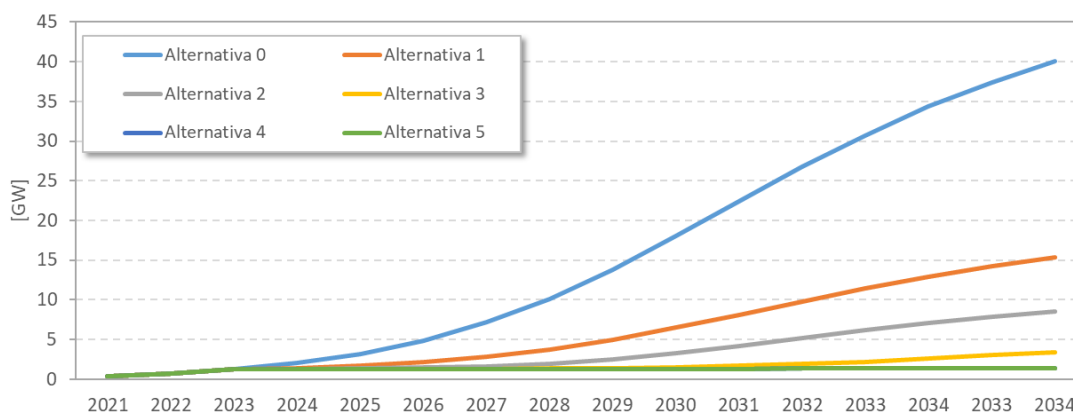


Figura 2.14: Projeção da Aneel, em GW, da capacidade instalada de geração distribuída remota. Fonte: [7]

Tabela 2.1: Troca das alternativas proposta pela Aneel. Fonte: [12]

	2022	2025
Local	-	Gatilho: capacidade instalada de 3,365 MW e troca da alternativa 0 para a alternativa 1
Remoto	1º Gatilho: capacidade instalada de 1,25 GW e troca da alternativa 0 para a alternativa 1	2º Gatilho: capacidade instalada de 2,13 GW e troca da alternativa 1 para alternativa 3

2.5.3 Impacto da evolução da micro e mini geração nos próximos anos

Já foi evidenciado ao longo do texto que o crescimento da geração distribuída é uma preocupação relevante. Portanto, para fins de planejamento, a projeção das unidades consumidoras adotantes de micro e mini geração distribuída é uma tarefa de extrema importância e vem sendo um campo de estudo para diversos autores. Por meio de tais projeções, é possível estimar a evolução da capacidade instalada de micro e mini geração distribuída, conseqüente redução de mercado das distribuidoras e os eventuais impactos nas tarifas.

Uma vez que as tarifas cobradas pelas distribuidoras são um importante *driver* para a atratividade da geração distribuída no presente trabalho, o próximo capítulo é dedicado à esclarecer os principais conceitos acerca do modelo de formação da tarifa, além dos efeitos na evolução das componentes tarifárias devido ao crescimento da micro e mini geração no país.

Capítulo 3

O modelo de formação da tarifa

3.1 Introdução

Com o crescimento da geração distribuída, é muito provável que exista uma redução do mercado de eletricidade a ser atendido pelas distribuidoras. Essa redução impacta diretamente na receita regulatória requerida, responsável por garantir o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias. Portanto, é de se esperar que esta redução no mercado resulte em um aumento das tarifas no ambiente regulado de energia, ocasionando impactos adversos aos consumidores que não serão capazes de realizar investimentos para geração de sua própria energia.

Conhecer a estrutura tarifária atual é importante para se entender como os consumidores cativos são faturados. Portanto, as seções que se seguem tem como objetivo esclarecer os principais conceitos relacionados ao modelo de estrutura tarifária atual.

3.2 Conceitos básicos

O processo de formação da tarifa leva em consideração diferentes fatores, como os grupos tarifários, classes de consumo, modalidades tarifárias e postos tarifários. Estes conceitos são apresentados a seguir:

3.2.1 Grupos e subgrupos tarifários

Os usuários do sistema de distribuição são classificados de acordo com o nível de tensão ao qual são atendidos, formando portanto os grupos tarifários A e B, caracterizados como alta e baixa tensão, respectivamente. Estes, por sua vez, são divididos em subgrupos, como mostra a 3.1:

Tabela 3.1: Grupos e subgrupos tarifários. Fonte: [12]

Grupo	Subgrupo	Nível de tensão
A ($\geq 2,3$ kV)	A1	≥ 230 kV
	A2	88 kV a 138 kV
	A3	≥ 69 kV
	A3a	30 kV a 44 kV
	A4	2,3 kV a 25 kV
	AS	Sistemas subterrâneos
B ($< 2,3$ kV)	B1	Residencial
	B2	Rural
	B3	Demais classes
	B4	Iluminação Pública

3.2.2 Postos tarifários

Para fins de diferenciação do consumo e demanda de energia elétrica ao longo do dia, foram definidos três postos tarifários [19]:

- **Posto tarifário ponta:** composto por três horas diárias consecutivas, momento em que o custo da energia é mais alto;
- **Posto intermediário:** período de duas horas, sendo uma hora imediatamente anterior e outra imediatamente posterior ao posto ponta;
- **Posto tarifário fora ponta:** período composto pelas horas consecutivas e complementares àquelas definidas nos postos ponta e intermediário.

3.2.3 Modalidades tarifárias

Por fim, as modalidades tarifárias diferenciam o faturamento das unidades consumidoras de acordo com o grupo e as horas de utilização do dia [19], como descrito a seguir:

- **Modalidade tarifária horária Azul:** aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com as horas de utilização do dia;
- **Modalidade tarifária horária Verde:** aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia, assim como de uma única tarifa de demanda de potência;
- **Modalidade tarifária Convencional Binômia:** aplicada às unidades consumidoras do grupo A, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia;

- **Modalidade tarifária horária Branca:** aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia;
- **Modalidade tarifária Convencional Monômnia:** aplicada às unidades consumidoras do grupo B, caracterizada por tarifas de consumo de energia elétrica, independentemente das horas de utilização do dia.

3.3 Tarifa de Fornecimento

O custo regulatório entendido como Receita Requerida ou Receita Anual é obtido, respectivamente, nos processos de revisão e de reajuste tarifário [12]. Ele é decomposto em diversos componentes tarifários que refletem nas funções de custo: Transporte, Perdas, Encargos e Energia comprada para revenda.

Por sua vez, as funções de custo agregam-se para formar a Tarifa de Fornecimento, dividida em:

- a) TE - Tarifa de Energia;
- b) TUSD - Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição.

A tarifa de energia elétrica dos consumidores cativos é composta por diversas componentes que refletem os custos de operação, manutenção e investimentos das empresas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, custos intrínsecos do setor, como perdas elétricas e encargos setoriais que visam custear políticas públicas e outras obrigações do setor elétrico de natureza pública.

A tarifa aplicada no faturamento das unidades consumidoras conectadas em baixa tensão é formada por duas tarifas: TUSD – Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição e TE – Tarifa de Energia. A primeira está atrelada à prestação do serviço necessário para o consumo de energia elétrica (disponibilização, manutenção e operação da infraestrutura do setor elétrico) e a segunda corresponde ao produto (energia) utilizado propriamente pelo consumidor final e demais custos associados ao consumo de energia. A figura 3.1 apresenta os principais componentes tarifários que compõem a TUSD e a TE.

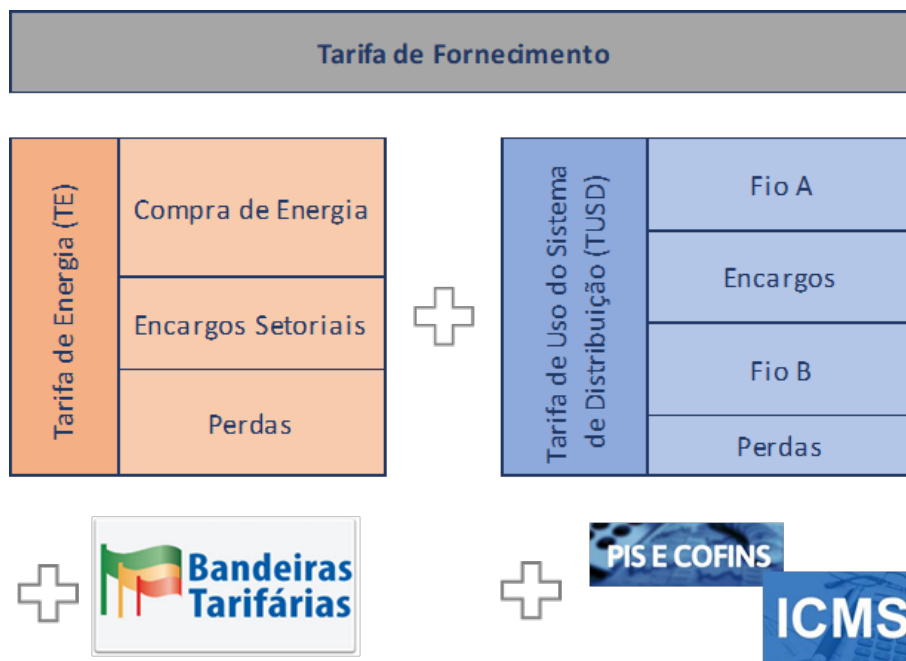


Figura 3.1: Componentes da Tarifa de Fornecimento. Fonte: [14]

Como pode ser visto na figura 3.1, à Tarifa de Fornecimento também são incorporados custos adicionais, como as bandeiras tarifárias e os impostos federais e estaduais. Estes custos serão descritos mais à frente.

É importante destacar que a Tarifa de Fornecimento é composta por duas parcelas de custos com características diferentes: os custos não gerenciáveis, também conhecidos como **Parcela A** e os custos gerenciáveis, conhecidos como **Parcela B**. Exceto pela componente Fio B da tarifa, todas as demais componentes fazem parte da Parcela A. Isso significa que a distribuidora em grande parte possui um papel de meramente repassadora de custos aos consumidores finais, dado que a componente Fio B é a única na qual a concessionária possui alguma gerência e portanto representa a margem de remuneração pelos serviços de distribuição prestados.

3.3.1 Tarifa de Energia

A Tarifa de Energia (TE) corresponde, basicamente, ao custo médio do portfólio de contratos de compra de energia das distribuidoras nos leilões regulados de energia. Este custo varia de acordo com a composição do portfólio, dos preços de renovação dos contratos que irão expirar no futuro e dos preços de energia nova referentes às futuras contratações nos leilões de novos projetos para o atendimento do incremento da demanda. Adicionalmente, a Aneel aloca alguns encargos setoriais e custos com perdas de energia elétrica.

3.3.1.1 Energia

Corresponde à parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor. Esta compra de energia é realizada em geral de forma centralizada, por meio de Leilões de Energia, ou através de cotas de energia, como as de Itaipu, Proinfa, Angra e de Garantia Física.

3.3.1.2 Encargos Setoriais

Os Encargos Setoriais financiam políticas de governo para o setor elétrico. Seus valores constam em resoluções ou despachos da Aneel e são recolhidos pela distribuidora por meio da conta de energia paga pelos consumidores. Estes custos podem ser resumidos a seguir:

1. **Encargos de Serviços do Sistema (ESS):** É o encargo setorial que tem como objetivo arrecadar recursos para o pagamento dos custos incorridos na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema elétrico para o atendimento do consumo em cada submercado;
2. **Encargos de Energia de Reserva (EER):** A Lei 10.848/2004 prevê a contratação de reserva de capacidade com vistas a garantir a continuidade do fornecimento de energia elétrica. Essa é a chamada Energia de Reserva. As usinas contratadas nesse leilão consistem em uma reserva do sistema, e portanto sua energia não é vendida através de contratos;
3. **Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D):** Este encargo setorial tem o objetivo de arrecadar recursos para promover projetos de pesquisa e desenvolvimento no setor elétrico e projetos de eficiência energética;
4. **Compensação Financeira sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH):** Contribuição pela utilização dos recursos hídricos;
5. **Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE Energia):** Quando o governo federal anunciou a redução tarifária de 20% para os consumidores cativos em janeiro de 2013 em decorrência da Medida Provisória no 579/2012, o sistema elétrico passava por um momento delicado, com reservatórios das hidrelétricas baixos, muitas térmicas sendo acionadas e, por consequência, preços de curto prazo elevados. Essa conjuntura traria impactos às tarifas dos consumidores (recém reduzidas). Entretanto, o aumento de gastos não foi repassado às tarifas: ao invés disso o governo concedeu a estas empréstimos do Tesouro Nacional (em 2013) e depois autorizou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE tomar empréstimos (através da

Conta-ACR, em 2014) para repassar o dinheiro às distribuidoras. Em 2015 este encargo foi criado para arrecadar os valores necessários ao pagamento dos empréstimos.

