



**UNIFACS**  
LAUREATE INTERNATIONAL UNIVERSITIES

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA – PPGE  
MESTRADO EM ENERGIA**

**ANICLEIDE BARBOSA DOS SANTOS**

**ASPECTOS REGULATÓRIOS DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUIDA DE  
ENERGIA: IMPLICAÇÕES NAS PROJEÇÕES DE CENÁRIOS FINANCEIROS -  
CASO COELBA**

Salvador  
2018

**ANICLEIDE BARBOSA DOS SANTOS**

**ASPECTOS REGULATÓRIOS DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUIDA DE  
ENERGIA: IMPLICAÇÕES NAS PROJEÇÕES DE CENÁRIOS FINANCEIROS -  
CASO COELBA**

Dissertação apresentado ao Programa de Pós-Graduação em Energia (PPGE) da Universidade Salvador - UNIFACS, Laureate International Universities como requisito parcial para a obtenção do título de Mestre em Energia.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Sérgio Rodrigues de Araújo.

Salvador  
2018

Ficha catalográfica elaborada pelo Sistema de Bibliotecas da UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities.

Santos, Anicleide Barbosa dos

Aspectos regulatórios da microgeração distribuída de energia: implicações nas projeções de cenários financeiros - caso Coelba. / Anicleide Barbosa dos Santos. – Salvador, 2018.

94 f. : il.

Dissertação apresentada ao Curso de Mestrado em Energia da UNIFACS Universidade Salvador, Laureate International Universities, como requisito parcial para a obtenção do grau de Mestre.

Orientador: Prof. Dr. Paulo Sérgio Rodrigues de Araújo.

1. Energia solar fotovoltaica. 2. Regulação. I. Araújo, Paulo Sérgio Rodrigues de, orient. II. Título.

CDD: 621.3

## **AGRADECIMENTOS**

A Deus, por minha vida, por minhas conquistas e por me ceder paciência e perseverança.

Aos meus pais, pois me ofertaram uma base para que eu pudesse caminhar sozinha e, enfrentar a vida com dignidade e respeito.

Ao Prof. Dr. Wálber Araújo, por ter me orientado após mudanças de projeto, pelas suas ideias, pelos direcionamentos e principalmente, por me ceder parte do seu tempo e conhecimento.

Ao meu orientador Prof. Dr. Paulo Araújo e ao Prof. Dr. Victor Vieira pelo empenho na reta final deste trabalho e pelo apoio que me ofertaram.

Aos meus colegas do departamento de regulação técnica e comercial da COELBA.

A minha gestora Patricya Santa Bárbara (sim, Patricya com y), pelo apoio e incentivo.

Ao meu colega de trabalho, o engenheiro Carlos Guaracy, pelo apoio, incentivo e indicações de trabalhos.

Aos meus mestres e colegas de mestrado, pessoas com quem almejo manter contato por longo tempo.

Ao meu companheiro e amigo Rubem, pelo amor, apoio, motivação, paciência, insistência... Por estar presente sempre.

A todos aqueles, que nesta ou em outra vida, torceram pela minha vitória, me apoiaram nas minhas fraquezas e riram com as minhas alegrias, meu muito obrigado.

*“Far better it is to dare mighty things, to win glorious triumphs, even though checkered by failure, than to take rank with those poor spirits who neither enjoy much nor suffer much, because they live in the gray twilight that knows not victory nor defeat”.*

*“Muito melhor é desafiar coisas poderosas, conquistar triunfos gloriosos, embora sujeitos ao fracasso, do que se juntar com os pobres de espírito, que nem gostam muito nem sofrem muito, porque vivem no crepúsculo cinza que não conhece vitória nem derrota”.*

**(Theodore Roosevelt)**

## RESUMO

Apesar da matriz energética brasileira ser predominantemente renovável, o leque de fontes geradoras carece de diversificação, pois, atualmente, o país ainda é muito dependente das condições hidrológicas para geração de energia. Nesse cenário, a microgeração solar fotovoltaica ganha destaque, pois, garantir o abastecimento de energia elétrica não se trata apenas de uma questão ambiental, mas sim, de segurança energética e manutenção do crescimento econômico. Após vários incentivos fiscais do governo e de uma série de medidas que regulamentaram a geração distribuída de energia a partir do ano de 2012, o número de unidades com microgeração distribuída cresceu exponencialmente. Em face do exposto, o presente trabalho tem como objetivo identificar e analisar cenários potenciais, consequentes da expansão da microgeração distribuída, no que diz respeito a viabilidade dos investimentos na autoprodução de energia e a receita da Companhia de Energia Elétrica do Estado da Bahia (COELBA). Também se pretende nesta dissertação, apresentar as demandas regulatórias e propostas factíveis que promovam a harmonia entre os atores envolvidos na geração distribuída de energia elétrica. Para o alcance dos objetivos deste trabalho foi realizada uma vasta pesquisa documental nas principais fontes de dados do setor elétrico, como embasamento teórico das análises tecidas e apresentadas nos capítulos exploratórios. As simulações de viabilidade financeira das propostas foram executadas em planilhas eletrônicas com dados totalmente públicos. As análises de cenários e a mensuração da magnitude de seus impactos promoveram a identificação de riscos potenciais tanto para a difusão da microgeração (por mudanças em modalidades de tarifação) quanto para a estabilidade da receita da distribuidora (por retração de mercado e incertezas no reconhecimento dos investimentos). Como resultado, tem-se a constatação de que a geração distribuída no Brasil é um fenômeno que pode ser significativamente frenado com a adesão à tarifa branca ou na possibilidade de implantação da tarifação binômica para microgeradores. Quanto às distribuidoras, verificou-se que, com o avanço da microgeração suas perdas ultrapassarão anualmente, dezenas de milhões de reais apenas com perda de receita, sem contar o custo dos investimentos necessários para ampliação e modernização da rede. Para o consumidor, gerador ou não, pesará os impactos tarifários com os regulares aumentos na tarifa de energia elétrica. Nas etapas conclusivas, é apresentado um conjunto de propostas, de cunho regulatório, que visa equilibrar a balança entre a expansão da microgeração e a estabilidade financeira da distribuidora, com relevante atenção a uma possível expansão suportada por políticas de subvenções do governo.

**Palavras-chave:** Microgeração distribuída. Energia solar fotovoltaica. Regulação.

## ABSTRACT

Although the Brazilian energy matrix is predominantly renewable, the range of generating sources needs to be diversified, as currently the country is still very dependent on the hydrological conditions for energy generation. In this scenario, photovoltaic solar microgeneration is highlighted, since guaranteeing the supply of electric energy is not only an environmental issue, but rather an energy security and maintenance of economic growth. After several government tax incentives and a series of measures regulating distributed energy generation from the year 2012, the number of units with distributed microgeneration grew exponentially. In view of the above, the present work has the objective of identifying and analyzing potential scenarios, resulting from the expansion of the distributed microgeneration, regarding the feasibility of investments in the self-production of energy and the revenue of the Electric Power Company of the State of Bahia (COELBA). It is also intended in this dissertation to present the regulatory demands and feasible proposals that promote harmony among the actors involved in the distributed generation of electric energy. In order to reach the objectives of this work, a vast documentary research was carried out in the main sources of data of the electric sector, as a theoretical basis of the analyzes made and presented in the exploratory chapters. The simulations of financial viability of the proposals were executed in spreadsheets with totally public data. The analysis of scenarios and the measurement of the magnitude of its impacts promoted the identification of potential risks both for the diffusion of microgeneration (due to changes in tariffs) and for the stability of the distributor's revenue (due to market retraction and uncertainties in the recognition of investments). As a result, it has been verified that distributed generation in Brazil is a phenomenon that can be significantly slowed by adherence to the white tariff or by the possibility of implementing binomial pricing for micro generators. As for the distributors, it was verified that, with the progress of microgeneration, their losses will exceed annually, tens of millions of reais only with loss of revenue, not counting the cost of the investments necessary for the expansion and modernization of the network. For the consumer, generator or not, will weigh the tariff impacts with the regular increases in the electricity tariff. In the closing stages, a set of regulatory proposals is presented, which aims to balance the balance between the expansion of microgeneration and the financial stability of the distributor, with relevant attention to a possible expansion supported by government subsidy policies.

**Keywords:** Distributed microgeneration. Photovoltaic solar energy. Regulation.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Matriz energética brasileira em maio/2017 .....	27
Figura 2 - Esquema de microgeração distribuída solar fotovoltaica .....	28
Figura 3 - Mapa potencial microgeração distribuída solar fotovoltaica .....	29
Figura 4 - Histórico anual de conexões na Bahia até dez/2017 .....	35
Figura 5 - Evolução do payback médio no Brasil do investimento em SFV residencial .....	40
Figura 6 - Mercado potencialmente adotante do SFCR .....	41
Figura 7 - Projeção do número de microgeradores até 2014 .....	43
Figura 8 - Comparativo entre as projeções do número de microgeradores até 2014 .....	43
Figura 9 - Projeções financeiras no cenário de expansão II .....	55
Figura 10 - Projeções financeiras no cenário de expansão VI .....	55
Figura 11 - Impacto tarifário em 2024 por distribuidora .....	60
Figura 12 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD .....	67
Figura 13 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE .....	68
Figura 14 - Encargo provocado pela geração distribuída sobre a tarifa Alemã .....	71

## **LISTA DE QUADROS**

Quadro 1 - Breve descrição dos perfis de consumo nas residências .....	50
Quadro 2 - Políticas de incentivos para Geração Distribuída.....	72

## LISTA DE QUADROS

Tabela 1 - Potência e custo de SFCR instalado .....	36
Tabela 2 - Perspectiva do custo dos sistemas fotovoltaicos .....	37
Tabela 3 - Perspectiva de redução anual de custos dos sistemas fotovoltaicos.....	37
Tabela 4 - Custo de um SFCR instalado em 2002.....	38
Tabela 5 - Mercado potencial para microgeração de energia solar fotovoltaica .....	41
Tabela 6 - Mercado adotante para microgeração de energia solar fotovoltaica .....	42
Tabela 7 - Tempo de retorno do investimento antes e depois da tarifa binômia.....	47
Tabela 8 - Breve descrição dos kits instalados nas residências .....	50
Tabela 9 - Projeção de redução de receita das distribuidoras em 2024.....	56
Tabela 10 - Premissas para o mercado residencial potencial .....	57
Tabela 11 - Projeção da perda de receita mínima da distribuidora do Estado da Bahia .....	58
Tabela 12 - Descrição das residências na compensação via parcela TE da tarifa .....	78

## LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BT	Baixa Tensão
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços
IEA	<i>International Energy Agency</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
NT	Nota Técnica
PROINFA	Programa de Incentivo as Fontes Alternativas de Energia
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
REN	Resolução Normativa
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
SFV	Sistema Fotovoltaico
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição

## SUMÁRIO

<b>1 INTRODUÇÃO .....</b>	<b>13</b>
1.1 JUSTIFICATIVA .....	15
1.2 OBJETIVOS .....	16
<b>1.2.1 Geral .....</b>	<b>16</b>
<b>1.2.2 Específicos .....</b>	<b>17</b>
1.3 METODOLOGIA.....	17
<b>2 MICROGERAÇÃO DISTRIBUIDA DE ENERGIA.....</b>	<b>24</b>
2.1 A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E SEU USO NA MICROGERAÇÃO .....	25
2.2 POTENCIAL BRASILEIRO PARA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA .....	28
2.3 REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.....	30
<b>2.3.1 A Resolução Normativa ANEEL 482 de 2012.....</b>	<b>30</b>
<b>2.3.2 A Resolução Normativa ANEEL 687 de 2015.....</b>	<b>31</b>
2.4 MEDIDAS DE INCENTIVO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA .....	32
<b>3 A EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL .....</b>	<b>36</b>
3.1 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO .....	36
3.2 PROJEÇÕES DE MERCADO POTENCIAL E ADOTANTES DO SFCR.....	40
3.3 EVENTOS IMPACTANTES NA EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO.....	44
<b>3.3.1 Implantação da Tarifa Binômia .....</b>	<b>44</b>
<b>3.3.2 Adesão à Tarifa Branca .....</b>	<b>47</b>
<b>4 IMPACTOS DA EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO NAS DISTRIBUIDORAS ....</b>	<b>53</b>
4.1 REDUÇÃO DE RECEITA.....	53
4.2 IMPACTOS TARIFÁRIOS .....	58
<b>4.2.1 Composição da receita das distribuidoras de energia elétrica .....</b>	<b>60</b>
4.2.1.1 Parcela A – Custos não gerenciáveis.....	61
4.2.1.2 Parcela B – Custos gerenciáveis.....	62
<b>4.2.2 Estrutura tarifária das distribuidoras de energia elétrica.....</b>	<b>64</b>
4.2.2.1 A TUSD.....	65
4.2.2.2 A TE .....	67
<b>4.2.3 A “perversidade” do atual modelo regulatório da geração distribuída .....</b>	<b>68</b>
4.3 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DA EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO.....	69
<b>5 PROPOSTAS REGULATÓRIAS.....</b>	<b>73</b>
5.1 SUGESTÕES DE ALTERAÇÕES E SIMULAÇÕES DE VIABILIDADE.....	75
<b>5.1.1 Tarifação binômia para microgeradores de energia .....</b>	<b>75</b>
<b>5.1.2 Compensação restrita à parcela referente a TE da tarifa .....</b>	<b>77</b>

<b>5.1.3 Subvenções oriundas das contas de encargos setoriais .....</b>	<b>78</b>
5.1.3.1 CDE .....	78
5.1.3.2 PROINFA .....	81
<b>6 RESULTADOS .....</b>	<b>83</b>
<b>7 CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES .....</b>	<b>86</b>
7.1 ESTUDOS FUTUROS .....	89
<b>REFERÊNCIAS .....</b>	<b>90</b>

## 1 INTRODUÇÃO

Nos últimos vinte anos, o Brasil vivencia uma das principais consequências do crescimento econômico: o contínuo crescimento da demanda por energia elétrica, de tal forma que, todos os setores da economia registraram aumento do consumo de energia. A classe ou setor residencial, alvo do estudo desta dissertação, apresentou sucessivos crescimentos anuais que refletiram claramente as mudanças nos hábitos de consumo da população brasileira. Segundo dados da ANEEL (2002), em 2001, o setor residencial era responsável pelo segundo maior segmento consumidor de energia do país, respondendo por aproximadamente 26% do consumo nacional, contra 21% no ano de 1983. Em 2014, de acordo com a EPE (2015) em seu Anuário Estatístico de Energia Elétrica, o crescimento do consumo de energia também foi liderado pelo setor residencial, que apresentou expansão de 6% em relação ao ano anterior. O aumento da demanda por energia elétrica na classe residencial também foi percebido nas projeções de demanda da EPE (2016), quando foi registrado um crescimento de aproximadamente 5,7% em 2015, em comparação ao ano de 2014.

O aumento da demanda por energia não é o problema, até mesmo porque reflete sinais positivos da economia. A questão está na oferta, limitada pela carência na diversificação na matriz energética brasileira, baseada majoritariamente em hidrelétricas e, fortemente dependente das condições hidrológicas. Não obstante, quando em condições desfavoráveis de chuva, usinas termoelétricas são acionadas para preservar os reservatórios. Como consequência, têm-se o encarecimento da geração de energia elétrica (repassado aos consumidores finais através dos reajustes e/ou bandeiras tarifárias), além do problema ambiental causado pelo expressivo aumento na emissão de GEE (Gases de Efeito Estufa), visto que se trata de geração baseada em gás, óleo ou carvão.

Em relação à diversificação da matriz energética, apesar desta ainda necessitar de muito investimento, não se pode deixar de atestar os avanços na ampliação da capacidade instalada de geração eólica. Segundo boletim da ABEEOLICA (2016), o Brasil alcançou a histórica marca de 10,75GW de potência instalada em dezembro de 2016. Mas, é de suma importância ressaltar que a questão da fragilidade na oferta de energia no país é um problema de segurança energética, pois se trata do insumo essencial para a manutenção das atividades econômicas, que sustentam todo um ecossistema social.

Os investimentos para a expansão da geração de energia eólica, através da implantação de grandes parques eólicos e a construção de grandes usinas solares são de grande importância, mas tais ações são suficientes para garantir energia disponível a toda demanda? Nesse contexto, faz-se necessária a aplicação de soluções viáveis e perenes e, de acordo com a EPE (2016), o

papel do consumidor final é fundamental para a redução da necessidade de expansão do setor elétrico brasileiro no longo prazo. Na nova realidade, a atuação do consumidor final deixa de ser meramente passiva e este passa a se inserir num cenário de consumidor-gerador, numa esfera que envolve ações de eficiência energética e de geração distribuída.

Após vários incentivos fiscais do governo e de uma série de medidas que regulamentam a geração distribuída de energia elétrica (mini ou microgeração), as projeções de geração de energia divulgadas pela ANEEL (2015), principalmente advinda da microgeração (solar fotovoltaica e/ou microturbina eólica) dão conta de que até 2024, o Brasil contará com aproximadamente 1,2 milhão de unidades geradoras de energia, sendo 52% delas da classe residencial. Num contexto puramente energético, os dados supracitados são animadores, mas, quais os riscos da expansão da microgeração para o mercado das distribuidoras de energia elétrica? Quem arcará com necessários investimentos de suporte à expansão da microgeração? Quais os ajustes regulatórios necessários para a manutenção da sustentabilidade financeira das distribuidoras de energia elétrica?

O estado da arte dos estudos sobre a difusão da microgeração distribuída (em especial àquela baseada em fonte solar fotovoltaica) é bastante robusto no que diz respeito às projeções quantitativas de instalações potencialmente aderentes e dispostas a investir em um sistema de microgeração de energia. Também, já se encontram em estágios bem evoluídos, os estudos sobre a viabilidade financeira dos investimentos em microgeração, dos impactos da geração distribuída em pequena escala sobre a qualidade da rede de distribuição de energia, assim como, seus possíveis ganhos na redução das perdas técnicas com transmissão de energia.

Entretanto, ainda são incipientes os estudos sobre os efeitos da expansão da microgeração, seja por fonte solar (mais utilizada) ou através de microturbinas (no caso da fonte eólica), no equilíbrio financeiro das distribuidoras de energia elétrica. Enxergar a questão sob outra ótica permite avaliar a situação de forma mais ampla, questionando criticidades ainda não postas em debate, revendo conceitos, e principalmente, contribuir para que algo de tanta importância ambiental e econômica se desenvolva de maneira planejada, de forma a mitigar pontos falhos e amplificar o sucesso da microgeração distribuída.

Válido ressaltar que, a questão em destaque neste estudo não é condenar políticas de incentivo, muito menos desfavorecer a expansão de algo tão importante para a matriz energética brasileira. O objetivo é identificar os possíveis cenários de impactos financeiros acerca da expansão da microgeração distribuída pelo consumidor residencial do grupo B, avaliá-los e, doravante, propor medidas que promovam o fenômeno da difusão da microgeração de forma

equilibrada, garantindo a manutenção da viabilidade financeira dos projetos e a estabilidade das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Com o intuito de apresentar um trabalho de fácil leitura e entendimento, esta dissertação, quanto à sua estrutura, foi segmentada em sete capítulos. Após a introdução ao tema, no Capítulo 2 é apresentada uma revisão bibliográfica que explora conceitos fundamentais para o desenvolvimento do trabalho. Busca-se no capítulo 2, explicar sobre a microgeração distribuída de energia e sua regulamentação no Brasil, assim como o potencial brasileiro para o uso da energia solar fotovoltaica.

No capítulo 3, são apresentadas as projeções acerca da difusão do uso da energia solar fotovoltaica para a microgeração, o mercado potencial, as medidas de incentivo, assim como, os eventos que podem interferir na trajetória de escalada da GD em pequena escala. Neste trecho do trabalho, abordam-se os efeitos da adesão à tarifa branca e o impacto da implantação da tarifa binômica aos consumidores de baixa tensão, sobre os investimentos em microgeração. Tem-se ainda o início da exploração da discussão sobre a nova proposta de reestruturação do setor Elétrico, proposta pelo Ministério de Minas e Energia (MME).

No capítulo 4, expõem-se os impactos da expansão nas distribuidoras de energia elétrica, com foco na perda de receita, tendo como referência o mercado consumidor da COELBA. Ainda neste capítulo são tecidas comparações acerca do montante previsto como redução de receita em relação ao volume de investimentos feito pela concessionária no combate a perdas não técnicas, mais especificamente, o furto de energia.

No capítulo 5 são apresentadas as propostas regulatórias necessárias tanto à manutenção da expansão da microgeração, quanto ao equilíbrio financeiro da distribuidora de energia. Neste capítulo são avaliadas propostas que alteram a atual regulamentação da geração distribuída no Brasil, como por exemplo, um novo modelo de tarifação para microgeradores e o incentivo à microgeração pautado numa política de subvenções do governo. Ainda neste capítulo, as propostas avaliadas como factíveis são condensadas em um relatório que perfaz os resultados das análises de cenários. No capítulo 6 são apresentadas as conclusões oriundas das análises dos cenários simulados e, por fim, no capítulo 7 são apresentadas as considerações finais, recomendações e proposição de estudos futuros.

## 1.1 JUSTIFICATIVA

A microgeração distribuída de energia elétrica apresenta-se como uma alternativa viável no que tange a diversificação da matriz energética sem a necessidade de grandes investimentos

estatais em grandes usinas hidrelétricas ou em parques eólicos ou híbridos (eólico e solar). A regulamentação da microgeração através da ANEEL (2012) pela Resolução Normativa 482 de 2012, associada a incentivos fiscais como: redução de impostos sobre a aquisição de tecnologia de geração de energia (no caso, painéis solares fotovoltaicos) e extinção da bitributação do Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre a geração distribuída promoveu uma grande redução do valor do investimento na aquisição e implantação de um sistema de microgeração solar fotovoltaica de energia elétrica, assim como a redução no tempo de retorno de tais investimentos.

Analisando a situação sob o ponto de vista puramente energético, os cenários e suas projeções são animadores, pois revela que o Brasil está caminhando para uma independência energética, garantindo assim, condições necessárias ao atendimento da crescente demanda por energia. Entretanto, toda moeda tem dois lados e, então surgem questionamentos relativos às distribuidoras de energia elétrica: quais os possíveis riscos da expansão da microgeração distribuída para o mercado das distribuidoras de energia elétrica? Quem arcará com necessários investimentos de suporte à expansão da microgeração? Qual será o papel da Agência Nacional de Energia Elétrica na regulação dos microgeradores?

Foram as perguntas supracitadas que motivaram o desenvolvimento deste trabalho e, a busca pelas respostas norteia esta dissertação, que estuda os possíveis impactos da expansão da microgeração nas distribuidoras de energia elétrica, com foco na Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia e apresenta demandas e propostas regulatórias necessárias tanto para a continuidade da viabilidade financeira dos investimentos em microgeração, tanto para o equilíbrio financeiro das distribuidoras.

## 1.2 OBJETIVOS

### 1.2.1 Geral

Simular cenários potenciais na perspectiva de expansão da microgeração solar fotovoltaica distribuída, no que tange a viabilidade dos investimentos na autoprodução de energia e a receita da concessionária de distribuição de energia elétrica do Estado da Bahia (COELBA), apresentando as demandas e propostas factíveis que promovam a harmonia entre os atores envolvidos na geração distribuída de energia elétrica.

### 1.2.2 Específicos

- a) Descrever o atual cenário regulatório da geração distribuída de energia no Brasil, assim como, explicar sobre o uso da energia solar fotovoltaica em sistemas de microgeração distribuída de energia elétrica;
- b) Elencar fatores contributivos e suas respectivas magnitudes de impacto à expansão da microgeração distribuída, associados ao cenário financeiro da distribuidora de energia elétrica COELBA;
- c) Propor medidas regulatórias alternativas com foco na redução dos riscos potenciais, na potencialização dos investimentos em microgeração solar fotovoltaica e na estabilidade financeira das distribuidoras.

### 1.3 METODOLOGIA

Através da pesquisa documental realizada no acervo digital da ANEEL foi possível entender como funciona a estrutura regulatória que chancela a geração distribuída de energia elétrica, assim como, a define, segmenta e estabelece os critérios basilares para sua instalação e condições de operação, influenciado fortemente no aumento da viabilidade técnica e financeira dos sistemas de mini e microgeração distribuídas de energia elétrica. A revisão bibliográfica contida nos capítulos de fundamentação, também possibilitou: uma visão global sobre os estágios da microgeração no Brasil e no mundo; a percepção sobre a histórica e constante redução nos preços dos sistemas de geração; a dimensão sobre o mercado potencial de consumidores aptos a adquirir um sistema de microgeração no Brasil; o esclarecimento sobre o leque de incentivos governamentais que desde a regulamentação da geração distribuída no Brasil, em 2012, estão fomentando gradativamente os investimentos em sistema de microgeração e; quais os possíveis impactos causados pelo modelo de compensação da energia gerada (*o Net Metering*) e pela difusão da tecnologia de autoprodução, nas concessionárias de distribuição de energia.