3.3.1.3 Perdas

Parcela da tarifa de energia que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

3.3.2 Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD)

A Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) corresponde, majoritariamente, ao custo pelo serviço de transporte de energia pela rede de transmissão e distribuição, o chamado serviço de “fio”. É nesta tarifa onde está alocada a margem operacional das distribuidoras, necessária para manter o seu equilíbrio econômico-financeiro. Esta margem deve ser suficiente para cobrir os custos de operação e manutenção das companhias e prover um retorno adequado do capital investido, compatível com o risco do setor. Adicionalmente, a Aneel também aloca uma série de encargos setoriais e o custo das perdas elétricas na distribuição de energia à TUSD.

3.3.2.1 Fio A

É o custo da infraestrutura de transmissão de energia elétrica (também chamada de Rede Básica) e dos ativos necessários ao acesso e conexão dos usuários a essa rede. Além disso, a maior parte do orçamento do Operador Nacional do Sistema (ONS) é alocada no custo da transmissão.

A receita que as transmissoras recebem pela disponibilização dos ativos da Rede Básica é conhecida como Receita Anual Permitida (RAP). O valor cobrado dos usuários da Rede Básica para recuperar a RAP das transmissoras é a Tarifa de Uso dos Sistemas de Transmissão (TUST).

3.3.2.2 Encargos

Cobre os custos de vários encargos setoriais, dentre os quais destacam-se:

1. **Taxa de Fiscalização da Aneel:** cobre os gastos da agência reguladora;
2. **Taxa do ONS:** cobre parte do orçamento do ONS;
3. **P&D:** como já mencionado, parte da cobertura desse encargo está na TE;
4. **Proinfa:** cobre os custos com a contratação de eólicas, biomassas e Pequenas Centrais Hidrelétricas no âmbito do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica;

5. **Conta de Desenvolvimento Energético - CDE:** encargo que centraliza os diversos subsídios dados a agentes do setor elétrico (ex: consumidores de baixa renda, usinas movidas à carvão nacional, Programa Luz para Todos, consumidores nos sistemas isolados, consumidores e geradores incentivados, consumidores rurais, etc).

3.3.2.3 Fio B

Corresponde aos custos com a infraestrutura de distribuição de energia. Esses custos são:

1. Remuneração de Capital;
2. Quota de Reintegração Regulatória (Depreciação);
3. Custos Operacionais e de manutenção;
4. Receitas Irrecuperáveis (inadimplência regulatória).

Cada uma destas componentes (que compõe a chamada Parcela B da tarifa) é fixada de maneira regulatória pela Aneel, não havendo repasse garantido dos reais custos praticados por cada companhia nem garantia de remuneração de capital (como no regime de custo do serviço). Anualmente a margem é reajustada monetariamente por um fator conhecido como Fator X. A margem é recalculada periodicamente, em intervalos de tempo que podem ser de 4 ou 5 anos, durante a Revisão Tarifária da distribuidora.

3.3.2.4 Perdas

Corresponde ao custo das perdas elétricas (regulatórias) na distribuição de energia. Tais perdas são divididas em Técnicas - energia dissipada no transporte - e Não Técnicas - referente à perda por roubo ou furto de energia.

3.3.3 Impostos e Bandeiras tarifárias

3.3.3.1 Bandeiras tarifárias

O sistema de bandeiras tarifárias é um mecanismo que, em base mensal, indica se haverá ou não um aumento da conta de energia a ser repassado ao consumidor final, dependendo das condições de geração das usinas hidrelétricas no Sistema Interligado Nacional (SIN).

Cada modalidade tem as seguintes características:

- Verde: condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum incremento;
- Amarela: condições menos favoráveis de geração hidrelétrica. A tarifa é incrementada de R\$ 0,010 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido;
- Vermelha patamar 1: condições mais custosas de geração. A tarifa é incrementada de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido;
- Vermelha patamar 2: condições ainda mais custosas de geração. A tarifa é incrementada de R\$ 0,050 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido.

3.3.3.2 ICMS

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um tributo estadual aplicado ao uso da energia elétrica.

3.3.3.3 PIS/COFINS

O Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são tributos federais aplicáveis ao serviço de fornecimento de energia.

3.4 Estrutura Tarifária

A Estrutura Tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que reflete a diferenciação dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes de consumo, de acordo com as modalidades e os postos tarifários [12].

3.4.1 Tarifas de Aplicação

O cálculo da TUSD e TE de Aplicação subdivide-se em duas etapas: definição da TUSD e TE base econômica e da TUSD e TE base financeira.

1. Base econômica: corresponde à TUSD e TE, sem incidência de qualquer benefício tarifário, a ser utilizada para obtenção da receita da distribuidora;
2. Base financeira: corresponde à TUSD e TE base econômica adicionada dos componentes tarifários financeiros para aplicação aos usuários do sistema de distribuição.

3.4.2 Tarifas de Referência

A expectativa de custos a serem cobertos pela distribuidora no faturamento do seu mercado pode sofrer certos descolamentos. Isso significa que a receita esperada pela distribuidora na definição do seu processo de reajuste tarifário pode ou não ser compensada, sendo necessário recuperar esta receita no processo tarifário seguinte caso a receita arrecadada seja menor do que a receita esperada.

Nos processos de revisão tarifária, realizados a cada 4 ou 5 anos, são calculados os valores de referência para TUSD e TE. Estes valores são multiplicados pelo mercado de referência da distribuidora para compor a receita de referência. O custo regulatório, caracterizado pela expectativa de receita, dividido pela receita de referência resultam em um fator multiplicativo que será responsável por atualizar as tarifas de base econômica a serem aplicadas à TUSD e TE.

Percebe-se, portanto, que caso a receita de referência seja menor do que o custo regulatório esperado, o fator multiplicativo de atualização das tarifas em relação à Tarifa de Referência será maior que 1, causando portanto um aumento das tarifas, o que é esperado, dado que a distribuidora deve recuperar os custos não cobertos no processo tarifário seguinte.

3.5 Estimativa dos efeitos da micro e mini geração nas tarifas

Em sua Análise de Impacto Regulatório, a Aneel não considerou a evolução das tarifas das distribuidoras nas projeções de micro e mini geração distribuída. Vale ressaltar que, atualmente, 97% das unidades consumidoras participantes do sistema de compensação de energia pertencem ao grupo B [20].

Os consumidores em baixa tensão possuem as maiores tarifas em relação aos demais consumidores do grupo A. Isso se justifica pelo fato de a baixa tensão necessitar de maior infraestrutura de rede para recebimento da energia elétrica transportada, portanto, custos mais elevados. Devido a isso, a maior parte dos consumidores com micro e mini geração distribuída são do grupo B, dado que maiores tarifas se refletem em maior atratividade aos consumidores. A figura 3.2 apresenta a evolução das tarifas em baixa tensão entre os anos de 2010 e 2018. Os resultados mostram que as tarifas da baixa tensão seguem uma tendência de crescimento, mesmo que não linear. Portanto, desconsiderar tal evolução nas projeções de geração distribuída pode causar distorções nos resultados obtidos. Esta seção apresenta as premissas adotadas para consideração da evolução das componentes tarifárias de acordo com a divisão feita pela Aneel para a formulação das alternativas de faturamento.

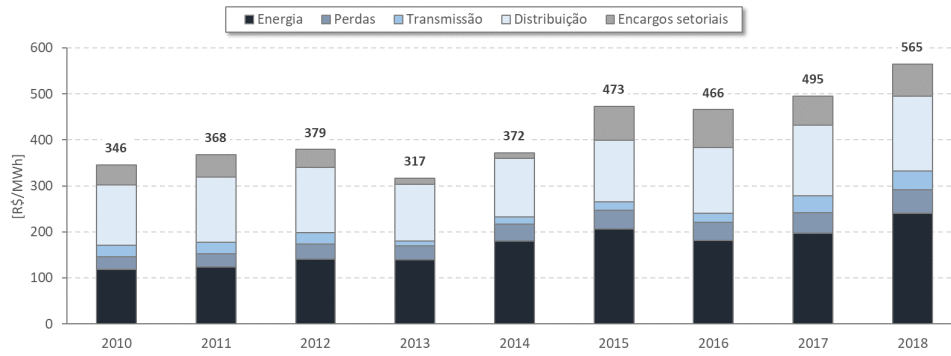


Figura 3.2: Evolução histórica da tarifa dos consumidores em baixa tensão. Fonte: [8]

3.5.1 Redução no mercado das distribuidoras

O capítulo seguinte é destinado a descrever a metodologia de definição da capacidade instalada de micro e mini geração distribuída e consequente redução de mercado das distribuidoras. A tabela 3.2 mostra as 30 distribuidoras consideradas no estudo. Decidiu-se por considerar apenas estas pois correspondem a 95 % da capacidade total de geração distribuída atualmente [20].

Tabela 3.2: Distribuidoras consideradas no estudo.

Distribuidora	UF	Distribuidora	UF
CEAL	AL	EDP ESCELSA	ES
CEB	DF	EDP BANDEIRANTE	SP
CEEE	RS	ELEKTRO	SP
CELESC	SC	ELETROPAULO	SP
ENEL GO	GO	ENERGISA MG	MG
CELPA	PA	ENERGISA MS	MS
CELPE	PE	ENERGISA MT	MT
CEMAR	MA	ENEL CE	CE
CEMIG	MG	ENEL RJ	RJ
CEPISA	PI	ENERGISA PB	PB
COELBA	BA	ENERGISA SE	SE
COPEL	PR	ENERGISA TO	TO
COSERN	RN	LIGHT	RJ
CPFL PIRATININGA	SP	RGE	RS
CPFL PAULISTA	SP	RGE-SUL	RS

O objetivo desta seção é avaliar matematicamente o que ocorre com as componentes tarifárias para, em seguida, mostrar a metodologia de projeção de geração distribuída. Cada uma das componentes é responsável por arrecadar um montante de dinheiro cujo objetivo é cobrir os custos regulatórios aos quais estas componentes estão associadas. Isso significa dizer que, para a componente em R\$/MWh referente à compra de energia, a sua multiplicação pelo mercado da distribuidora é responsá-

vel por remunerar os custos com a compra de energia realizada pelas distribuidoras a fim de garantir o suprimento do seu mercado. Para o caso da Fio B, a tarifa associada multiplicada pelo mercado da distribuidora resulta em um montante em reais responsável por cobrir os custos com ativos, custos operacionais e administrativos das distribuidoras. A mesma lógica se aplica às demais componentes tarifárias. Cada uma, multiplicada pelo mercado da distribuidora, é responsável por arrecadar uma receita específica destinada a cobrir os custos regulatórios.

O que pode ocorrer é que a arrecadação ano a ano das distribuidoras não seja necessariamente igual aos custos regulatórios esperados, devido a certos fatores, dentre eles as variações no seu mercado. Isso significa dizer que, se em um determinado ano o mercado efetivo da distribuidora sofre variações negativas em relação ao mercado esperado, os seus custos regulatórios não serão necessariamente cobertos. Como dito anteriormente, a distribuidora em geral é uma repassadora de custos, não tendo gerência em grande parte das componentes tarifárias, o que significa que os custos não cobertos poderão ser repassados aos consumidores no ano seguinte.

Neste sentido, é de se esperar que a redução no mercado proporcionada pelo crescimento da geração distribuída poderá onerar os demais consumidores que não participam do sistema de compensação.