Considerando que o setor de distribuição de energia elétrica no Brasil opera sob forte regulação da ANEEL, qualquer medida que proponha alterações o atual modelo regulatório da geração distribuída necessita de ampla fundamentação. Dessa forma, as principais fontes de dados foram: a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), através de suas Resoluções Normativas, Módulos e Notas Técnicas; a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com suas divulgações sobre as projeções decenais de demanda e geração de energia e seus anuários

estatísticos de energia elétrica; Entidades, órgãos e canais voltados ao controle e estudo das fontes de energia, como o Ministério de Minas e Energia (MME), A Agência Internacional de Energia (IEA) e canais de notícias sobre o setor elétrico.

O processo de pesquisa documental também possibilitou o estudo da evolução dos preços dos sistemas de microgeração de energia desde o ano de 2002 (uma década antes da regulamentação da geração distribuída no Brasil) até os dias atuais, através do trabalho de Rodriguez (2002), Konzen (2014) e orçamentos realizados pela NeoSolar (empresa especializada na venda e instalação de kits para microgeração solar fotovoltaica). A pesquisa de Konzen (2014) foi fundamental para a percepção e entendimento sobre o mercado potencial de microgeradores no Brasil (por distribuidora), assim como a tendência de adoção da tecnologia pelos consumidores. O conhecimento acerca da volumetria potencialmente adotante da microgeração distribuída foi fundamental para simular os cenários de perda de receita pela distribuidora de energia.

No que tange a estimação dos impactos financeiros causados por eventos que podem afetar a expansão da microgeração e o caixa das distribuidoras de energia, é válido ressaltar que o presente trabalho focará as simulações de impactos tendo como base a área de concessão da Companhia de Energia Elétrica do Estado da Bahia (COELBA), não apenas pelo forte potencial do Estado para a microgeração solar fotovoltaica, mas também, por se tratar da terceira maior distribuidora de energia elétrica do país em número de clientes e a sétima em volume de energia fornecida.

Válido ressaltar que todas as simulações foram feitas com a utilização de informações públicas, não contendo dados internos e/ou estratégicos da distribuidora. Considerando que as simulações de cenários de impacto financeiro são lastros para as propostas de alterações regulatórias defendidas neste trabalho, a estratégia utilizada para obtenção e tratamento dos dados será segmentada em dois tópicos I e II.

## **I. Eventos impactantes na expansão da microgeração**

### **a) Implantação da Tarifa Binômia**

No Congresso, tramita a Nota Técnica nº 5/2017 que visa uma grande reforma do setor elétrico. Uma das propostas é a tarifação binômia para clientes do grupo B (baixa tensão), incluindo os microgeradores de energia. Neste novo modelo, o cliente paga tanto pela demanda contratada, quanto pela energia consumida. Para avaliar os impactos da implantação da tarifa branca para os clientes de baixa tensão, foi utilizado o trabalho de Konzen (2016) que, através de estudo sobre a tarifação binômia nas principais distribuidoras do país, constata que a

implantação do modelo de tarifação fará com que o tempo médio para retorno dos investimentos dobre ou, seja superior ao tempo de vida útil dos equipamentos. No caso do Estado da Bahia, Konzen (2016) expõe que o investimento em microgeração solar fotovoltaica passa a não se pagar, i.e., o tempo de retorno do investimento é superior ao tempo de vida útil dos painéis fotovoltaicos, sendo provável que haja uma grande retração dos investimentos em microgeração solar fotovoltaica.

b) Adesão à Tarifa Branca

A partir de janeiro/2018 estará disponível para os consumidores do grupo B, a tarifa branca. Trata-se de uma modalidade tarifária em que o consumidor paga valores diferentes de tarifa a depender do horário de consumo. O problema da adesão à tarifa branca pelo microgerador é que a compensação dos créditos gerados pela energia injetada na rede passa a ser feita por posto tarifário, conforme art. 7º da Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 (alterado pelo artigo 6º da Resolução Normativa nº 684, de 24 de novembro de 2015).

Como toda a energia injetada na rede pelo microgerador é concentrada nos horários considerados fora da ponta, em que o valor da tarifa é aproximadamente de 18% mais barata que a convencional, o tempo de retorno do investimento tende a aumentar. Não obstante, nos horários em que o consumidor demanda energia da distribuidora (i.e., nos horários intermediários e de ponta), este pagará um valor de tarifa cerca de 108% mais cara, fazendo com que o investimento torne-se inviável.

Para mensurar os impactos causados pela adesão à tarifa branca pelo microgerador, foram avaliados quatro projetos de microgeração solar fotovoltaica em residências com características distintas de consumo. Todos os projetos objetivaram suprir toda a demanda de consumo da residência e consideravam:

- a) Projeto 1 → Unidade com consumo médio mensal de 386 kWh. Concentração relevante de consumo em horários distintos da geração de energia. 66% nos horários fora da ponta, 11% nos horários intermediários e 23% nos períodos de ponta. O consumo de eletrodomésticos de alta potência é moderado.
- b) Projeto 2 → Unidade com consumo médio mensal de 250 kWh, distribuídos da seguinte forma: 80% do consumo de energia concentrado nos horários fora da ponta. 8% do consumo nos horários intermediários e 12% nos horários de ponta. Há pouca utilização de equipamentos de alto consumo energético, como chuveiro elétrico e ar condicionado.
- c) Projeto 3 → Unidade com consumo médio mensal de 300 kWh, distribuídos da seguinte forma: 40% do consumo nos horários de ponta. 10% do consumo nos horários

intermediários o 50% nos horários fora de ponta. Consumo moderado dos eletrodomésticos e eletroeletrônicos, como televisão, micro-ondas, liquidificador, ar-condicionado, chuveiro elétrico e máquina de lavar.

- d) Projeto 4 → Unidade com consumo médio mensal de 500 kWh. Níveis de consumo não apresentam grandes variações durante o dia, estando distribuído em: 50% em horários fora da ponta, 20% nos horários intermediários e 30% nos horários de ponta. Uso regular de eletrodomésticos, como ar-condicionado, chuveiro elétrico, máquina de lavar, etc.

Para cada projeto foi realizado orçamento com a empresa Portal Solar. Em cada projeto consta: a potência do kit instalado; a quantidade de painéis; o espaço de telhado demandado pelo kit e; uma projeção de sua geração durante os meses do ano. Os dados relativos a aspectos técnicos dos sistemas e do consumo médio das instalações foram tratadas no software Excel. Com o objetivo de avaliar os impactos da tarifa branca sobre o tempo de retorno dos investimentos, foi utilizada a técnica de cálculo do payback simples, que consiste num quociente entre o investimento inicial e a expectativa de entrada de caixa (ou lucro) numa determinada base de tempo, que pode ser mensal ou anual.

Para o cálculo do payback dos kits de microgeração solar quando da adesão à tarifa branca, foi utilizado a base anual. Para mensurar o payback foram considerados que: (a) as entradas de caixa equivalem à economia na conta de energia propiciada pela injeção de energia na rede da distribuidora, através do mecanismo de compensação e; (b) o valor do investimento inicial é o preço do kit de microgeração solar já instalado.

## **II. Impactos da expansão da microgeração sobre as distribuidoras de energia elétrica, no caso, a distribuidora do Estado da Bahia.**

Os impactos sobre as distribuidoras foram segmentados em: perda de receita e impactos tarifários. Entretanto, dar-se-á ênfase aos impactos sobre a receita. A avaliação dos reflexos negativos sobre a receita está fundamentada pela ANEEL (2015), através da Nota Técnica nº17/2015. A publicação citada não apenas projeta a perda de receita no espaço temporal até 2024, como também estima o perfil de consumo do potencial microgerador, no cenário de manutenção das atuais condições de incentivo à geração distribuída.

Para estimar a possível perda financeira mínima causada pela expansão da microgeração no Estado da Bahia à distribuidora local, utilizou-se a projeção do número de consumidores efetivamente adotantes do SFCR, apresentado por Konzen (2014) para período compreendido entre 2019 e 2023, considerando o consumo médio mínimo de 400 kWh/mês por instalação. O valor da tarifa utilizada para o cálculo do faturamento mensal de casa unidade foi a tarifa vigente

para o consumidor residencial bifásico atendido em baixa tensão, que é de R\$ 0,6588 o kWh/mês com os impostos (ICMS, PIS e COFINS). O faturamento de cada unidade foi estimado em R\$263,56.

O faturamento de cada unidade foi multiplicado pelo número de consumidores potencialmente adotantes, ano a ano, e então, foi possível mensurar a perda mínima de receita pela distribuidora de energia. A terminologia “perda mínima” deve-se ao fato que, foi considerado nas estimativas, o volume de adotantes da tecnologia num cenário conservador (apenas com os incentivos dispostos na REN 482/2012) e residências de consumo relativamente elevado, quando comparado à média de consumo das residências baianas atendidas em igual modo, que é de aproximadamente 250 kWh/mês. O produto anual do faturamento estimado por residência pelo número de consumidores potencialmente adotantes resultou no que se denominou perda financeira mínima, num horizonte de cinco anos (2019 e 2023).

No que tange os impactos tarifários foi admitida a projeção divulgada pela ANEEL (2015) através na NT 17/2015. Nesta fase do estudo, também são utilizados dados de autores que já dissertaram sobre o assunto e provocações acerca do nível de aprofundamento da projeção de impactos sobre as tarifas de energia elétrica. Impacto esse causado apenas pelas reversões das perdas financeiras quando das revisões tarifárias. Para que o entendimento sobre o impacto da expansão da microgeração na tarifa de energia fique mais palatável, foi feita uma breve revisão do processo de composição da tarifa de energia elétrica e da receita das distribuidoras no Brasil, construindo uma ponte com a avaliação dos possíveis impactos tarifários disposta na Nota Técnica nº17/2015 da ANEEL.

Sobre as propostas de cunho regulatório, cujo objetivo é promover a sustentabilidade do dueto manutenção da viabilidade financeira dos sistemas de microgeração solar fotovoltaica e equilíbrio financeiro das distribuidoras, há a apresentação de três propostas. Para todas as propostas são apresentadas as expectativas de impacto financeiro (qualitativas ou quantitativas) sobre a viabilidade dos sistemas de microgeração. Para que as sugestões de conformação regulatória estivessem alinhadas com a realidade do setor elétrico, houve interação com a área de regulação técnica e comercial da concessionária de distribuição de energia do Estado da Bahia, assim como o aprofundamento teórico em teses e dissertações.

i. A implantação da tarifa binômica para microgeradores.

A apresentação do impacto sobre o payback dos sistemas de microgeração foi embasada nos estudos de Konzen (2016) sobre a possível imposição da tarifa binômica aos microgeradores de energia. De acordo com o citado autor, a implantação do novo modelo de tarifação faz como que o tempo de retorno dos investimentos dobre ou, seja superior ao tempo de vida útil do

equipamento do kit de geração a depender da área de concessão de cada distribuidora de energia. Apesar de, segundo Konzen (2016), a tarifa binômica não ser vantajosa para os microgeradores, ela propicia uma remuneração mais adequada às concessionárias pelo uso da rede de distribuição.

- ii. A restrição da compensação dos créditos gerados pela energia injetada na rede apenas sobre a parcela TE da tarifa.

A mensuração dos possíveis impactos financeiros causados pela implantação da restrição de compensação dos créditos gerados, através da injeção de energia na rede foi realizada utilizando os mesmos projetos dispostos na avaliação da adesão do microgerador à tarifa branca. A previsão de economia mensal considera apenas a parcela TE da tarifa e não, sua integralidade (TE+TUSD). Dessa forma, a concessionária de distribuição garantiria a arrecadação dos valores destinados a cobrir seus custos de O&M (Operação e Manutenção) das redes de distribuição de energia elétrica. O valor correspondente a TE utilizado neste trabalho está disposta na Resolução Homologatória nº2. 222 de 18 de abril de 2017, que homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2017, as Tarifas de Energia - TE e as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição - TUSD referentes à Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia.

Para os cálculos dos valores de economia mensal, devido à geração dos créditos, foi utilizado o software EXCEL. O cálculo do novo payback é análogo ao executado na aviação da adesão à tarifa branca, sendo a economia gerada pela microgeração tratada como entrada de fluxo de caixa (ou lucro) numa base de tempo anual.

- iii. A ampliação dos incentivos do governo através de subvenções, tendo como fonte de recursos, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e o PROINFA.