A grosso modo, a tarifa das distribuidoras é determinada através da seguinte equação:

$$tarifa_{\text{final}} = \frac{receita_{\text{total}}}{mercado_{\text{total}}} \quad (3.1)$$

onde:

receita_{total} é a receita total da distribuidora, composta pelo montante em reais (R\$) arrecadado pelo faturamento de cada componente tarifária;

mercado_{total} é o mercado total da distribuidora, em MWh.

Pela equação 3.1, pode-se concluir que, para uma expectativa de receita fixa, variações no mercado podem afetar significativamente o valor da tarifa. Ou seja, considerando que a evolução de geração distribuída configura uma redução no mercado da distribuidora, espera-se que a tarifa final aos consumidores aumente.

A proposta do presente trabalho é avaliar exatamente o impacto das projeções de geração distribuída nas componentes tarifárias, o que interfere no rateio dos custos das distribuidoras. A equação 3.2 mostra cada uma das componentes da tarifa final da distribuidora, segundo a divisão feita pela Aneel para consideração em cada uma das alternativas da consulta pública:

$$tarifa_{\text{final}} = FioB + FioA + Perdas + Encargos_{\text{TUSD}} + Energia + Encargos_{\text{TE}} \quad (3.2)$$

onde:

FioB é a componente Fio B da TUSD, em R\$/MWh;

FioA é a componente Fio A da TUSD, em R\$/MWh;

Perdas é a componente Perdas da TUSD, em R\$/MWh

Encargos_{TUSD} é a componente Encargos da TUSD, em R\$/MWh

Energia é a componente compra de energia da TE, considerando-se as perdas, em R\$/MWh

Encargos_{TE} é a componente encargos da TE, em R\$/MWh

Será visto no próximo capítulo que a atratividade da geração distribuída será calculada de acordo com a economia com a energia gerada, que será valorada a cada uma das alternativas propostas pela Aneel. Tais alternativas consideram as tarifas em termos de baixa tensão, ou seja, componentes em R\$/MWh.

A seguir serão detalhadas as premissas para consideração da evolução de cada uma das componentes tarifárias, responsável por atualizar as tarifas a cada ano.

3.5.2 Avaliação dos impactos da micro e mini geração nas tarifas

3.5.2.1 Componente *Fio B*

Para o cálculo da componente Fio B, em cada ano t , foi considerado que esta componente é atualizada anualmente de acordo com um fator multiplicativo citado na seção de Tarifa de Referência do capítulo anterior. Este fator de ajuste leva em consideração a expectativa de receita da distribuidora e a receita efetivamente arrecadada no ano tarifário. Este fator multiplicativo é calculado de acordo com a equação a seguir [19]:

$$fator_t = \frac{Receita_PB_Esperada_t}{Receita_PB_Real_t} \quad (3.3)$$

onde:

Receita_PB_Esperada_t é a receita Fio B esperada pela distribuidora no ano t ;

Receita_PB_Real_t é a receita Fio B real da distribuidora no ano t ;

t é o ano do cenário, começando no ano correspondente a 2019.

Para o cálculo da receita Fio B esperada pela distribuidora no ano t , foi considerado que a tarifa ao longo dos anos seria constante, em termos de 2018. Ou seja, dado um crescimento de mercado sem a consideração de penetração de geração distribuída, a distribuidora esperaria receber um montante, em reais, com o mesmo crescimento deste mercado. Em linha com o crescimento projetado pela EPE [21], foi considerado um crescimento de mercado de 3,5 %. Portanto,

$$Receita_PB_Esperada_t = Receita_FioB_{2018} \times (1 + cresc_merc)^{(t-1)} \quad (3.4)$$

onde:

$Receita_FioB_{2018}$ é a receita Fio B de 2018 das distribuidoras [22], em R\$;
 $cresc_merc$ é o crescimento de mercado projetado pela EPE.

Esta premissa de tarifa constante pode ser considerada de certa forma conservadora, dado que é bastante razoável pensar que os custos da distribuidora possivelmente se elevariam ao longo dos anos, em especial por conta da penetração da geração distribuída. Isto porque com a inserção de geração distribuída nas redes de distribuição, o fluxo de energia se torna bidirecional, gerando a necessidade de adaptação de processos, atividades, procedimentos, sistemas, equipamentos e recursos.

Com relação à receita Fio B real da distribuidora no ano t, deve-se considerar que o crescimento do mercado das distribuidoras será freado pela penetração de geração distribuída. Portanto, é natural pensar que esta redução no mercado esperado das distribuidoras resulta em uma receita arrecadada menor. Os custos não cobertos pela distribuidora serão, portanto, repassados aos demais consumidores no processo tarifário seguinte.

A equação a seguir modela o cálculo da receita Fio B real considerada neste trabalho:

$$Receita_PB_Real_t^{PT} = \sum_{NT=i}^N TR_{NT}^{Fio\ B\ PT} \times [M_{NT}^{Fio\ B\ PT} \times (1 + cresc_merc)^{(t-1)} - GD_t^{BT}] \quad (3.5)$$

$$Receita_PB_Real_t^{FP} = \sum_{NT=i}^N TR_{NT}^{Fio\ B\ FP} \times [M_{NT}^{Fio\ B\ FP} \times (1 + cresc_merc)^{(t-1)}] \quad (3.6)$$

onde:

$TR_{NT}^{Fio\ B\ PT}$ é o valor da tarifa de referência no período de ponta, para cada nível de tensão, em R\$/kW para o mercado de alta tensão e R\$/MWh para o mercado de baixa tensão;

$TR_{NT}^{Fio\ B\ FP}$ é o valor da tarifa de referência no período de fora ponta, para cada nível de tensão, em R\$/kW para o mercado de alta tensão e R\$/MWh para o mercado de baixa tensão;

$M_{NT}^{Fio\ B\ PT}$ é o mercado de 2018 da distribuidora no período de ponta, de acordo

com a respectiva SPARTA, em kW para alta tensão e MWh para a baixa tensão;

$M_{NT}^{Fio\ B\ FP}$ é o mercado de 2018 da distribuidora no período fora de ponta, de acordo com a respectiva SPARTA, em kW para alta tensão e MWh para a baixa tensão;

GD_t^{BT} é a projeção de geração distribuída remota e local para o ano t. Esta parcela encontra-se apenas no período de ponta por se tratar de uma projeção apenas para a baixa tensão, que não possui distinção entre postos tarifários.

Portanto, a tarifa final Fio B, para o ano t, será dada por:

$$FioB_t = tarifa_FioB_{2018} * fator_{2018} \quad (3.7)$$

onde:

$tarifa_FioB_{2018}$ é a tarifa da distribuidora homologada pela Aneel em processo tarifário.

3.5.2.2 Componente *FioA*

O processo para atualização da componente tarifária Fio A é bem similar ao procedimento descrito para a componente Fio B. Também são utilizadas as tarifas de referência por nível de tensão e posto, o mercado por nível de tensão e posto tarifário no tempo t e a projeção de geração distribuída local e remota no tempo t.

3.5.2.3 Componente *Perdas*

Para simplificação, foi considerada uma tarifa de perdas da TUSD constante, bem como a Aneel. Apesar de ser também uma premissa conservadora, pelo fato de o crescimento do mercado ocasionar também um aumento das perdas na rede básica, optou-se por manter a valores constantes de 2018 pois, por outro lado, a inserção de geração distribuída também causa uma certa redução nas perdas do sistema, que não foram mensuradas no trabalho.

3.5.2.4 Componente *Encargos_{TUSD}*

Pode-se dizer que a TUSD Encargos é basicamente composta pelos custos do PROINFA e da CDE. Os custos do PROINFA decrescem com o tempo e acabam em 2031, ano de término do programa. Por outro lado, a CDE é uma conta que centraliza uma grande quantidade de recursos que, ao longo dos anos, é utilizada para subsidiar diversas políticas energéticas.

Para fins de simplificação, também foi considerada uma tarifa de encargos da TUSD constante, a valores de 2018. Pode-se dizer que esta premissa na verdade também é de certa forma conservadora. Por um lado, os custos do PROINFA

reduzem com o tempo, o que reduziria esta parcela de encargos. Por outro lado, a CDE constitui a maior parte dos custos com encargos. Entre 2016 e 2018, a componente CDE representou em média 70% destes custos [22]. Portanto, variações no mercado da distribuidora causados pela geração distribuída fatalmente elevariam estas tarifas em relação ao homologado de 2018, o que resultaria em projeções ainda maiores do que as obtidas neste trabalho.

3.5.2.5 Componente *Compra de energia*

Para a componente compra de energia da TE, foram considerados dois fatores importantes: os contratos legados e os montantes contratados das distribuidoras. Atualmente, as distribuidoras têm em seu portfólio de contratos uma série de obrigações pré estabelecidas, em geral em leilões para contratação de energia para atendimento do seu mercado. Estes contratos legados formam uma espécie de dívida que a distribuidora terá que arcar até a data final de suprimento do contrato. Muitos desses contratos possuem vigência entre 15 e 30 anos, o que significa que durante muitos anos, independente de possíveis variações de mercado, a distribuidora terá que arcar com estes custos, possivelmente repassando para os seus consumidores.

Portanto, foi levantado o montante de receita esperada ao longo dos próximos anos de acordo com os preços dos contratos e os montantes contratados, que podem ser obtidos em planilhas de resultados consolidados de leilões no site da CCEE [23]. Esta receita legada compõe a expectativa de recebimento das distribuidoras, independente do seu mercado, dado que ela precisa remunerar os empreendimentos de geração dos quais ela adquiriu a energia.

O que ocorre com o passar dos anos é que, em determinado momento, dado que o mercado da distribuidora cresce, o montante contratado não será suficiente para atendê-lo. Em condições reais, a distribuidora participaria de leilões de energia nova para contratação de energia extra, mas no presente trabalho foi considerado que a distribuidora recontrataria ano a ano, caso necessário, a diferença entre o seu mercado líquido (abatida a micro e mini geração distribuída) e o montante de contratos legados para aquele ano, valorado ao Custo Marginal de Expansão de 207 R\$/MWh, definido pela EPE e citado pela Aneel em seu Relatório de Análise de Impacto Regulatório [11]. Por fim, é considerado que a distribuidora contrataria um percentual de 2,5% a mais por questões de segurança de suprimento.

$$recontratacao_t = 1,025 \times CME \times MAX[0, C_{2018} \times (1 + cresc_merc)^{(t-1)} - GD_t - ML_t] \quad (3.8)$$

onde:

C_{2018} é a carga total das distribuidoras no ano de 2018, em MWh;

GD_t é a projeção geração distribuída local e remota para o ano t , em MWh;
 ML_t é o montante de contratos legados das distribuidoras no ano t , em MWh.

Assim, a receita total para cada ano será dada por:

$$receita_final_t = RL_t + recontractacao_t \quad (3.9)$$

onde:

RL_t é a receita legada no ano t , em R\$.

Por fim, a componente compra de energia será calculada de acordo com:

$$Energia_t = \frac{receita_final_t}{C_{2018} \times (1 + cresc_merc)^{(t-1)} - GD_t} \quad (3.10)$$

3.5.2.6 Componente *Encargos_{TE}*

A componente de encargos da TE é composta basicamente por: ESS/EER, custos com Itaipu, CDE Energia e P&D. Para a atualização dessa parcela e simplificação dos cálculos, foi considerado que os custos com Itaipu e P&D seriam proporcionais ao mercado, considerando valores de 2018.

Para a parcela CDE Energia, foram considerados os valores da Resolução Homologatória nº 2150 de 2018 [24]. No entanto, de acordo com esta resolução, este encargo deixa de existir a partir de 2020. Portanto, apenas em 2019 foi considerada esta parcela, dividida pelo mercado líquido das distribuidoras.

Para a parcela ESS/EER foi considerada uma projeção de receita para os próximos anos realizada pela empresa PSR. Esta projeção, em reais, é utilizada para fins de rateio entre o mercado líquido da distribuidora.

Capítulo 4

Metodologia de curva de difusão

4.1 Modelo de difusão

A inserção da micro e mini geração distribuída cria um novo desafio em termos de planejamento do sistema. Projetar sua difusão se torna uma tarefa importante neste novo cenário, dado que a projeção da evolução desta tecnologia garante uma maior previsibilidade regulatória para o setor. Portanto, é importante ter estimativas precisas, pois caso o cenário projetado indique um baixo desenvolvimento de geração distribuída e, na verdade, se materialize um cenário de elevado desenvolvimento, haverá um sobreinvestimento na matriz elétrica centralizada além de repasse excessivo de custos aos demais consumidores. Por outro lado, caso o cenário projetado indique elevada penetração de geração distribuída e, na prática, se realize um cenário de baixo desenvolvimento, a confiabilidade do sistema pode ficar comprometida e os custos de suprimento podem ser encarecidos. A figura 4.1 resume este dilema do planejador:

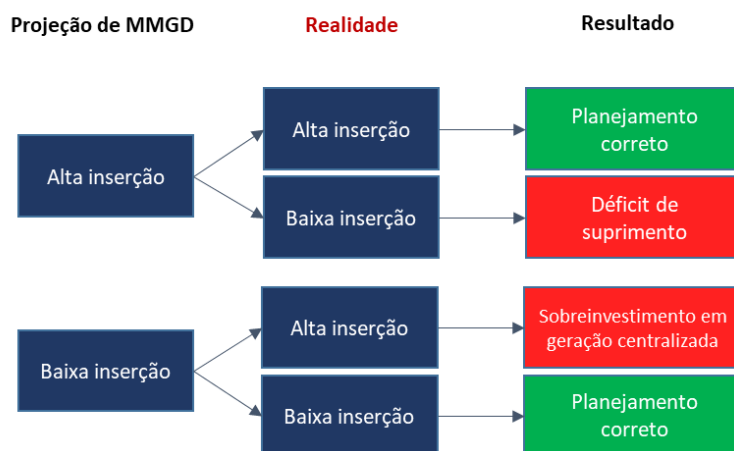


Figura 4.1: Dilema do planejador na projeção de micro e mini geração. Fonte: [9]

4.1.1 Fundamentos Teóricos

A tecnologia de micro e mini geração de energia residencial, como a fotovoltaica (foco deste trabalho), pode ser classificada como uma inovação descontínua. Uma inovação descontínua trata-se da introdução de um produto totalmente novo, o que causa alterações nos padrões de comportamento dos consumidores. Esta classificação permite enquadrar a geração distribuída fotovoltaica dentro da estrutura das teorias de inovações, e, conseqüentemente, das trajetórias de difusão segundo estas teorias [10].

Como principal referência nesse campo de estudo encontra-se a Teoria da Difusão de Inovações, de Everett M. Rogers. Seu estudo diz que o processo de difusão é sobretudo um processo social, que envolve relações interpessoais responsáveis pelo suporte às decisões da maior parte da população. Essa dinâmica modela a forma como uma inovação é adotada pela sociedade, podendo ser ilustrada por uma curva “S”, conforme figura 4.2:

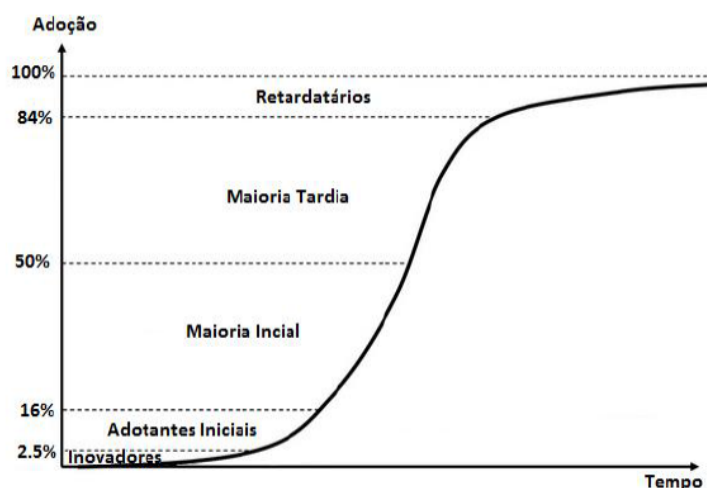


Figura 4.2: Curva "S" representando a difusão de uma tecnologia genérica. Fonte: [10]

Basicamente, o gráfico acima mostra que no início do processo de difusão, poucos indivíduos adotam a nova ideia. Estes são chamados de inovadores. Assim que a inovação começa a ter seus benefícios visíveis, passa a ser adotada pelo segundo grupo, composto por formadores de opinião e, à medida que as redes interpessoais são ativadas, a curva S possui crescimento exponencial. É natural imaginar que, em determinado momento, há uma saturação da curva, portanto, quando a metade dos indivíduos de um sistema já tiver adotado a inovação, esta começa a atenuar. Neste ponto, cada novo adotante encontra uma dificuldade crescente de passar a ideia adiante para um novo indivíduo que ainda não adotou, pelo fato destes estarem cada vez mais escassos.

A curva S pode ser verificada no processo de difusão de diversos produtos, com

velocidades diferentes de adoção. A figura 4.3 mostra exatamente esta característica para diferentes tecnologias nos Estados Unidos.

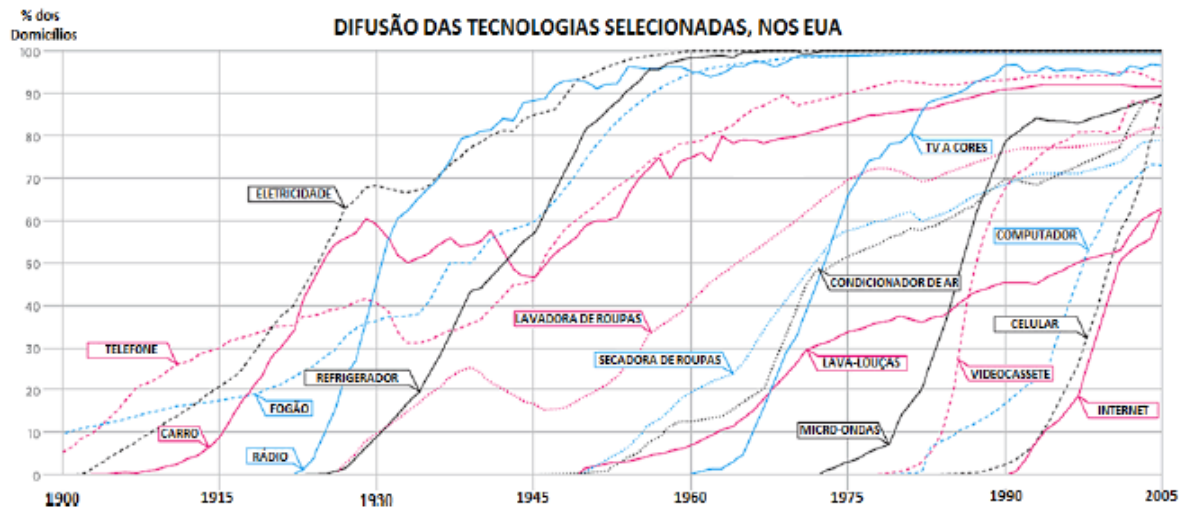


Figura 4.3: Curvas 'S' para diferentes tecnologias. Fonte: [10]

O estudo de Rogers foi um importante passo em direção à formulação de um modelo robusto de projeção de novas tecnologias. Apesar de descrever o processo de difusão e suas características, não foi feita uma modelagem matemática de fato. A sua representação matemática foi elaborada posteriormente por alguns autores, sendo o modelo de Bass (1969) o mais conhecido mundialmente, além de ser o mais referenciado na literatura.

O modelo de Bass possui a seguinte formulação [10]:

$$f(t) = (p + qF(t))(1 - F(t)) \quad (4.1)$$

onde:

$f(t)$ – parcela do mercado que adota a micro e mini geração no tempo t ;

$F(t)$ – parcela do mercado que adotou a micro e mini geração até o tempo t ;

p – coeficiente de inovação;

q – coeficiente de imitação.

No início do processo de difusão, $F(t)$ é muito baixo, e, portanto, o fator “inovação” (p) é responsável pelo crescimento do mercado. Com o passar do tempo, $F(t)$ fica maior, e então o efeito “imitação” (q) ganha destaque. Finalmente, a taxa de adoção acumulada no tempo é multiplicada pelo mercado potencial final, para então determinar o número absoluto acumulado de adotantes. A equação 4.2 define a abordagem que é utilizada no modelo de projeção da micro e mini geração distribuída pela EPE.

$$N(t) = mF(t) \tag{4.2}$$

onde,

$N(t)$ - representa o número acumulado de adotantes no tempo t ;

m - é o mercado potencial final, i.e., o número de indivíduos que adotarão a tecnologia dado tempo suficiente de difusão;

$F(t)$ - é a distribuição acumulada da probabilidade de adoção.

Partindo da equação 4.2 pode-se dividir em duas partes o problema de projeção da micro e mini geração: i) a estimativa do mercado potencial final m (quantidade de consumidores aptos a realizar o investimento) e ii) o cálculo da taxa de adoção (a forma e velocidade que a adoção acontecerá neste mercado).

4.1.2 Difusão do mercado

Para determinar a difusão do mercado foi utilizado o modelo da Bass. O resultado do modelo é uma curva "S" de adoção, sendo uma representação matemática do processo social teorizado por Rogers.

Conforme [25] e [26] e mostrado por [10], a função distribuição acumulada de um potencial adotante em realizar a adoção no tempo t é

$$F(t) = \frac{1 - e^{-(p+q)t}}{1 + \frac{q}{p}e^{-(p+q)t}} \tag{4.3}$$

Como pode ser visto na equação, dois parâmetros são usados: um deles (p) refere-se ao efeito da inovação, e o outro (q) está relacionado com a imitação, ou efeito "boca-a-boca", dos demais consumidores. Desta forma, quanto maior o número de usuários efetivos de uma tecnologia, maior o número de usuários potenciais que tomarão conhecimento da mesma e, conseqüentemente, tornar-se-ão adotantes.

Existem diversos métodos para estimar os parâmetros p e q do modelo de Bass, podendo ser baseados em dados históricos de vendas com auxílio de regressão linear ou não linear caso o produto esteja disponível no mercado há algum tempo, através de analogia com outros produtos similares ou via pesquisas de opinião para levantar a opção de compra dos consumidores. Como não é objetivo deste trabalho o cálculo desses parâmetros, foram utilizados os valores de p e q divulgados pela Aneel no âmbito da Análise de Impacto Regulatório.

De posse da função de distribuição acumulada $F(t)$, é possível calcular a função

Tabela 4.1: Distribuidoras consideradas no estudo.

Fator	Local	Remoto
p	0.00176	0.00080
q	0.336	0.400

de probabilidade anual, dada pela seguinte equação:

$$F_{anual}(t) = F(t) - F(t - 1) \quad (4.4)$$

4.2 Modelo de mercado potencial de referência

Nesta seção serão apresentadas as principais premissas para o trabalho.

4.2.1 Fonte considerada

Como visto no capítulo anterior, a fonte solar fotovoltaica possui alta representatividade em relação às demais fontes. Em dezembro de 2018, a fonte solar representava 99% do número de conexões de micro e mini geração distribuída e 83% da capacidade instalada total [20]. Por conta disso, as simulações consideram apenas a evolução da fonte solar e seus impactos.

4.2.2 Segmentação dos consumidores

O retorno financeiro de unidades consumidoras que decidem investir em geração distribuída está relacionado diretamente com o preço que o consumidor deveria pagar pela energia se tivesse consumido na rede. Logo, o retorno é maior para aqueles que pagam maiores tarifas, que são os consumidores conectados em baixas tensões, de até 2,3 kV, como residências, comércios e pequenas indústrias. Portanto, para fins de simplificação, a análise do presente trabalho levará em consideração apenas os impactos causados pela conexão de unidades consumidoras em baixa tensão.

4.2.3 Resolução espacial

Um dos principais fatores que influenciam a adoção dos sistemas de geração distribuída é a atratividade econômica. Essa, por sua vez, é influenciada pelo investimento inicial e pelas tarifas de eletricidade. Portanto, faz sentido segmentar os consumidores de acordo com a distribuidora a qual pertencem. Para tanto, foram escolhidas as mesmas 30 distribuidoras mostradas na tabela 3.2, sob a mesma justificativa.