A avaliação da proposta de manutenção da expansão da microgeração baseada em subvenções do governo federal é realizada de forma qualitativa com a apresentação de duas fontes recursos financeiros de elevado orçamento. As contas tem como finalidade, promover a universalização do acesso à energia elétrica e, fomentar o uso e a pesquisa por fontes alternativas e renováveis. Desta forma, a utilização de tais recursos não ensejariam mudanças na legislação ou reformas substanciais nas regulamentações vigentes, bastando apenas enquadrar a microgeração solar fotovoltaica como fonte de energia incentivada, tornando-a passível do recebimento dos recursos já existentes.

O conjunto de propostas e as respectivas análises de viabilidade resultaram no capítulo conclusivo desta dissertação, configurado como um documento com caráter de contribuição pública, em que são apresentadas as demandas regulatórias tanto por parte das concessionárias de distribuição, quanto pelos microgeradores de energia (incluindo até mesmo, aqueles que

optaram pela microgeração eólica ou híbrida). O objetivo maior das propostas finais é o de garantir que a tecnologia de geração solar fotovoltaica mantenha sua trajetória de difusão (ou a amplie) e que o ônus gerado por essa difusão não sobrecarregue o caixa das distribuidoras, que por consequência, buscará reverter suas perdas nas revisões tarifárias, aumentando progressivamente o valor da tarifa para todos os consumidores, principalmente para aqueles que não adotaram a tecnologia, seja por restrição financeira ou por carência de acesso à informação.

## 2 MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ENERGIA

De forma elementar, a microgeração distribuída pode ser conceituada como sendo a geração distribuída de pequeno porte, essencialmente voltada para consumidores de energia atendidos em baixa tensão, que segundo a ANEEL (2010) através da REN 414/2010, é caracterizado por instalações atendidas em tensão inferior a 2,3 kV, com tarifa monômnia (ou seja, tarifadas apenas pelo consumo). Então, para que seja possível explanar sobre a microgeração, faz necessário entender o que é a geração distribuída.

De acordo com Bona e Ruppert (2004), a Geração Distribuída (GD) é uma forma estratégica de se instalar pequenas unidades geradoras (de poucos kW até algumas dezenas de alguns MW) próximas aos consumidores. Um dos principais objetivos da GD é a redução das perdas no transporte da energia até o consumidor, assim como, o melhor aproveitamento das fontes de energia existentes no local de consumo.

A GD é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos. (BARBOSA, 2013, p.2).

Para a EPE (2016), a geração distribuída é conceituada como sendo centrais de qualquer potência, conectadas à rede de transmissão de energia elétrica, que podem operar de forma isolada ou em paralelo ao sistema e que pode ser classificada em relação a diferentes aspectos, como localização e capacidade. O maior volume de ligações de projetos de geração distribuída está relacionado às instalações em Baixa Tensão (BT) e estas, de acordo com Souza (2014), se apresentam primordialmente em quatro modalidades: Microturbinas, Microcentrais Hidrelétricas, Aerogeradores de pequeno porte e Painéis Solares Fotovoltaicos. Regulamentada pela Resolução ANEEL 482 de 2012, a geração distribuída de energia elétrica pode ser classificada de acordo com sua potência instalada e deve utilizar fontes de geração com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. São duas as formas de geração distribuída: micro e minigeração.

Segundo Barbosa (2013) e INEE (2001), a geração distribuída apresenta como principais vantagens: (a) aumento da confiabilidade do suprimento aos consumidores próximos à geração local, por adicionar fonte não sujeita a falhas na transmissão e distribuição; (b) qualidade e confiabilidade superiores do abastecimento por meio de tecnologias de GD, pois seu sistema não aceita variações de frequência e/ou tensão; (c) contribuição para o aumento do *mix* da geração, levando a um maior segurança do suprimento energético e; (d) redução das

perdas na transmissão e dos respectivos custos, e adiamento no investimento para reforçar o sistema de transmissão.

Mas, a geração distribuída também apresenta desvantagens, principalmente no que tange ao aumento dos custos e complexidade do sistema de distribuição. Como principais pontos de desfavorabilidade, têm-se: (a) maior complexidade no planejamento e na operação do sistema elétrico; (b) maior complexidade nos procedimentos e na realização de manutenções; (c) possível redução do fator de utilização das instalações das concessionárias de distribuição, o que pode aumentar o preço médio de fornecimento; (d) maior complexidade administrativa, contratual e comercial. Nota-se que as principais vantagens da geração distribuída são relativas ao aumento de benefícios ao consumidor e ao sistema de transmissão de energia, enquanto as desvantagens oneram o setor de distribuição de energia elétrica.

Sobre a microgeração de energia, de acordo com a Resolução ANEEL 482 de 2012, a microgeração de energia é a central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW. Para ser considerada minigeração, a potência instalada deve ser superior a 100kW e menor ou igual a 1MW. Segundo a ANEEL (2016), a geração distribuída é caracterizada pela instalação de geradores de pequeno porte, normalmente a partir de fontes renováveis ou mesmo utilizando combustíveis fósseis, localizados próximos aos centros de consumo de energia elétrica.

A microgeração de energia é uma atividade que já se encontra em estágio de maturidade em alguns países europeus, como a Alemanha, em que os incentivos à geração de energia com base em fontes renováveis, mais especificamente, a solar, possibilitaram o país a registrar a incrível marca de, 50,6% da demanda por eletricidade ser suprida por painéis fotovoltaicos, segundo Costa (2014). A Alemanha é o quarto mercado do mundo para a energia solar e recentemente, em 2016, teve sua capacidade instalada de produção solar superada pela China, com uma base de 43 gigawatts no final de 2015.

## 2.1 A ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA E SEU USO NA MICROGERAÇÃO

De acordo com Proença (2007), o sonho de aproveitar a energia que nos é fornecida pelo Sol para nosso uso não é novo. Segundo Tolmasquim (2016), a energia proveniente do Sol foi utilizada pelo homem ao longo de toda sua história. Através desta energia foram supridas necessidades básicas de aquecimento, iluminação e alimentação (via fotossíntese e cadeias alimentares). Segundo Carvalho (2010), desde os tempos antigos o homem utiliza o sol, não apenas para usufruir do seu calor e luz diretos. Ainda de acordo com Carvalho (2010), na

antiguidade, as civilizações gregas e romanas conseguiram de forma eficiente, adaptar suas arquiteturas com o objetivo de desfrutar da capacidade de aquecer e iluminar espaços interiores, construindo as partes mais importantes de suas casas voltadas para o sul.

No entanto, o uso do Sol como fonte direta para a produção de eletricidade é relativamente recente, datando de meados do século XIX. Segundo Machado (2014), em 1839, Edmond Becquerel, um físico francês, observou que duas placas metálicas (platina ou prata), quando imersas em um eletrólito líquido, produziam uma pequena diferença de potencial quando expostas à luz solar e, a tal fenômeno deu-se o nome de efeito fotovoltaico. Segundo Martins (2017), em 1877, W. G. Adams e R. E. Day desenvolveram o primeiro dispositivo sólido de produção de eletricidade por exposição à luz, a partir do selênio. Em 1883, Charles Fritts, um inventor americano, construiu a primeira bateria solar feita com folhas de selênio. Em 1954, a produção de eletricidade através da utilização de módulos solares teve a sua origem nos Estados Unidos da América, com a primeira célula solar preparada a base de silício, desenvolvida por cientistas da Bell Labs.

Para Tolmasquim (2016), atualmente há duas tecnologias para geração de eletricidade a partir da energia solar, são elas: a fotovoltaica, que consiste na conversão direta da luz em eletricidade; e a heliotérmica, que é uma forma de geração termelétrica, na qual um fluido é aquecido a partir da energia solar para produzir vapor. Dentre as tecnologias citadas, a mais utilizada para geração de energia elétrica através da energia solar são os sistemas fotovoltaicos, sendo esta tecnologia utilizada no desenvolvimento desta dissertação.

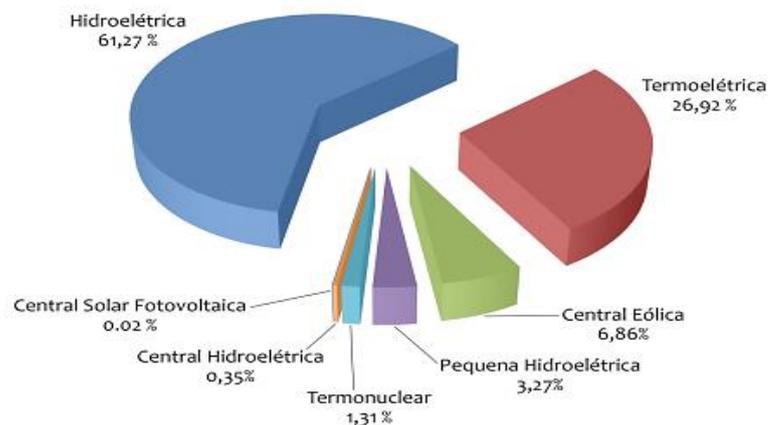
Esses sistemas são capazes de gerar energia elétrica através das chamadas células fotovoltaicas, feitas de materiais capazes de transformar a radiação solar diretamente em energia elétrica através do chamado “efeito fotovoltaico”. Atualmente, segundo Machado (2015), o material mais utilizado para a produção das células fotovoltaicas é o silício, que pode ser: amorfo, poli ou monocristalino. Vastamente utilizada nos países europeus como a Alemanha, a energia solar fotovoltaica ainda é muito pouco explorada no Brasil, em função do (ainda) custo elevado de implantação. Trata-se de uma fonte de energia limpa e apresenta inúmeras vantagens, principalmente em países como o Brasil, onde as taxas de irradiação solar são atrativas na maioria das regiões, durante todo o ano.

Sobre um dos países referência na geração de energia solar, segundo Cabello e Pompermayer (2013), a Alemanha era em 2013 o país com a maior potência instalada de sistemas fotovoltaicos para a geração de energia elétrica, seguida por Japão, Estados Unidos e Espanha, que também possuem capacidades instaladas consideráveis. Segundo Silva (2015), a produção primária de energia solar por painéis fotovoltaicos aumentou 395% entre 2003 e 2013

e a capacidade mundial instalada já atingiu 139 GWp. A dimensão do crescimento da produção de energia com base em fonte solar pode ser compreendida, quando a comparamos ao crescimento da produção total de energia, que no mesmo período, cresceu 17%.

O crescimento da energia solar apenas é ofuscado pelo da energia eólica, cuja expansão baseada em parques e grandes usinas têm proporções vultosas. Ainda de acordo com Silva (2015), o crescimento da fonte solar também pode ser explicado pela consolidação da indústria fotovoltaica, pois segundo Câmara (2016), dados indicam que no ano de 2015, no mundo, cerca de U\$67,4 bilhões foram investidos em projetos de geração distribuída de pequeno porte, principalmente em sistemas fotovoltaicos. No Brasil, a energia solar ainda representa apenas mínimos 0,02% da matriz energética nacional, conforme apresentado pela Figura 1. Entretanto, fatores como a queda dos custos da tecnologia, políticas de incentivo e a criação de mecanismos de financiamentos atrativos podem (e precisam) ofertar maior a energia solar fotovoltaica.

Figura 1 - Matriz energética brasileira em maio/2017

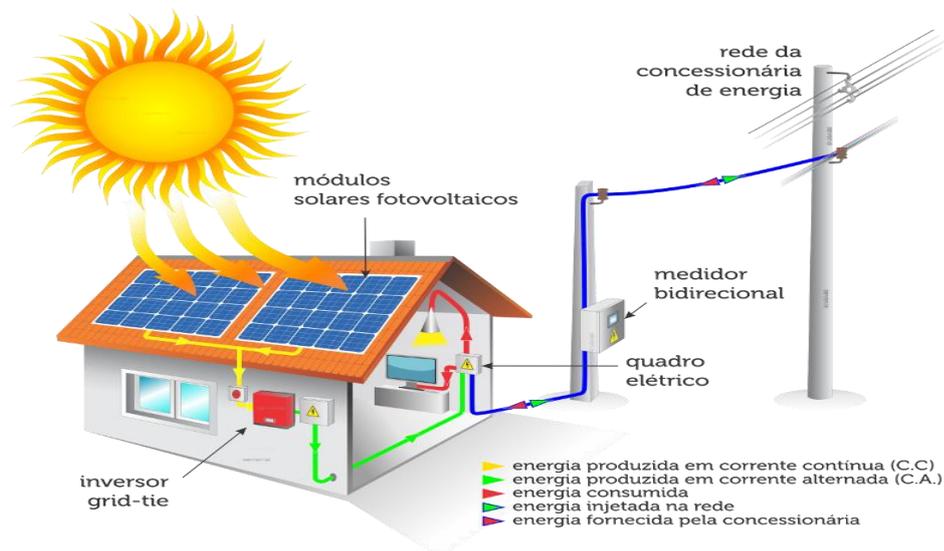


Fonte: INPE (2017, p.13).