4.2.4 Resolução temporal

O modelo considera 2013 como ano inicial das projeções (ano em que a REN n° 482/2012 entrou em vigor), indo até 2035, com uma resolução anual.

4.2.5 Estimativa do mercado potencial

Ao estudar a difusão de um produto no mercado, deve-se ter definido qual é o mercado potencial para tal produto, i.e., quem tem condições iniciais de adquirí-lo ou adotá-lo. No caso dos sistemas de micro e mini geração, dado o elevado custo inicial, entende-se que somente domicílios com maior renda tenham condições de fazer tal investimento. Mesmo através de financiamento, que pode reduzir a barreira do custo inicial, há uma exigência de renda para a qualificação de crédito, portanto, é razoável limitar o mercado potencial de acordo com a renda do domicílio. Essa delimitação de acordo com o perfil econômico formará o mercado potencial inicial (mpi).

A análise de impacto regulatório da Aneel levou em consideração a premissa de que os domicílios aptos para geração local seriam todos aqueles cujo responsável recebesse acima de cinco salários mínimos, o que resultou em um total de 8 milhões de unidades consumidoras aptas, de acordo com o Censo IBGE 2010. Já para geração remota, a Aneel considerou em seu estudo 90 mil unidades consumidoras aptas. No presente trabalho também serão adotadas tais premissas para manter as comparações na mesma ordem de grandeza.

4.2.6 Crescimento do mercado potencial

O crescimento do mercado potencial está em linha com o utilizado pela Aneel em seu estudo, o valor de 2,5 % ao ano de acordo com o crescimento do número de consumidores residenciais previsto no PDE 2026.

4.2.7 Mercado potencial final

O mercado potencial anteriormente segregado indica uma parcela dos consumidores que estaria apta, técnica e financeiramente, a adotar um sistema de geração distribuída. Desses, empiricamente se sabe que apenas um percentual será estimulado a realizar este investimento de acordo com a atratividade econômica.

Com base em alguns estudos internacionais, como o NREL, citado em [10], o valor do *payback* simples foi utilizado para estimar o mercado potencial final. Ou seja, qual o percentual do mercado que teria interesse em investir em um sistema de geração distribuída, dada a sua atratividade econômica. Cabe ressaltar que, apesar de o *payback* simples não ser a métrica mais acurada (pois não leva em consideração

a taxa de juros, inflação ou custo de oportunidade no período, por exemplo), ela é referência para o modelo de difusão porque o modelo trabalha com a perspectiva do consumidor comum.

O perfil de investimento de acordo com o valor de *payback* simples foi o mesmo utilizado em [10] e em estudos americanos de difusão fotovoltaica, representada pela seguinte equação:

$$fmm = e^{-SPB \times TPB} \quad (4.5)$$

onde:

fmm – fração de máximo mercado;

SPB – sensibilidade ao *payback*;

TPB – tempo de *payback*, calculado em anos.

Assim como em [11] o valor de *SPB* utilizado neste trabalho foi de 0,348 para geração local e 0,276 para a geração remota.

Ao multiplicar a fração de máximo mercado (*fmm*) pelo mercado potencial inicial (*mpi*), obtém-se o mercado potencial final (*m*), conforme a equação 4.6:

$$m = fmm \times mpi \quad (4.6)$$

4.3 Cálculo do Payback

Uma técnica muito utilizada para análise do prazo de retorno do investimento inicial de um projeto é o *payback*. O *payback* é o tempo até o momento no qual o ganho acumulado se iguala ao valor do investimento inicial. Normalmente este período é medido em meses ou anos.

Para este cálculo se faz necessário a elaboração de um fluxo de caixa do projeto, representando as saídas (custos) e as entradas (receita) ao longo do período analisado. A análise financeira foi feita sob a ótica do investidor (ou seja, o consumidor que instala micro ou mini geração distribuída), com base no cálculo do *payback* simples do projeto. Apesar de existirem outras métricas financeiras mais robustas para analisar o tempo de retorno de um projeto, o *payback* simples é a principal métrica utilizada pela população em geral [27], e, portanto, foi escolhida para aplicação neste trabalho.

Para se obter o tempo de *payback* foi elaborado um fluxo de caixa do projeto, conforme a tabela 4.2. O tempo de *payback* é definido pelo primeiro ano em que a soma acumulada do fluxo de caixa se torna positiva.

Tabela 4.2: Fluxo de caixa genérico para um projeto de micro e mini geração.

Ano	1	2	...	n
	-Investimento (I1) + Receita (R1) - O&M (O) Soma (S1) = - I1 + R1 - O	+ Receita (R2) - O&M (O) Soma (S2) = R2 - O		+ Receita (Rn) - O&M (O) Soma (Sn) = Rn - O
	Acumulado (A1) = S1	Acumulado (A2) = S1 + S2		Acumulado (An) = S1 + S2 + S... + Sn

4.3.1 Investimentos e despesas com O&M

Para compor o fluxo de caixa, foi considerado um investimento inicial em um projeto de micro geração fotovoltaica de 8 kWp (potência média em 2018 para a baixa tensão das 30 distribuidoras consideradas) para geração local e de 1.000 kWp (valor médio calculado com base nas mini gerações caracterizadas como autoconsumo remoto no SISGD/Aneel). A tabela 4.3 resume os custos iniciais do sistema.

Tabela 4.3: Custo total dos sistemas local e remoto.

	Potência média (kWp)	R\$/kWp	Custo total (R\$)
Local	8	5.150	41.200
Remoto	1.000	4.150	4.150.000

Os custos de instalação foram obtidos a partir de uma pesquisa de mercado realizada pela Greener [5]. Para os anos subsequentes, considerou-se a mesma premissa da Aneel de redução percentual de custo de sistemas fotovoltaicos de 2% ao ano. Além disso, foram consideradas despesas anuais de O&M que foram estimadas em 1% do valor total do investimento [27].

4.3.2 Receitas do projeto

De acordo com a regulação atual do Sistema de Compensação, a geração de energia por unidade consumidora com micro ou mini geração é revertida em economia de energia. Esta economia pode ser considerada uma receita para o projeto. A formulação para o cálculo da economia de energia, para cada uma das alternativas, incluindo impostos, é a seguinte:

$$EE_{Alt(i)} = \frac{(1 - s) \times EG \times TF_{Alt(i)} + s \times EG \times TF_{Total}}{1 - IMPOSTOS} \quad (4.7)$$

onde:

$EE_{Alt(i)}$: é a Economia com Energia para a alternativa i ;

s : é o percentual de simultaneidade;

EG: é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico;
TF_{Alt(i)}: é a tarifa de fornecimento para a alternativa *i*;
TF_{Total}: é a tarifa de fornecimento independente da alternativa;
IMPOSTOS: referem-se ao PIS/COFINS e ICMS, tributos estaduais e federais aplicáveis ao consumo de energia;

A equação 4.7 mostra que a economia com energia depende não apenas das componentes tarifárias consideradas em cada alternativa, mas também a incidência de impostos e a simultaneidade entre geração e consumo, chamada de *s*. Isto significa que, na prática, a unidade consumidora pode consumir a energia no mesmo momento em que está gerando, sendo esta parcela portanto totalmente desconsiderada da fatura de consumo de energia. Como ela não é capturada pelo medidor, esta energia consumida simultaneamente se configura como uma redução total na conta, sendo sempre valorada à tarifa cheia. Isso significa que, quanto maior o percentual de simultaneidade, maior é a redução de consumo da unidade consumidora e maior seria a sua receita.

Para o presente projeto, *s* foi considerado como 38,92%, valor obtido a partir da média de simultaneidade encontrada no projeto de P&D Telhados Solares [11]. Este valor foi considerado apenas para o cálculo da receita de unidades consumidoras com compensação local, dado que a simultaneidade não vale para compensação remota.

4.3.3 Energia gerada anualmente

Para o cálculo da energia gerada pelo sistema fotovoltaico, foram utilizados os dados de irradiação solar médio por área de concessão de cada distribuidora, obtido do projeto SWERA [28], com valores expressos em kWh/m²/dia.

$$EG = IRR \times PT \times TD \times DIAS \quad (4.8)$$

onde:

EG: é a energia gerada pelo sistema fotovoltaico;

IRR: é a irradiação solar em kWh/m²/dia;

PT: é a potência típica do sistema;

TD: taxa de desempenho do sistema;

DIAS: quantidade de dias do ano.

A equação 4.8 resulta na energia gerada para o ano 1. Para os demais anos, foi considerado o mesmo nível de degradação do sistema utilizado pela Aneel para sistemas de geração local e remota, 1% e 2% respectivamente.

Vale destacar que, durante as contribuições feitas pelos agentes no âmbito da Consulta Pública [7], boa parte dos índices de degradação do sistema sugeridos foram abaixo de 1%. Dado que este parâmetro influencia na energia gerada e consequentemente na economia com energia, as projeções poderiam ser ainda menores, dado que uma menor degradação anual proporcional uma geração anual maior.

Capítulo 5

Resultados e Discussões

Neste capítulo são mostrados os resultados da difusão da micro e mini geração para o Brasil, com o objetivo de se realizar comparações com os resultados obtidos pelas simulações da Aneel. Espera-se verificar o quanto a consideração de evolução das tarifas impacta nos resultados do modelo de difusão de Bass.

5.1 Função de Distribuição Acumulada - $F(t)$

O primeiro resultado importante a ser verificado é a curva que modela a função de distribuição acumulada $F(t)$ apresentada no capítulo 4. Para os respectivos valores de p e q , as funções características para a difusão de micro e mini geração local e remota resultaram nas curvas mostradas na figura 5.1.

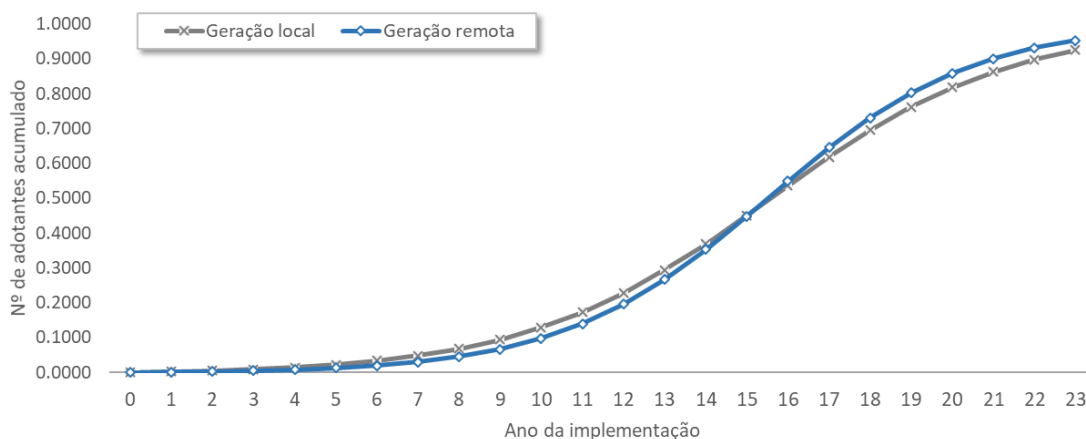


Figura 5.1: Função de distribuição acumulada $F(t)$ para micro e mini geração local e remota.

O gráfico anterior ilustra bem o que era esperado na teoria. Devido a esta característica em 'S' da curva, também será esperado que a curva de projeção de micro e mini geração siga o mesmo comportamento.

5.2 Validação do modelo

Nesta seção será mostrado que o modelo alcançou resultados coerentes se comparados aos resultados da Aneel. Para tanto, o modelo proposto foi primeiramente executado desconsiderando a evolução das tarifas, de modo que se tornasse comparável aos resultados da agência reguladora. Os gráficos a seguir ilustram os resultados para o cenário de manutenção da alternativa 0 durante o período de análise, com a devida distinção entre geração local e remota.

Pode ser observado nos gráficos da figura 5.2 que as projeções calculadas pelo modelo proposto estão bem próximas dos números da Aneel, o que era esperado.