A Figura 2 ilustra um sistema de microgeração distribuída com base na fonte solar fotovoltaica. A necessidade de um inversor deve-se ao fato de que a energia gerada pelos painéis é em corrente contínua (CC), mas, por padrão, o fornecimento de energia (assim como a arquitetura de todo o sistema de distribuição) é baseado em corrente alternada (CA). O medidor bidirecional é necessário para a medição da energia consumida pela rede, assim como da energia injetada pelo sistema de microgerador. Nota-se num sistema de geração distribuída (*on-grid*) a ausência do banco de baterias, essencial para os sistemas isolados (*off-grid*). Esse “detalhe” promoveu uma redução substancial nos preços dos sistemas de geração solar fotovoltaica, pois, no modelo distribuído, a rede de distribuição funciona com uma bateria virtual, ao passo que injeta a energia excedente e, a partir do momento em que não há geração,

a instalação solicita da rede convencional, a energia necessária para o abastecimento da unidade de consumo.

Figura 2 - Esquema de microgeração distribuída solar fotovoltaica



Fonte: Sevenia (2017).

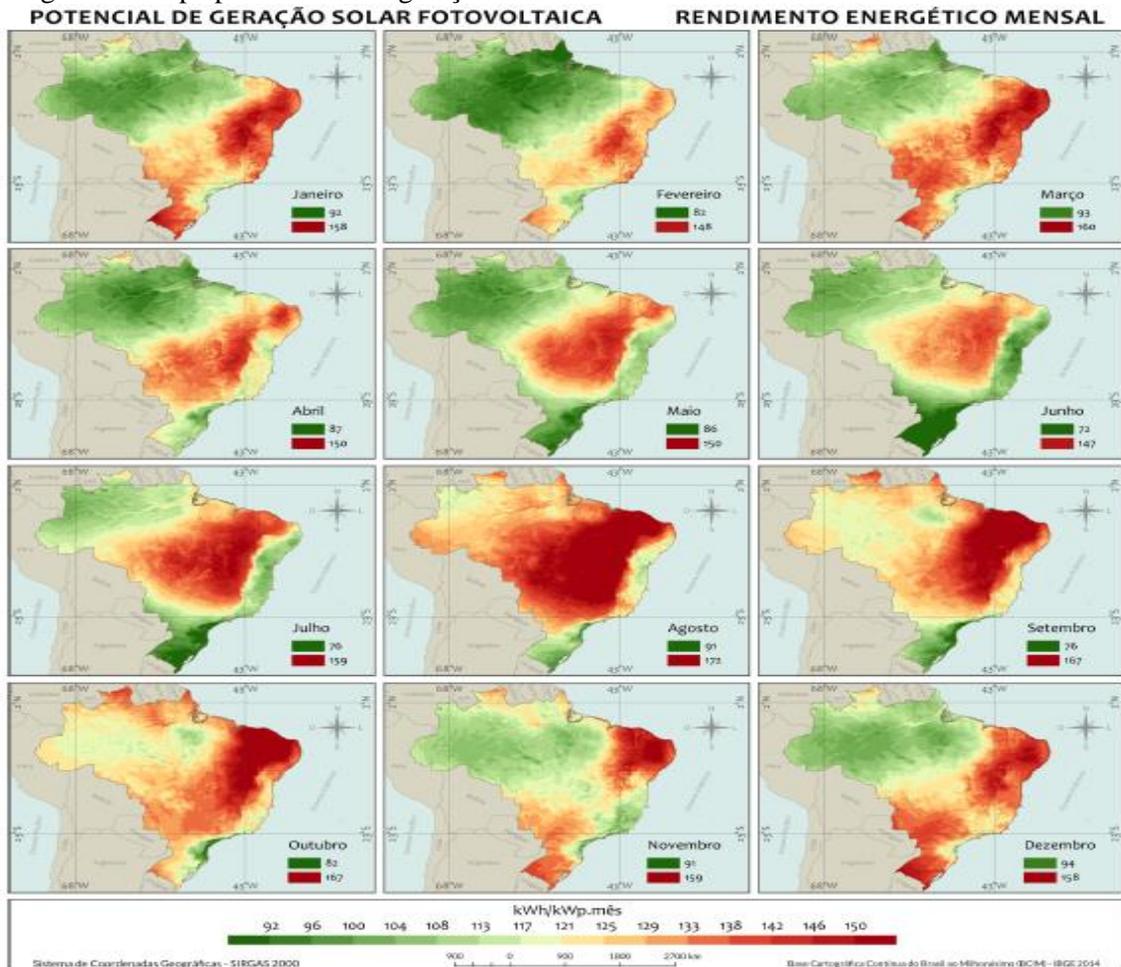
## 2.2 POTENCIAL BRASILEIRO PARA MICROGERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Não apenas trecho da carta escrita por Pero Vaz de Caminha no ano de 1500, a expressão “dar-se-á nela tudo”, popularmente editada para “em se plantando, tudo dá” retrata muito bem, o potencial energético brasileiro, principalmente aquele relacionado à energia solar. O potencial para geração de energia elétrica com base na fonte solar no Brasil é extremamente promissor. Dados expostos por Silva (2015) mostram que a menor irradiação global no Brasil é de 4,25 kWh/m<sup>2</sup> (no litoral norte de Santa Catarina) e a maior é de 6,5 kWh/m<sup>2</sup> (norte da Bahia), de tal forma que, a irradiação solar global incidente em qualquer região do território brasileiro varia de 4.200 a 6.700 kWh/m<sup>2</sup> /ano.

Os níveis de irradiação verificados no Brasil são muito superiores aos verificados em outros países, como por exemplo: na Alemanha (900 a 1.250 kWh/m<sup>2</sup> /ano); França (900 a 1.650 kWh/m<sup>2</sup> /ano) e na Espanha (1.200 a 1.850 kWh/m<sup>2</sup> /ano). Segundo Tolmasquim (2016), a posição geográfica do Brasil no Globo o favorece elevados índices de irradiação em quase todo o território nacional, fazendo com que o país seja um dos poucos a apresentar bons níveis de irradiação, mesmo no inverno. De acordo com o Atlas Brasileiro de Energia Solar divulgado pelo INPE (2017), o Brasil é privilegiado no que diz respeito ao potencial de geração solar fotovoltaica, conforme apresentado na Figura 3, em que é possível ter ciência do grande

potencial brasileiro, principalmente na região Nordeste e, em especial, no Estado da Bahia que é foco das avaliações deste trabalho.

Figura 3 - Mapa potencial microgeração distribuída solar fotovoltaica



Fonte: INPE (2017, p.60).

Reflexo do crescimento econômico e das transformações nos hábitos do consumo de energia de sua população, o Brasil vivencia nas últimas três décadas, um aumento exponencial na demanda por energia elétrica, em todos os setores econômicos, principalmente na classe residencial. A classe ou setor residencial, alvo do estudo desta dissertação, apresentou sucessivos crescimentos anuais que refletiram diretamente nas mudanças dos hábitos de consumo da população brasileira. Segundo dados da ANEEL (2002), em 2001, o setor residencial era responsável pelo segundo maior segmento consumidor de energia do país, respondendo por aproximadamente 26% do consumo nacional, contra 21% no ano de 1983. Em 2014, de acordo com o Anuário Estatístico de Energia Elétrica, publicado pela EPE (2015), o crescimento do consumo de energia também foi liderado pelo setor residencial, que apresentou expansão de 6% em relação ao ano anterior. O contínuo crescimento do consumo de energia

elétrica na classe residencial também foi percebido nas projeções de demanda da EPE (2016), quando foi registrado um crescimento de aproximadamente 5,7% em 2015 em relação ao ano de 2014.

O contínuo e expressivo crescimento da demanda de energia, aliado às severas transformações nos modelos de consumo corroboram a inegável necessidade de diversificação da matriz energética, não apenas por um mero apelo ambiental (no que tange a geração advinda de fontes renováveis e de baixo impacto ao meio ambiente), mas, e principalmente, por uma questão de segurança energética. Entretanto, tal diversificação requer grandes alterações na estrutura do atual modelo do setor elétrico brasileiro. Corroborando a ideia da mudança, de acordo com Zubiria (2016), ao longo dos últimos anos, verificou-se o início de um processo de profundas mudanças tecnológicas no setor elétrico, tendo como característica mais visível deste processo o ciclo expansionista de fontes renováveis e alternativas na matriz elétrica.

O dueto oferta versus demanda de energia elétrica no Brasil está bastante desafinado e uma diversificação na matriz energética brasileira, que garanta segurança energética ao país é assunto de primeira importância. São incontestáveis e benéficas as ações para a expansão da geração de energia eólica e solar ou híbridas, mas, tais ações são suficientes para garantir energia disponível a toda demanda? Nesse contexto, faz-se necessária a aplicação de soluções viáveis e perenes e, de acordo com a EPE (2016), o papel do consumidor final é fundamental para a redução da necessidade de expansão do setor elétrico brasileiro no longo prazo. Na nova realidade, a atuação do consumidor final deixa de ser meramente passiva e este passa a se inserir num cenário de consumidor-gerador, numa esfera que envolve ações de eficiência energética e de geração distribuída. Entretanto, para que o consumidor possa autoproduzir a energia necessária ao atendimento de sua demanda, faz-se necessário que o governo e o órgão regulador do setor elétrico, regulamentem a atuação do consumidor-gerador através de resoluções normativas que chancelem a atividade da microgeração distribuída de energia.

## 2.3 REGULAMENTAÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

### 2.3.1 A Resolução Normativa ANEEL 482 de 2012

As questões regulatórias pautadas no uso de novas tecnologias na matriz energética, com foco na micro e na minigeração distribuídas de energia elétrica, já apresentaram avanços consideráveis. Em 17 de abril de 2012, entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012, que permite ao consumidor brasileiro, gerar sua própria energia elétrica a partir de

fontes renováveis e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade. A Resolução ANEEL 482 de 2012 estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica.

Segundo a ANEEL (2014), o objetivo da REN 482/2015 é o de reduzir as barreiras para a conexão de pequenas centrais geradoras na rede de distribuição (desde que utilizem fontes renováveis de energia ou cogeração com elevada eficiência energética). Segundo Freitas e Holanda (2015), a REN 482/2015 abriu uma oportunidade ao consumidor de energia elétrica brasileiro, que passou a poder gerar sua própria energia. No período que antecedeu a publicação da REN 482/2015, o indivíduo que apresentasse o interesse em produzir instalar um sistema de geração, seja em sua residência ou local de trabalho para abastecer o total do seu autoconsumo, e que dependesse de uma fonte de energia intermitente, como solar ou eólica, teria que dispor de um sistema de estocagem de energia, o que devido aos altos custos das baterias de armazenamento de energia, tornavam os projetos de microgeração economicamente inviáveis.

De acordo com Freitas e Holanda (2015), com a REN 482/2015, o sistema de estocagem é a própria rede de distribuição que abastece convencionalmente a unidade consumidora, de tal forma que, se houver superprodução, o excedente de energia gerado é injetado na rede, gerando créditos para abatimento nas faturas de energia elétrica por um período de 36 meses. Com isso, a microgeração residencial tornou-se um projeto técnico e economicamente viável.

### **2.3.2 A Resolução Normativa ANEEL 687 de 2015**

A Resolução ANEEL nº 687 de 2015 foi publicada após a realização da Audiência Pública nº 026/2015 entre os dias 7 de maio e 22 de junho de 2015, cujo objetivo era o de obter subsídios para o aprimoramento da proposta que revisa a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012 e a Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST (que trata do acesso da micro e mini geração distribuída ao sistema de distribuição de energia elétrica. A REN 687/2015 apresentou grandes avanços para a microgeração de energia, principalmente em relação aos benefícios ofertados aos microprodutores, como por exemplo: ampliação do prazo para compensação da energia excedente injetada no sistema de 36 para 60 meses; possibilidade de compensação da energia em outras unidades de consumo, ou seja, extinguiu a exclusividade da compensação no ponto de geração.

Em relação às distribuidoras de energia, a conta ficou mais pesada, pois com a publicação da REN 687/2015, ficou a cargo das distribuidoras o custo referente à adequação do

sistema de medição do projeto de microgeração apresentado pelo cliente, além disso, todas as adequações necessárias ao sistema de distribuição, como a implantação e expansão de redes inteligentes (*smart grid*) também ficaram na conta de responsabilidade da distribuidora. Para o consumidor, a REN 687/2015 foi um fator de incremento na viabilidade dos projetos de microgeração, mas, para as distribuidoras, as alterações apresentadas pela REN 687/2015 serviram para potencializar as possibilidades de perda de receita e necessidade de aumento nos investimentos na rede.