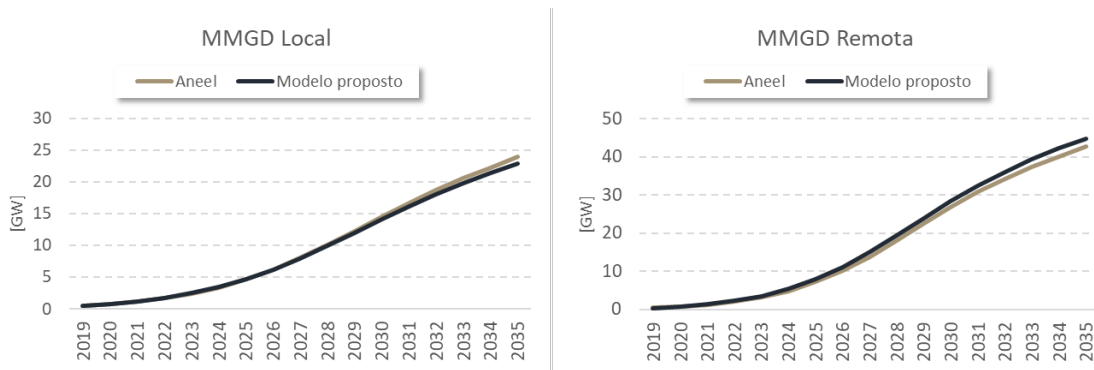


Figura 5.2: Curvas 'S' - Manutenção da alternativa 0 até 2035.

5.3 Simulação de cenários

Nesta seção serão mostrados os resultados referentes ao *payback*, número acumulado de adotantes e projeções de capacidade instalada para três cenários específicos, ainda não sendo aqueles propostos pela Aneel. Este é portanto apenas um exercício a título de comparação. Os três cenários consideram a atualização das tarifas a cada ano.

1. Cenário 1 - Manutenção da alternativa 0 até 2035.
2. Cenário 2 - Mudança para a alternativa 1 em 2025.
3. Cenário 3 - Mudança para a alternativa 1 em 2022.

5.3.1 Micro e mini geração Local

5.3.1.1 Cenário 1 - Manutenção da alternativa 0 até 2035

As tarifas a serem pagas pelos consumidores são em grande parte responsáveis pela atratividade da adoção ou não da micro e mini geração. Tarifas mais altas resultam em maior economia de energia e conseqüentemente menor tempo de recuperação

do investimento inicial. O tempo de retorno é mensurado por meio do *payback*. A tabela 5.1 mostra os resultados para o cenário 1.

Ano	Payback	Nº de adotantes acumulado
2019	4.52	74,711
2020	4.62	115,583
2021	4.86	167,261
2022	4.74	239,842
2023	4.60	340,154
2024	4.46	475,068
2025	4.11	663,338
2026	3.98	896,862
2027	3.84	1,173,920
2028	3.69	1,488,522
2029	3.52	1,830,672
2030	3.32	2,189,248
2031	3.10	2,553,411
2032	2.84	2,917,236
2033	2.58	3,273,853
2034	2.31	3,622,222
2035	2.03	3,963,780

Tabela 5.1: Cenário 1 - *Payback* e número de adotantes acumulado para geração local.

O *payback* terá impacto direto no número de adotantes em cada ano t e consequentemente no número de adotantes acumulado.

Por fim, são mostradas a seguir duas curvas que representam os resultados de projeções do presente modelo comparado aos resultados da Aneel.

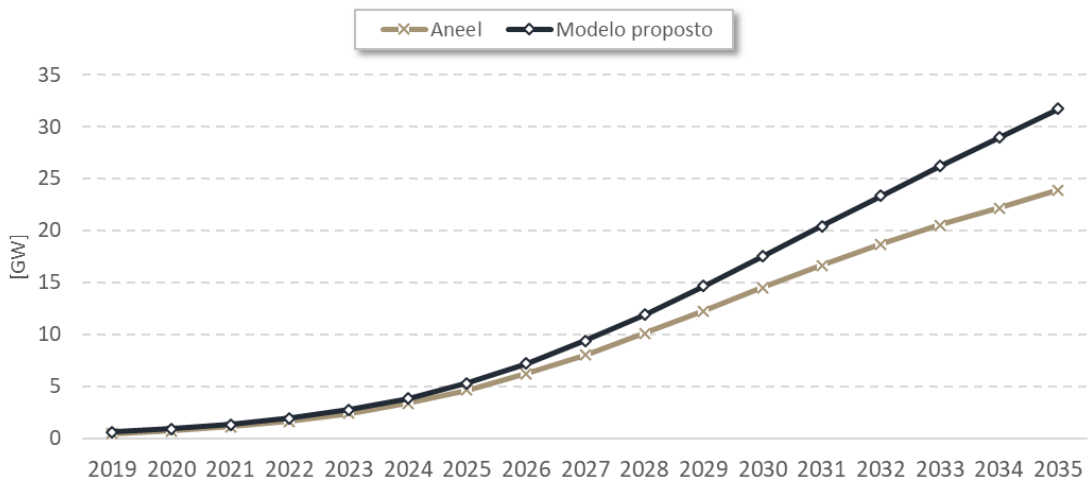


Figura 5.3: Cenário 1 - Aneel vs. Modelo proposto. Geração local.

5.3.1.2 Cenário 2 - Mudança para a alternativa 1 em 2025

A tabela 5.2 apresenta os resultados para *payback* e número de adotantes acumulados para o cenário 2.

Ano	Payback	Nº de adotantes acumulado
2019	4.52	74,711
2020	4.62	115,583
2021	4.86	167,261
2022	4.74	239,842
2023	4.60	340,154
2024	4.46	475,068
2025	5.03	611,502
2026	4.87	782,926
2027	4.69	989,211
2028	4.49	1,227,202
2029	4.27	1,490,567
2030	4.02	1,771,974
2031	3.72	2,065,648
2032	3.42	2,362,997
2033	3.11	2,660,204
2034	2.75	2,958,511
2035	2.43	3,255,966

Tabela 5.2: Cenário 2 - *Payback* e número de adotantes acumulado para geração local.

A figura 5.4 mostra, para o cenário 2, um comparativo entre os resultados da Aneel e o modelo proposto.

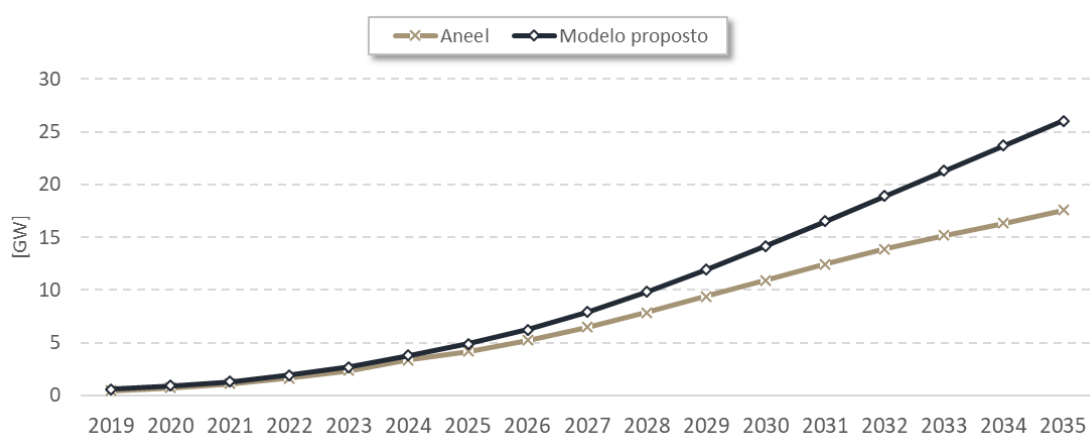


Figura 5.4: Cenário 2 - Aneel vs. Modelo proposto. Geração local.

5.3.2 Micro e mini geração Remota

5.3.1.1 Cenário 1 - Manutenção da alternativa 0 até 2035

Os resultados de *payback* e número de adotantes acumulados são mostrados na tabela 5.3.

Ano	Payback	Nº de adotantes acumulado
2019	4.88	402
2020	5.12	823
2021	5.53	1,379
2022	4.54	2,438
2023	4.43	3,982
2024	4.33	6,158
2025	4.23	9,094
2026	4.13	12,845
2027	4.03	17,337
2028	3.87	22,435
2029	3.78	27,719
2030	3.70	32,852
2031	3.62	37,584
2032	3.54	41,793
2033	3.46	45,470
2034	3.38	48,680
2035	3.30	51,517

Tabela 5.3: Cenário 1 - *Payback* e número de adotantes acumulado para geração remota.

Por fim, são mostrados a seguir as curvas que representam os resultados de projeções do presente modelo comparado aos resultados da Aneel.

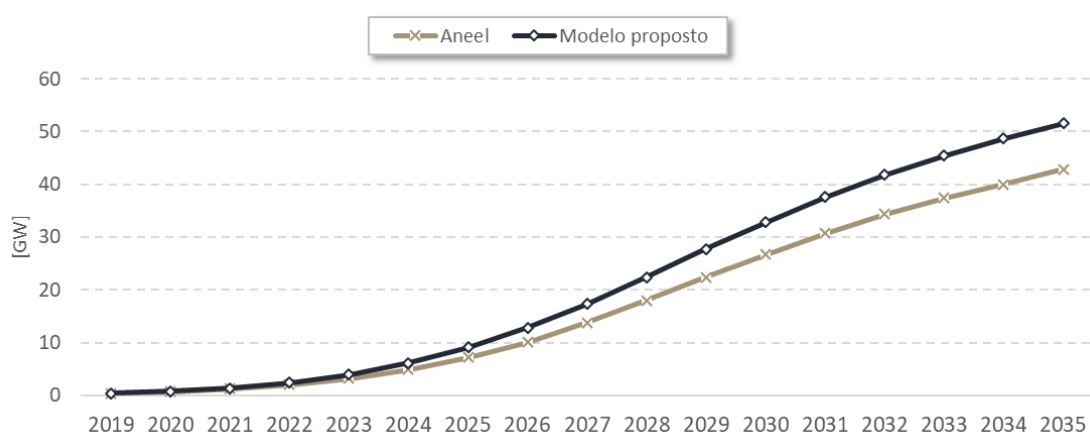


Figura 5.5: Cenário 1 - Aneel vs. Modelo proposto. Geração remota.

5.3.1.2 Cenário 3 - Mudança para a alternativa 1 em 2022

A tabela 5.4 apresenta os resultados para *payback* e número de adotantes acumulados para o cenário 2.

Ano	Payback	Nº de adotantes acumulado
2019	4.88	402
2020	5.12	823
2021	5.53	1,379
2022	7.81	1,809
2023	7.61	2,450
2024	7.42	3,378
2025	7.23	4,660
2026	7.04	6,337
2027	6.72	8,472
2028	6.56	10,898
2029	6.40	13,465
2030	6.24	16,008
2031	6.09	18,398
2032	5.80	20,650
2033	5.67	22,648
2034	5.54	24,417
2035	5.41	26,004

Tabela 5.4: Cenário 3 - *Payback* e número de adotantes acumulado para geração remota.

A figura 5.6 mostra, para o cenário 2, um comparativo entre os resultados da Aneel e o modelo proposto.

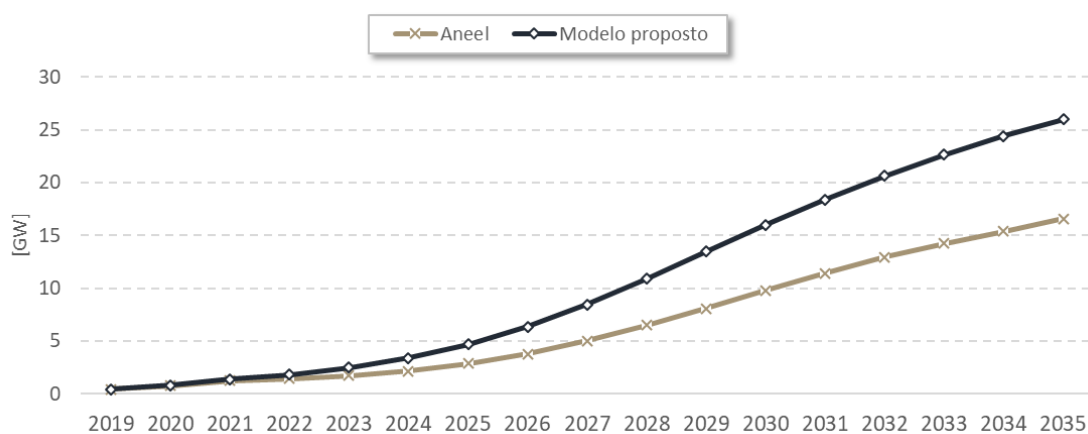


Figura 5.6: Cenário 3 - Aneel vs. Modelo proposto.

5.3.3 *Payback* e simultaneidade consumo/geração

Na seção 4.3.2 foi mostrado que a economia com energia não depende apenas das componentes tarifárias, mas também de impostos e a simultaneidade geração e con-

sumo. A melhor forma de ver os efeitos deste último fator é comparando o *payback* entre a geração remota e a geração local. Dado que uma unidade consumidora com micro ou mini geração local tem a possibilidade de consumir energia simultaneamente à sua geração, a economia da energia é muito maior pois essa parcela de simultaneidade não é medida pela distribuidora, sendo portanto sempre valorada à tarifa completa.

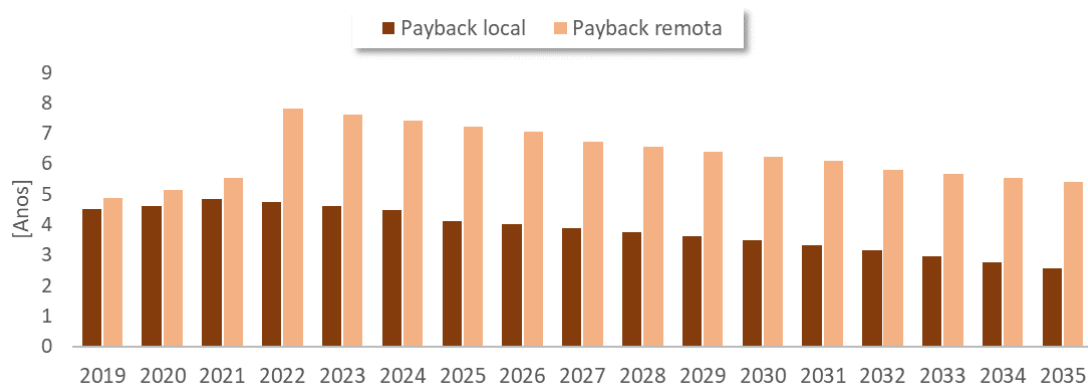


Figura 5.7: *Payback* local vs. *Payback* remoto - Cenário 2.

Estes resultados estão consistentes com a teoria. Dado que a simultaneidade da geração local permite que a energia seja integralmente compensada, considerando-se todas as componentes tarifárias independentemente da alternativa, é esperado que o *payback* para a geração local seja menor, pois a economia acaba sendo maior.

5.4 Simulação das propostas da Aneel

Nesta seção são mostradas as projeções realizadas replicando os cenários propostos pela Aneel de troca das alternativas, com a diferença de considerar a evolução tarifária do modelo proposto. O Relatório de Análise de Impacto Regulatório divulgado teve como principais resultados os anos para troca das alternativas e suas respectivas projeções. A tabela 5.5 a seguir resume um comparativo entre o obtido pela Aneel e o encontrado pelo modelo proposto.

Tabela 5.5: Proposta Aneel vs. Projeções do modelo proposto.

Ano	Tipo Micro e mini geração	Projeções Aneel	Projeções Modelo proposto
2021	Geração Remota GW	1,25	1,38
2024	Geração Local GW	3,37	3,79
	Geração Remota GW	2,13	3,38

5.4.1 Resultados

Como descrito anteriormente, a Aneel determinou gatilhos para as trocas das alternativas para geração local e remota. Com o objetivo de simular o mesmo cenário, foram aplicados os mesmos gatilhos ao modelo proposto, e as tarifas resultantes são mostradas na figura 5.8.

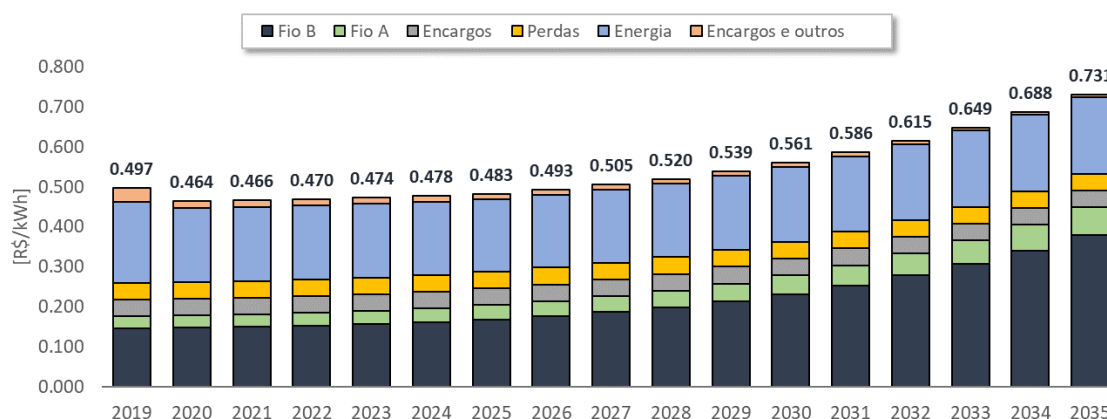


Figura 5.8: Evolução das componentes tarifárias no cenário proposto pela Aneel.

O gráfico 5.9 mostra as projeções agregadas de micro e mini geração local e remota feitas pela Aneel e a figura 5.10 mostra as projeções feitas pelo modelo proposto.

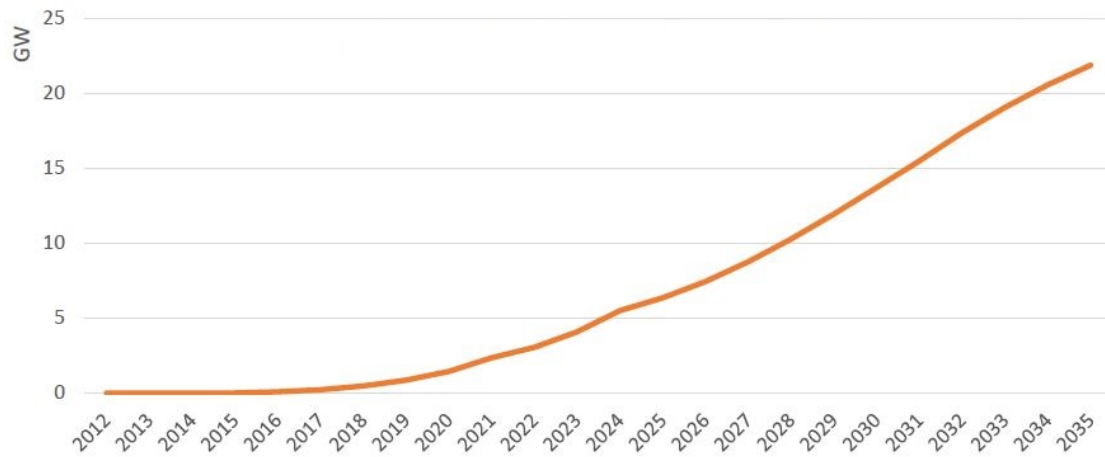


Figura 5.9: Capacidade instalada total projetada pela Aneel sem evolução de tarifas [11]

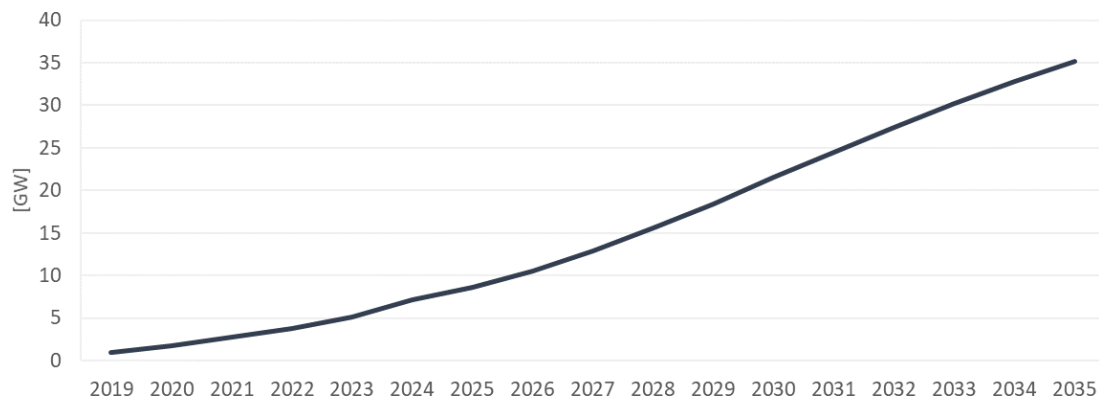


Figura 5.10: Capacidade instalada total projetada pelo modelo proposto com evolução de tarifas

Pode ser visto pelas duas figuras acima que, ao final do cenário, a projeção do modelo proposto é cerca de 10 GW a mais.

5.5 Manutenção do *status quo*

Esta seção tem como objetivo levantar uma reflexão de como se daria o cenário de evolução da micro e mini geração, de acordo com o modelo proposto, caso a alternativa 0 fosse mantida até 2035. O gráfico também mostra a capacidade instalada total (local e remota) para a proposta de mudança da Aneel, também simulada por meio do modelo proposto.

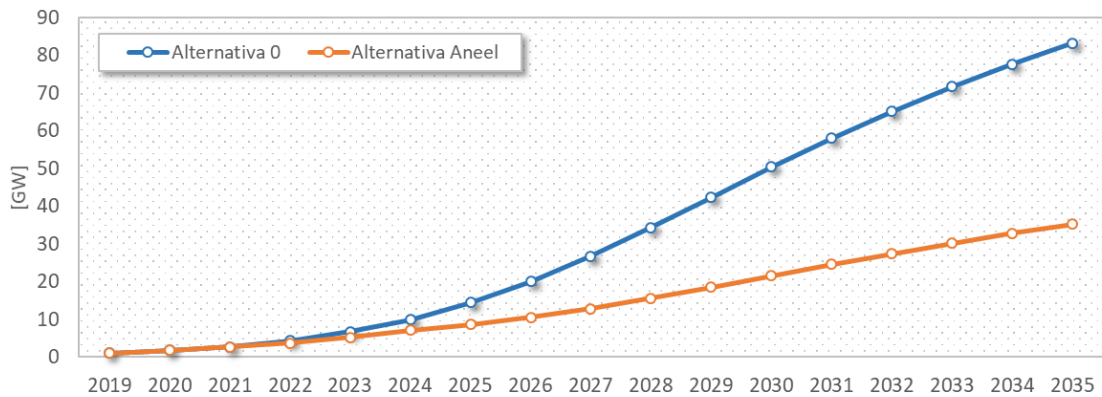


Figura 5.11: Manutenção da alternativa 0 vs. Cenário proposto pela Aneel.

A figura 5.11 mostrou que a proposta da Aneel de fato minimiza consideravelmente os efeitos da micro e mini geração distribuída para os próximos anos. No entanto, a não consideração da evolução das tarifas ainda pode trazer incertezas, principalmente considerando que as últimas projeções da Aneel se mantiveram abaixo do que foi efetivamente realizado. Como motivação, a figura 5.12 mostra a evolução das tarifas caso a alternativa 0 se mantivesse. Os principais efeitos observados ocorrem a partir de 2026, quando a tarifa começa a crescer significativamente.