## 2.4 MEDIDAS DE INCENTIVO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A REN 482/2012 destravou uma série de outras ações governamentais de incentivo a microgeração de energia. Uma dessas ações é o Projeto de Lei do Senado (PLS) nº 28 de 2014, que visa alterar a Lei nº 10.438/2002, para garantir incentivos à autoprodução de energia elétrica a partir da microgeração e minigeração distribuída. O PLS 48/2014 tem por objetivo, autorizar a União a conceder crédito especial, por intermédio dos bancos oficiais, para aquisição de equipamentos e instalação para a autoprodução de energia elétrica a partir da mini e microgeração distribuída, que utilizem fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada.

Em 2015, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ), órgão vinculado ao Ministério da Fazenda publicou o Convênio ICMS 16, que autoriza a concessão pelos estados da federação, a conceder isenção de ICMS nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, sujeitas a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica de que trata a Resolução Normativa nº 482, de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Com a isenção do ICMS sobre a energia injetada na rede, o estado resolve o problema da bitributação na geração de energia elétrica, quando da mini ou microgeração distribuída. Até o início do ano de 2016, quinze estados brasileiros já haviam adotado o convênio e deixaram de cobrar ICMS nas operações de compensação de energia.

Em dezembro de 2015, a Comissão de Ciência e Tecnologia do Senado (CCT) aprovou o PLS nº 204/2014, que tem por objetivo, obrigar as concessionárias de energia elétrica a investir em projetos de microgeração distribuída. O foco do projeto é ajudar a alavancar a geração de energia elétrica pelos consumidores, aprimorando a Lei nº 9.991 de 2000, que determina a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento em eficiência energética por parte das empresas concessionárias do setor de energia elétrica. O projeto ainda prevê que a maior parte dos projetos seja voltada para os consumidores favorecidos pela Tarifa

Social de Energia Elétrica (TSEE), conhecidos com Baixa Renda. Segundo Freitas e Holanda (2015), além dos PLS nº 28 e 204, ambos de 2014, ainda tramitam projetos de lei no Senado para o incentivo a microgeração distribuída, como o PLS 317/2013, que isenta o imposto sobre a importação dos equipamentos e componentes de geração elétrica de fonte solar, e o PLS 167/2013, que reduz alíquotas de tributos incidentes em painéis fotovoltaicos e similares.

O ano de 2015 foi um grande divisor de águas para a microgeração distribuída de energia elétrica, devido a fatores críticos que influenciaram fortemente no deslanche da alternativa de geração, segmentados em três contextos: no regulatório, com a revisão da REN 482/2012 pela REN 687/2015, ampliando os prazos para compensação da energia gerada e injetada no sistema elétrico; no político, com o Convênio 16/2015 para isenção de ICMS sobre a energia injetada na rede, resolvendo o problema da bitributação da geração distribuída e a aprovação do PLS nº 28 de 2014, que autoriza a União a conceder crédito especial para aquisição de equipamentos e instalação para a autoprodução de energia elétrica, seja solar, eólica ou biomassa; no contexto econômico, diante de três reajustes de tarifa de energia elétrica, bandeiras tarifárias (criadas para o pagamento do uso das termoeletricas) e a perspectiva de nova revisão tarifária pela ANEEL, que estão reduzindo sensivelmente o *payback* dos investimentos na microgeração distribuída.

No período que antecedeu a publicação da REN 482/2015, o indivíduo que apresentasse o interesse em produzir e instalar um sistema de geração, seja em sua residência ou local de trabalho para abastecer o total do seu autoconsumo, e que dependesse de uma fonte de energia intermitente, como solar ou eólica, teria que dispor de um sistema de estocagem de energia, o que devido aos altos custos dos painéis, inversores e baterias de armazenamento de energia, tornavam os projetos de microgeração economicamente inviáveis. Com a REN 482/2012, de acordo com Freitas e Holanda (2015), o sistema de armazenamento da energia gerada passa ser a própria rede de distribuição que abastece convencionalmente a unidade consumidora, de tal forma que, se houver superprodução, o excedente de energia gerado é injetado na rede, gerando créditos para abatimento nas faturas de energia elétrica por um período de 36 meses (com a REN 687/2015, este prazo foi dilatado para 60 meses).

Com as REN 482/2012 e a REN 687/2015, a microgeração residencial tornou-se um projeto técnico e economicamente viável. Adicionalmente, o microgerador que antes arcava com os custos da compra do medidor de energia bidirecional de dois quadrantes (equipamento adequado para a medição de energia elétrica injetada na rede) e do Dispositivo de Seccionamento Visível (DSV), que em 2013, segundo Montenegro (2013) eram orçados em aproximadamente de R\$ 1.000,00, após a revisão da 482/2012 pela REN 687/2015, o custo para

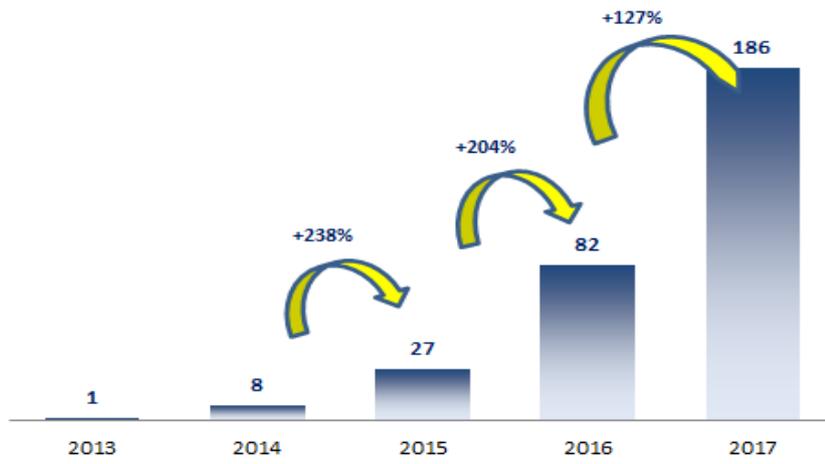
aquisição destes equipamentos passou a ser responsabilidade das distribuidoras, tornando o projeto de microgeração distribuída de energia ainda mais atrativo, vantajoso e rentável.

Segundo Castro (2016), após a publicação da REN 482/2012, o número de consumidores com micro ou minigeração distribuída em 2015 é aproximadamente quatro vezes maior do que o registrado no ano de 2014. Em abril de 2016, o volume de conexões de micro e mini geradores já era de 2.983. Do total de conexões, 98% são relativas a geração com base em fonte solar fotovoltaica e destes, 79% pertencem a classe residencial de consumidores. O elevado percentual da participação solar na microgeração evidencia dois aspectos muito importantes sobre outra fonte de energia renovável, a eólica. Apesar do potencial promissor, a “energia dos ventos” conta com: pouca disseminação da geração eólica de pequeno porte e a elevada carência de incentivos para projetos de micro geradores residenciais. Segundo Lima (2015), outro fator provável para o relativo desinteresse pela microgeração eólica pode ser, provavelmente, em função de possíveis desconfortos visuais e sonoros em comparação com as placas solares, que são mais discretas, visual e sonoramente.

A união do amparo regulatório com as medidas de incentivo econômico, no caso da isenção de ICMS sobre a energia injetada na rede, assim como da isenção ou redução de impostos sobre painéis solares e outros equipamentos necessários à microgeração distribuída de energia, pode fazer com que, segundo Lima (2015), o retorno do investimento que, atualmente gira em torno de 8 a 10 anos, a depender da região do país, seja abreviado em aproximadamente seis meses, convertendo o investimento inicial em rendimentos de forma mais rápida. O evento que uniu o amparo regulatório, político e econômico, segundo Castro (2016), possibilitou que, a ANEEL estimasse em 1,2 milhão, o número de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaica até 2024.

Enquanto, segundo os dados de Castro (2016), o volume de conexões com geração distribuída geradores era de 2.983, de acordo com a ANEEL (2018), até dezembro/2017 apenas na classe residencial, o Brasil já contava com 17.628 unidades consumidoras com microgeração. Ainda segundo dados da ANEEL (2018), o crescimento do número de conexões na Bahia após a publicação da REN 482/2012 foi expressivo, com crescimentos anuais superiores 200%.

Figura 4 - Histórico anual de conexões na Bahia até dez/2017



Fonte: Elaboração da autora desta dissertação com base nos dados da ANEEL (2018).

### 3 A EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

#### 3.1 EVOLUÇÃO DOS PREÇOS DOS SISTEMAS DE GERAÇÃO

Os custos dos sistemas fotovoltaicos apresentaram uma trajetória descendente nas últimas três décadas, sendo esta significativa redução, um fator crucial para a maior adesão dos consumidores à microgeração de energia. Desde sua invenção, em 1950, a redução foi de mais de 100 vezes, superior a de qualquer outra tecnologia no período. Apesar de Santos (2014) relatar que os atuais custos de implantação da GD ainda são muito elevados, há forte tendência na redução de preços em função do aumento do número de consumidores que decidiram gerar sua própria energia, além da redução dos preços dos equipamentos necessários via redução de impostos e tributos, tendo em vista que a geração distribuída está no foco do planejamento energético brasileiro como alternativa ao atendimento da demanda de energia, nos pilares sustentáveis, ou seja, a custos sociais, ambientais e economicamente viáveis.

Rodríguez (2002) apresenta em seus estudos de viabilidade financeira, um kit instalado de microgeração com capacidade de 2kWp por R\$32.200,00 no Brasil, conforme disposto na Tabela 1. Passados menos de duas décadas (2000 – 2017), o preço do kit instalado de mesma capacidade pode ser adquirido por valor inferior à metade do preço, pois já é possível adquirir um sistema semelhante por aproximadamente R\$15.000,00 (valor do kit instalado pela empresa paulista Neosolar, especialista em sistemas de geração solar). Considere que, no período compreendido entre 2000 a 2012 sequer havia regulamentação da geração distribuída no país, ou seja, a drástica redução do preço do sistema de microgeração solar fotovoltaica ocorreu nos últimos cinco anos, influenciada pela regulamentação, divulgação da GD e suas tecnologias e principalmente das políticas de incentivo do governo.

Tabela 1 - Potência e custo de SFCR instalado

Potência do SFCR	2 kWp
Preço <i>turnkey</i> da instalação	US\$ 14.000; R\$ 32.200 <sup>50</sup>
Produção energética anual do SFCR	2.788 kWh

Fonte: Adaptado de Rodríguez (2002, p.92).

Corroborando os preços apresentado como atuais, Montenegro (2013) apresenta valores dos preços praticados no mercado em 2013, em que, o valor médio era de R\$7,00 /Wp (considerando o sistema instalado). Segundo os dados apresentados por Konzen (2014), expostos na Tabela 2, a expectativa é que até 2023, o preço do Wp instalado seja inferior a

R\$4,00 acarretando desta forma, uma redução de aproximadamente 43% no custo do kit solar fotovoltaico.

Tabela 2 - Perspectiva do custo dos sistemas fotovoltaicos

Ano	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
<b>Custo SFV (RS/Wp)</b>	7,00	6,55	6,13	5,73	5,36	5,01	4,69	4,39	4,25	4,11	3,97

Fonte: Konzen (2014, p.65).

De acordo com Konzen (2014), a perspectiva de redução do custo dos sistemas fotovoltaicos até 2020 será de 6,45% para a classe residencial, conforme apresentado na Tabela 3. Na próxima década (2021 – 2030), considerando as projeções de difusão da microgeração fotovoltaica e sua prevista curva de maturidade, as perspectivas de redução são mais retraídas. O mesmo comportamento de retração é percebido no período entre 2031-2050, em que se considera que a microgeração distribuída de energia já esteja em elevado grau de difusão.

Tabela 3 - Perspectiva de redução anual de custos dos sistemas fotovoltaicos

	2011-2020	2021-2030	2031-2050
<b>Residencial</b>	-6,45%	-3,26%	-1,55%
<b>Comercial</b>	-6,03%	-3,34%	-1,69%
<b>Centrais</b>	-7,64%	-2,38%	-1,43%

Fonte: Konzen (2014, p.65).

A redução dos preços dos sistemas de geração solar fotovoltaica, associado a uma política de incentivos (sistema de compensação de energia gerada, financiamentos e redução de impostos), impacta diretamente no tempo de retorno do investimento nessa modalidade de geração. De acordo com Rodriguez (2002), no ano 2000, o payback de um sistema de baixa potência (2kWp) para um consumidor da classe residencial era de 45 anos, o que tornava o investimento inviável financeiramente, considerando que, segundo Montenegro (2013), os sistemas de geração solar fotovoltaica possui vida útil de 25 anos.

Tabela 4 - Custo de um SFCR instalado em 2002

Potência do SFCR	2 kWp
Preço <i>turnkey</i> da instalação	US\$ 14.000; R\$ 32.200 <sup>50</sup>
Produção energética anual do SFCR	2.788 kWh
Consumo médio anual	2.665 kWh
Excedente energético ( <i>NEG</i> )	123 kWh
Tarifa para o consumidor residencial	0,25596 R\$/kWh
Faturamento do consumidor que não possui um SFCR	R\$ 682,13 (débito)
Faturamento do consumidor que instalou um SFCR de 2kWp	R\$ 31,48 (crédito)
Benefício para o consumidor com SFCR (anual)	R\$ 713,62
<i>Payback</i>	45 anos

Fonte: Rodríguez (2002, p.92).

Considerando a projeção de redução dos custos dos sistemas de microgeração fotovoltaica, de acordo com Konzen (2014), estima-se que até 2023 o tempo de retorno do investimento caia praticamente pela metade em todas as regiões do Brasil, com enfoque para o Sudeste, devido ao maior volume de consumidores potenciais (justificado pelo elevado número populacional e maior nível de renda) e ao Nordeste pela conjunção do aumento da renda da população e das ótimas condições climáticas para geração de energia solar fotovoltaica (em especial os Estados da Bahia e Pernambuco, com níveis elevados de irradiação solar durante todo o ano) aumentando assim a atratividade do investimento.

Sobre a contínua redução dos custos dos sistemas de microgeração solar fotovoltaica no Brasil, segundo o Canal Energia (2017), atualmente, o custo de sistemas solares residenciais no Brasil já se encontra, em média, na mesma faixa que em mercados como Estados Unidos e Chile. A informação baseada no Relatório “O Mercado Brasileiro de Geração Distribuída Fotovoltaica”, produzido pelo Instituto de Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina e pela Câmara de Comércio Brasil-Alemanha do Rio de Janeiro.

O estudo mostra ainda que o preço médio de um kit de microgeração solar fotovoltaica no Brasil para sistemas de 5kWp apresentou redução de aproximadamente mil reais em apenas um ano (comparação 2016-2017). De acordo com o Canal Energia (2017), o custo total de instalação de um sistema de energia solar para uma residência de classe média com quatro moradores varia de R\$ 16 mil a R\$ 23 mil, dependendo do estado em que está localizada a unidade consumidora e das dimensões do sistema.

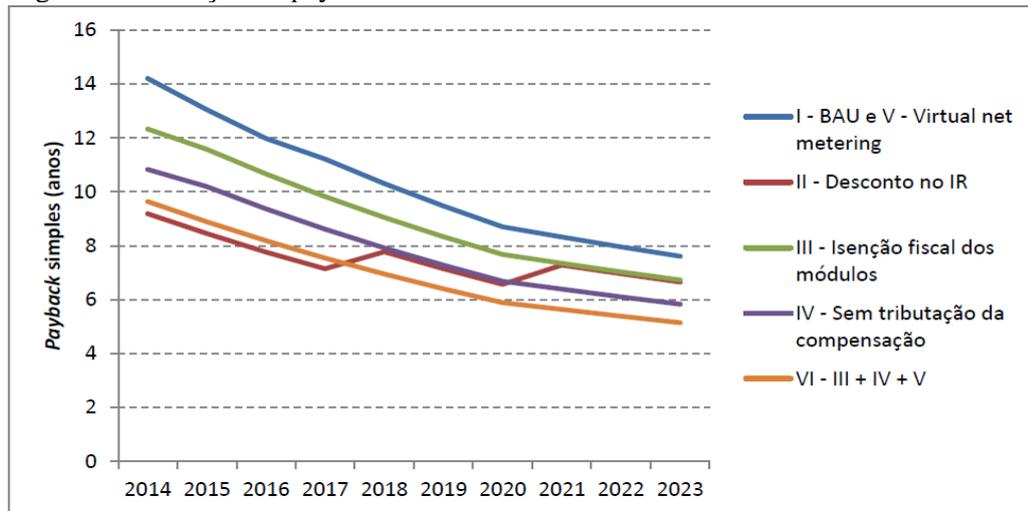
Segundo as projeções de Konzen (2014), canceladas pela ANEEL (2015), no cenário menos otimista, denominado pelo autor como BAU (*Business as Usual*), i.e, com base na

manutenção da regulação atual (no caso, em 2014) e sem nenhum incentivo econômico, o *payback* simples de um kit instalado de microgeração solar fotovoltaica será inferior a oito anos até 2023. No gráfico apresentado na Figura 5 evidencia com clareza o quanto, medidas de incentivos econômicos e fiscais contribuem significativamente para a redução dos preços dos sistemas de microgeração e, por consequência da redução tempo de retorno do investimento.

Os cenários apresentados na Figura 5 representam as possíveis formas de incentivo à microgeração além do BAU (Business as Usual). No gráfico é possível perceber o quanto a influência das ações governamentais de incentivo é relevante na difusão e expansão da microgeração distribuída. Além do cenário BAU, Konzen (2014) estuda quatro cenários de possíveis incentivos governamentais e apresenta os valores de *payback* simples (aquele utilizado em avaliações elementares de investimentos) relativos à aplicação de cada um deles. No cenário II, não há alteração na regulação vigente, mas, há um desconto no IR de 30% nos primeiros anos, sendo diminuindo gradualmente ao longo da década. No cenário III também não há mudanças na regulação, entretanto, os módulos solares fotovoltaicos serão isentos de PIS e COFINS no período de 10 anos (2014-2023), perfazendo uma redução de 17,5% nos preços dos kits instalados.

No cenário IV, trabalha-se com a extinção do imposto sobre a energia injetada na rede (Convênio ICMS 6 do CONFAZ). Tal convênio configurou-se como uma explícita forma de bitributação. Até o final do primeiro semestre de 2017, mais de 20 Estados brasileiros já haviam abolido a tributação, como forma de incentivar a implantação de unidades microgeradoras de energia. No último cenário elucubrado por Konzen (2014), considerado o mais otimista, pois confluem todos os cenários de incentivos ora vistos, além de considerar a possibilidade do *Virtual Net Metering* (compensação virtual de energia gerada injetada), regulamentada pela REN 687/2015.

Figura 5 - Evolução do payback médio no Brasil do investimento em SFV residencial



Fonte: Konzen (2014, p.82).

### 3.2 PROJEÇÕES DE MERCADO POTENCIAL E ADOTANTES DO SFCR

Para estimar o mercado de potenciais clientes microgeradores de energia elétrica fotovoltaica, a ANNEL (2015), baseada nos estudos de Konzen (2014), usou como premissa básica o nível de renda do responsável pelo domicílio (baseado em dados divulgados pelo último Censo divulgado pelo IBGE em 2010), de tal forma que, utiliza o valor de cinco salários mínimos para selecionar o mercado potencial, isto é, renda maior que R\$ 3.620,00, segundo o salário mínimo de 2014 ou R\$4.770,00, considerando o salário mínimo atual.

Ainda sobre a metodologia utilizada por Konzen (2014) para estimar o rol de potenciais microgeradores, esta também considerou como premissas os seguintes determinantes: domicílios do tipo casa e casa de vila que sejam próprias e com telhado; potência média instalada de um sistema residencial o valor de 3kWp (potência mais frequentemente instalada em residências); evolução dos custos dos kits de microgeração fotovoltaica a partir do custo de 2013 (R\$ 7,00/Wp) e a taxa anual de redução dos custos totais, divulgada pelo IEA (2012).

Segundo estimativas de Konzen (2014), com a manutenção do disposto na REN 482/2012, espera-se que em 2023, o mercado de instalações potencialmente aderentes à microgeração distribuída alcance a marca de aproximadamente 8,5 milhões de residências. Numa avaliação regionalizada, os maiores mercados potenciais estão concentrados nas regiões sudeste e sul (devido a maior faixa de renda) e nos Estados da Bahia e Pernambuco (devido às condições climáticas favoráveis), conforme exposto na Tabela 5.

Tabela 5 - Mercado potencial para microgeração de energia solar fotovoltaica

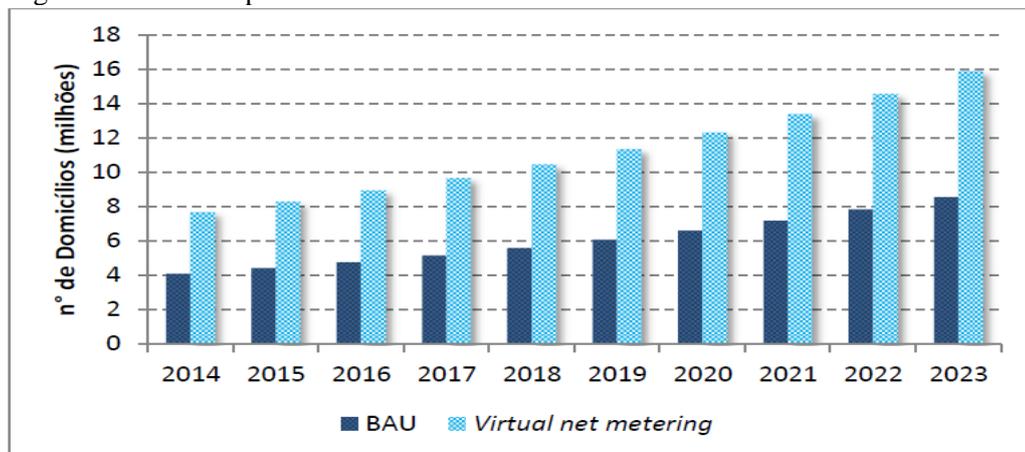
Distribuidora	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
AMPLA	154	165	178	191	205	220	236	253	271	291
BANDEIRANTE	92	96	99	103	107	111	115	119	124	128
CEEE-D	187	220	260	306	361	426	503	593	699	825
CELESC-DIS	191	209	229	250	274	300	328	359	393	430
CELG-D	114	121	129	136	145	153	163	172	183	194
CELPE	117	127	138	150	163	177	192	209	227	246
CEMIG-D	432	481	535	595	662	737	820	912	1.015	1.130
CPFL-Paulista	257	276	296	318	342	367	394	424	455	489
ELETROPAULO	466	490	514	540	566	595	624	655	688	722
<b>COELBA</b>	<b>233</b>	<b>268</b>	<b>307</b>	<b>353</b>	<b>405</b>	<b>466</b>	<b>535</b>	<b>614</b>	<b>705</b>	<b>810</b>
<b>BRASIL</b>	<b>4.076</b>	<b>4.402</b>	<b>4.759</b>	<b>5.152</b>	<b>5.586</b>	<b>6.063</b>	<b>6.591</b>	<b>7.175</b>	<b>7.821</b>	<b>8.538</b>

Fonte: Adaptação de Konzen (2014, p.79).

Ao considerar um cenário de mudança regulatória, com a possibilidade do *virtual net Metering* (compensação remota, i.e., o sistema gerador não está na residência do consumidor) estima-se que o mercado potencial se expanda significativamente, ao possibilitar que domicílios do tipo apartamento e em situação de aluguel também sejam sensibilizados à instalação da geração fotovoltaica.

Com a possibilidade de compensação virtual, Konzen (2014) projeta que o mercado potencialmente adotante da tecnologia solar fotovoltaica dobre de tamanho, conforme apresentado na Figura 5, em que há a distinção da volumetria de instalações potencialmente aderentes no cenário BAU (apenas considerando o disposto na REN 482/2012) e com a implantação do Virtual Net Metering (possível através da REN 687/2015).

Figura 6 - Mercado potencialmente adotante do SFCR



Fonte: Konzen (2014, p.80).

No Brasil, as excelentes condições climáticas associadas à regulamentação da microgeração distribuída de energia no país (REN 482/2012), contribuíram pra que, segundo Castro (2016), o número de consumidores com micro ou minigeração distribuída em 2015 fosse cerca de quatro vezes maior do que o registrado no ano de 2014. Em abril de 2016, o número de instalações de micro e minigeração já havia ultrapassado as 2.983 unidades. Do total de instalações, 98% são relativas à geração solar fotovoltaica e destas, 79% pertence à classe residencial de consumidores.

Em relação à volumetria de domicílios efetivamente adotantes da tecnologia de microgeração solar fotovoltaica, considerando apenas o disposto na REN 482/2012, segundo Konzen (2014), o Brasil até 2023 terá mais de 110 mil unidades consumidoras gerando sua própria energia através de um SFCR. Na Bahia, área de concessão da COELBA, o número de domicílios para o mesmo período será de 9.715, conforme exposto na Tabela 6.