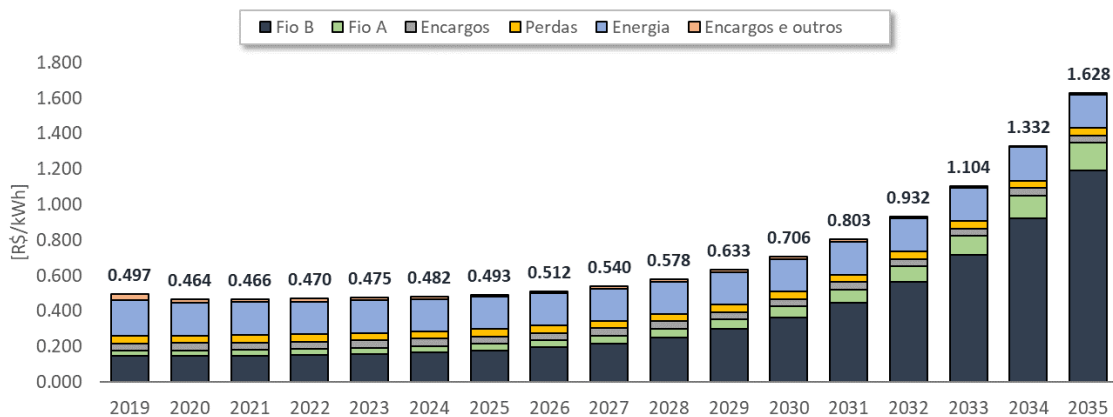


Figura 5.12: Evolução das componentes tarifárias com manutenção da alternativa 0 até 2035.

Capítulo 6

Conclusões

Diante de tudo que foi exposto ao longo deste trabalho foi possível perceber a dificuldade em se projetar a evolução da micro e mini geração distribuída. A quantidade de variáveis torna o problema bastante complexo. Portanto, a consideração da maior quantidade de premissas possíveis torna o modelo cada vez mais robusto. É de extrema importância avaliar a sensibilidade do modelo em relação a diferentes fatores, e a tarifa paga pelos consumidores é um deles.

Neste trabalho foi apresentada uma metodologia que busca obter resultados mais realistas para as projeções de micro e mini geração, dado uma projeção simultânea da evolução das tarifas. O objetivo foi mostrar, por meio de resultados numéricos, que a evolução das tarifas deve ser um fator a ser considerado e incorporado de alguma maneira ao modelo de projeção da Aneel. O histórico de crescimento de unidades consumidoras que instalam geração distribuída mostra que a micro e mini geração distribuída possui um grande potencial de disseminação e de impactar os demais consumidores que não participam do sistema de compensação. Os resultados podem ser considerados satisfatórios, apesar de entender que ainda existem pontos passíveis de aprimoramentos. Não se deve negar que simplificações foram adotadas para a implementação deste modelo, mas pode-se considerar que tais simplificações podem ter sido conservadoras, freando de alguma forma os reais valores das tarifas. A começar pelas perdas e encargos da TUSD. Considerá-las constantes pode não ter refletido os reais efeitos destas componentes, o que afeta também a atratividade do projeto.

Com relação às premissas consideradas para os cálculos dos custos referentes à compra de energia, a ideia de possibilidade de recontração ano a ano para atendimento apenas do mercado líquido das distribuidoras faz com que essa componente não alcance valores muito altos. No entanto, na prática as distribuidoras realizam projeções de mercado para participarem de leilões de energia para então firmarem contratos de suprimento de longo prazo, que podem variar entre 15 e 30 anos. Isto significa que o que pode ser visto na realidade é uma sobrecontração de energia

que venha a se tornar um montante de contratos legados que serão em parte repassados aos consumidores independente da variação de mercado, elevando ainda mais as tarifas relacionadas à compra de energia.

Com relação à parcela Fio B, a premissa de manter a tarifa constante pode ser considerada também conservadora, dado que é bastante razoável pensar que os custos da distribuidora possivelmente se elevariam ao longo dos anos devido à penetração da micro e mini geração distribuída. Tal fato é justificado pelas alterações da geração distribuída causadas ao sistema, gerando a necessidade de adaptação de processos, atividades, procedimentos, sistemas, equipamentos e recursos.

Como trabalhos futuros, seria válido reavaliar tais premissas, tornando-as mais robustas, além de estimar alguns parâmetros importantes para o modelo, como os fatores p e q do modelo de Bass e a sensibilidade do consumidor ao *payback*, e reavaliar os mercados potenciais iniciais para geração remota e local, que provém de fontes de dados do Censo IBGE do ano de 2010. Outro ponto mais simples que esse é o de possibilitar que o modelo simule os efeitos para cada distribuidora individualmente. Apesar de todos os dados estarem disponíveis em planilha, os resultados são uma média Brasil para as 30 distribuidoras consideradas no estudo. Portanto, expandir tal análise para avaliar cada distribuidora possibilitaria discussões mais personalizadas à realidade de cada concessionária.

Por fim, apesar de a micro e mini geração distribuída consistir em uma redução no mercado das distribuidoras, não deve-se pensar que esta tecnologia é uma ameaça para tais empresas. A discussão não tem como objetivo avaliar se a micro e mini geração é ou não benéfica ao sistema. O setor elétrico vivencia há anos diversas mudanças que devem ser estimuladas, em especial a possibilidade de um consumidor gerar a própria energia. Existem evidências de que estas fontes de geração descentralizadas trazem diversos benefícios para o sistema. O ponto chave da discussão é avaliar os impactos que a micro e mini geração pode oferecer ao sistema e garantir um cenário regulatório adequado para todos os agentes, desde aqueles que instalam a micro e mini geração até aqueles que não têm tal possibilidade. Quanto as distribuidoras, reavaliar a sua atuação é de extrema importância. Não só no sentido de melhorar suas projeções de carga para evitar os efeitos de sobre contratação quanto rever os seus serviços e como encontrar oportunidades de ganho com a evolução da micro e mini geração distribuída.

Apêndice A

Energia Gerada

Tabela A.1: Energia gerada anualmente por módulo.

Ano	Energia Gerada (kWh)	
	Geração Local	Geração Remota
2019	12,824	1,603,010
2020	12,696	1,570,949
2021	12,569	1,539,530
2022	12,443	1,508,740
2023	12,319	1,478,565
2024	12,196	1,448,994
2025	12,074	1,420,014
2026	11,953	1,391,613
2027	11,833	1,363,781
2028	11,715	1,336,506
2029	11,598	1,309,775
2030	11,482	1,283,580
2031	11,367	1,257,908
2032	11,253	1,232,750
2033	11,141	1,208,095
2034	11,029	1,183,933
2035	10,919	1,160,255

Apêndice B

Custo do Sistema

Tabela B.1: Custos dos sistemas local e remoto.

Ano	Custo do Sistema (R\$/kWp)	
	Geração Local	Geração Remota
2019	5,150	4,150
2020	5,047	4,067
2021	4,946	3,986
2022	4,847	3,906
2023	4,750	3,828
2024	4,655	3,751
2025	4,562	3,676
2026	4,471	3,603
2027	4,381	3,531
2028	4,294	3,460
2029	4,208	3,391
2030	4,124	3,323
2031	4,041	3,257
2032	3,960	3,191
2033	3,881	3,128
2034	3,804	3,065
2035	3,728	3,004

Apêndice C

Função de Distribuição Acumulada

Tabela C.1: Função de Distribuição Acumulada $F(t)$ para geração local e remota.

Ano da implementação	Função de Distribuição Acumulada $F(t)$	
	Geração Local	Geração Remota
0	0,00000	0,00000
1	0,00209	0,00098
2	0,00500	0,00245
3	0,00906	0,00463
4	0,01469	0,00786
5	0,02248	0,01265
6	0,03319	0,01972
7	0,04781	0,03008
8	0,06759	0,04515
9	0,09396	0,06680
10	0,12852	0,09736
11	0,17274	0,13943
12	0,22769	0,19542
13	0,29347	0,26665
14	0,36883	0,35227
15	0,45092	0,44842
16	0,53560	0,54849
17	0,61815	0,64472
18	0,69431	0,73048
19	0,76111	0,80188
20	0,81713	0,85803
21	0,86237	0,90025
22	0,89781	0,93092
23	0,92491	0,95265

Referências Bibliográficas

- [1] *Consumo de energia e PIB per capita. Disponível em:* [<https://www.worldbank.org/>](https://www.worldbank.org/). Acesso em 10.11.2018.
- [2] IPEA. “Desafios da Nação. Artigos de apoio.” v. 2, 2018.
- [3] *Unidades consumidoras com Micro e Minigeração Distribuída. Disponível em:* [<http://www.aneel.gov.br/>](http://www.aneel.gov.br/). Acesso em 12.11.2018.
- [4] *Preço de placas solares no mundo. Disponível em:* [<http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=3subTopic=32>](http://resourceirena.irena.org/gateway/dashboard/?topic=3subTopic=32). Acesso em 09.12.2018.
- [5] GREENER. *Estudo estratégico: mercado fotovoltaico de geração distribuída.* Jardim Bonfiglioli, SP, Greener, 2018.
- [6] *Irradiação solar no Brasil. Disponível em:* [<https://openei.org/apps/SWERA/>](https://openei.org/apps/SWERA/). Acesso em 18.11.2018.
- [7] ANEEL Nota Técnica 0062/2018 - SRD/ANEEL. Abertura de Consulta Pública para o recebimento de contribuições visando o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.
- [8] *Audiência Pública 059 de 2018: Relatório Tarifas Residenciais. Disponível em:* [<http://www.aneel.gov.br/audiencias-publica>](http://www.aneel.gov.br/audiencias-publica). Acesso em 10.01.2019. .
- [9] *Metodologia do Modelo de Bass para projeção de micro e minigeração distribuída. Disponível em:* [<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/>](http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/). Acesso em 27.01.2019. .
- [10] KONZEN, G. *Difusão de sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil: uma simulação via modelo de Bass.* Tese de M.Sc., Universidade de São Paulo, São Paulo, 2014.
- [11] ANEEL Relatório de Análise de Impacto Regulatório 0004/2018 - SRD/ANEEL. Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída.

- [12] Procedimentos de Regulação Tarifária - ANEEL. Submódulo 7.1. Procedimentos Gerais.
- [13] P. MAYON, M. P. *Setor Elétrico Brasileiro 2012-2018: Resiliência ou transição?* 1 ed. Rio de Janeiro - RJ, Synergia, 2018.
- [14] PSR. *The Brazilian Power Sector. Electricity Market Analysis. Market Overview.* In: Report, Botafogo, RJ, 2018.
- [15] ANEEL. *Micro e Minigeração Distribuída, Sistema de Compensação de Energia Elétrica.* 2 ed. Brasília - DF, Centro de Documentação - CEDOC, 2016.
- [16] *Relatório de Consumo e Receita de Distribuição.* Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>. Acesso em 09.12.2018.
- [17] ENERGIA, F. *Recursos Energéticos Distribuídos.* 3 ed. Botafogo, RJ, FGV Energia, 2016.
- [18] ANEEL. *Resolução Normativa nº 687.* Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/relatorios-de-consumo-e-receita>. Acesso em 07.09.2018.
- [19] DE ENERGIA ELÉTRICA, A. N. *Procedimentos de Regulação Tarifária - Submódulo 7.1.* Brasília, RJ, Aneel, 2016.
- [20] *Dados técnicos e Unidades consumidoras com geração distribuída.* Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/geracao-distribuida>. Acesso em 13.10.2018. .
- [21] *Nota Técnica DEA 001/17: Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2017-2026).* Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes>. Acesso em 20.01.2019. .
- [22] *Calendário e Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição.* Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/resultado-dos-processos-tarifarios-de-distribuicao>. Acesso em 09.01.2019.
- [23] *Resultados Consolidados de Leilões CCEE.* Disponível em: <https://www.cce.org.br>. Acesso em 13.01.2019.
- [24] *Biblioteca virtual Aneel.* Disponível em: <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>. Acesso em 04.02.2019.

- [25] M. GUIDOLIN, C. M. “Cross-country diffusion of photovoltaic systems: Modeling choices and forecasts for national adoption rates.” 2014.
- [26] ISLAM, T. “Household level innovation diffusion model of photo-voltaic (PV) solar cells from stated preference data.” 2010.
- [27] KONZEN, G. “O efeito de uma tarifa binômica no retorno financeiro da micro-geração fotovoltaica.” 2016.
- [28] Irradiação solar para cada localidade. Disponível em: <http://en.openei.org/datasets/node/513>>. Acesso em 17.11.2018.