Tabela 6 - Mercado adotante para microgeração de energia solar fotovoltaica

Distrib.	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
AES-SUL	1	4	12	29	64	134	269	457	764	1252
BANDEIRANTE	4	12	28	59	116	218	394	624	971	1487
AMPLA	31	76	162	318	594	1066	1855	2938	4574	7012
CEEE-D	8	26	69	166	373	801	1653	2980	5280	9214
CELESC-DIS	5	16	41	95	204	418	821	1390	2311	3783
CELG-D	8	21	49	102	201	378	686	1102	1738	2696
CPFL-Paulista	11	31	76	166	341	667	1256	2068	3341	5316
CEMIG-D	65	169	379	789	1555	2940	5390	8903	14473	23196
ELETROPAULO	2	8	24	60	138	300	618	1046	1740	2834
<b>COELBA</b>	<b>12</b>	<b>36</b>	<b>92</b>	<b>213</b>	<b>462</b>	<b>956</b>	<b>1908</b>	<b>3337</b>	<b>5747</b>	<b>9715</b>
<b>Total</b>	<b>258</b>	<b>706</b>	<b>1.662</b>	<b>3.555</b>	<b>7.147</b>	<b>13.774</b>	<b>25.653</b>	<b>42.336</b>	<b>68.798</b>	<b>110.160</b>

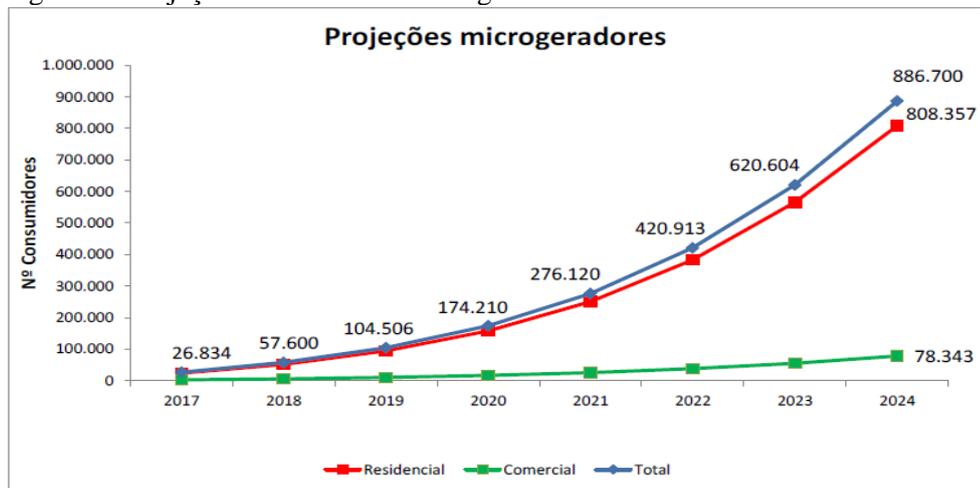
Fonte: Adaptação de Konzen (2014, p.84).

Apesar do cenário favorável ao investimento em microgeração, devido a não execução de suas projeções iniciais (por motivos diversos, que vão desde a crise político-econômica instalada no Brasil desde 2015 à falta de divulgação das benesses trazidas pela aquisição da tecnologia), a Agência Nacional de Energia Elétrica apresentou a revisão de suas projeções de crescimento do mercado de geração distribuída no Brasil. Os novos dados foram publicados através da Nota Técnica 56/2017, reduzindo em aproximadamente 30% a capacidade instalada estimada para 2024. A nova projeção aponta para 886,7 mil unidades, perfazendo um total de 3,2 GW de capacidade. A agência também atualizou as projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaica no horizonte 2017-2024. Segundo a NT

56/2017, em 2024 o Brasil contará com 808,3 mil (2,4 GW) residências com sistemas de microgeração e 78,3 mil (783 GW) unidades comerciais.

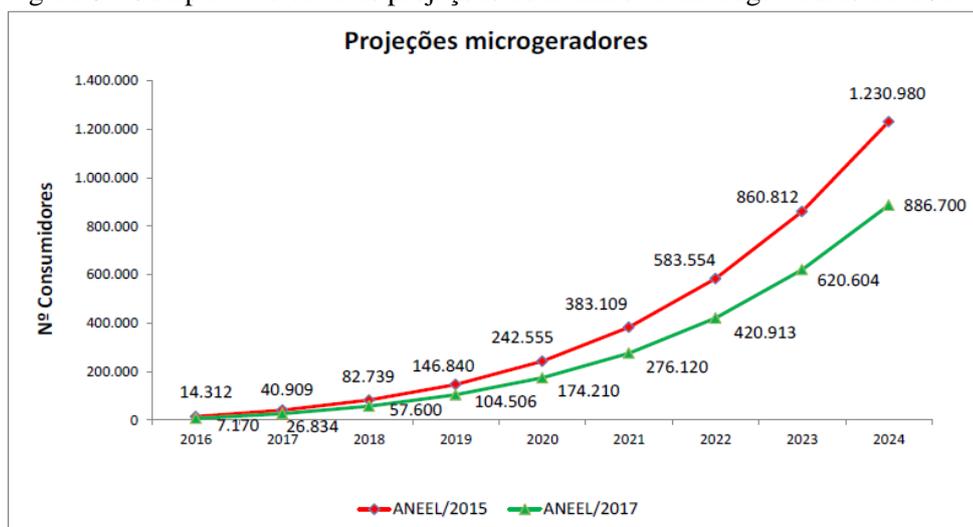
Contudo, de acordo com a ANEEL (2017), deve-se ressaltar que com a atualização das tarifas residenciais e comerciais para dezembro de 2016 e dos custos para a aquisição e instalação de sistemas fotovoltaicos de 3 kWp e 10 kWp, o payback estimado para cada área de concessão ficou inferior ao calculado em 2015, o que minimizou os impactos dos ajustes listados no item anterior. As Figuras 7 e 8 apresentam as projeções apresentadas pela ANEEL (2017), através da NT 56/2017 para o número de microgeradores até o ano de 2024.

Figura 7 - Projeção do número de microgeradores até 2024



Fonte: ANEEL (2017, p.8).

Figura 8 - Comparativo entre as projeções do número de microgeradores até 2024



Fonte: ANEEL (2017, p.9).

### 3.3 EVENTOS IMPACTANTES NA EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO

A crise político-econômica instalada no Brasil desde 2015 e falta de divulgação das benesses trazidas pela aquisição da tecnologia dos SFCR atuaram como freios na expansão da microgeração distribuída. Entretanto, algumas medidas já regulamentadas como a tarifa branca (que entra em vigor a partir de janeiro/2018) e a tarifação binômica para clientes do grupo B (em trâmite de regulamentação através da proposta da nova reforma do setor elétrico, disposta na NT N°5/2017 do MME) podem afetar significativamente o processo de difusão da microgeração, devidos aos impactos negativos causados sobre a viabilidade financeira dos sistemas de geração.

#### 3.3.1 Implantação da Tarifa Binômica

De acordo com a ANEEL (2012) através da Resolução Normativa N° 479, de 3 de Abril de 2012, a tarifa binômica de fornecimento é aquela constituída por valores monetários aplicáveis ao consumo de energia elétrica ativa e à demanda faturável. Na direção oposta, têm-se a modalidade de tarifação monômica, que de acordo com a redação dada pela REN 479/2012, trata da tarifa constituída por valor monetário aplicável unicamente ao consumo de energia elétrica ativa, obtida pela conjunção da componente de demanda de potência e de consumo de energia elétrica que compõem a tarifa binômica.

Atualmente, de acordo com a redação dada pelas Resoluções Normativas 414/2010 e 479/2012, o modelo de tarifação binômica é aplicado às unidades consumidoras do grupo A, i.e., aquelas atendidas em alta tensão, caracterizadas por tarifas de consumo de energia elétrica e demanda de potência, independentemente das horas de utilização do dia. No caso dos consumidores atendidos em BT (baixa tensão), a conta de energia elétrica é baseada exclusivamente no consumo de energia da unidade consumidora, em kWh. Tal modelo de tarifação, conhecido como tarifa monômica, foi instituído pelo Decreto no 62.724, de 17 de maio de 1968.

Quando se trata da microgeração distribuída, sabe-se que se trata de clientes do grupo B ou B Optantes (clientes atendidos em alta, que atendem aos critérios previstos no Art. 130 da REN 414/2010), de tal forma que, em acordo com Konzen (2016), para os microgeradores de energia, o regime de tarifação é o dito convencional (monômio e não horário), sendo a fatura baseada apenas no consumo líquido (energia consumida da rede menos a energia injetada na

rede). O faturamento baseado apenas no consumo líquido para os microgeradores é um dos pontos de discussão para a implantação da tarifa binômia para tal grupo de clientes.

A justificativa reside no fato de que, no momento em que uma unidade passa a ter um sistema de geração própria de energia, seu consumo líquido mensal diminui, e por consequência, sua conta (até o limite da taxa de disponibilidade ou mínimo da fase). Entretanto, na prática a instalação continua a utilizar a rede de distribuição para amparar sua geração, como uma bateria virtual. No caso da solar fotovoltaica, basta um momento sem sol para a unidade microgeradora solicitar da rede o mesmo que unidade convencional, sem microgeração, i.e., a instalação usufrui da rede, sem necessariamente remunerá-la por tal uso.

Ante aos fatos, é inegável que, o atual modelo de tarifação aplicado aos microgeradores propicia e incentiva subsídios cruzados, que quando não devidamente tratados, interferem no equilíbrio financeiro das distribuidoras de energia, assim como no bolso dos consumidores cativos, principalmente aqueles que não gozam da capacidade infra-estrutural e financeira para o desenvolvimento de um projeto e implantação de um sistema de microgeração distribuída baseada em fonte solar fotovoltaica.

O atual modelo de tarifação aplicado aos microgeradores de energia distribuída é um dos alvos da nova proposta de reformulação do setor elétrico brasileiro (também chamado de aprimoramento do marco legal do setor elétrico), apresentado através da Nota Técnica N°5/2017 após Consulta Pública N°21 de 2016. O que atualmente está sendo visto por agentes do setor elétrico e pelo governo, como sendo uma falha a ser corrigida, é justamente o ponto focal que atualmente, fomenta a expansão da microgeração distribuída (mesmo que, em escala bastante inferior ao esperado pela ANNEL em 2015).

No §1º do art. 15-A da Nota Técnica N°5/2017 estabelece a tarifa binômia, deixando o detalhamento da matéria para regulação. De acordo com Freire (2017), a tarifa binômia consiste em separar a fatura de eletricidade em duas partes, sendo uma conta pelo uso da rede elétrica (demanda contratada) e outra pela energia consumida. Teoricamente, a implantação da tarifa binômia para consumidores atendidos em baixa tensão tem dois objetivos básicos: remunerar as distribuidoras pela disponibilidade da rede, reduzindo o impacto causado pela redução de receita e; evitar que consumidores que não possuem condições financeiras de adquirir um sistema de microgeração distribuída arquem com os custos da manutenção e expansão da rede.

Segundo o texto da Nota, a proposta é que o componente de uso da distribuição e da transmissão (ressalvado encargos tarifários e perdas) não seja cobrado por unidade de energia, de modo a direcionar a regulação para a definição de um parâmetro de cobrança não volumétrico. De acordo com o texto da referida Nota, a atual cobrança volumétrica

(faturamento baseado apenas no consumo em kWh) do serviço de distribuição dificulta a inserção sustentável de medidas de eficiência energética ou micro e minigeração distribuída.

Ainda de acordo com o disposto na Nota Técnica N°5/2017, cada economia no consumo de energia representa duas situações de alta criticidade: a perda de receita da distribuidora para remunerar a infraestrutura de rede e, por consequência, a transferência do custo evitado pelos microgeradores aos demais consumidores cativos do ambiente regulado. Essa transferência de custos, quando associada, por exemplo, a instalação de painéis fotovoltaicos, pode fazer com que os consumidores que não possuem recursos financeiros para a instalação do sistema de microgeração fotovoltaica, subsidiem o custo da rede para os consumidores que implantaram tal sistema. Conseqüentemente, há incentivos para que o consumidor invista individualmente em um montante de geração distribuída além do ótimo sistêmico.

Entretanto, caso as estruturas regulatórias atuem na concessão de benefícios sistêmicos para a implantação de projetos de microgeração, os demais consumidores (cativos e regulados) terão um resultado neutro, pois a gestão da rede ficará otimizada e a eficiência operacional ou a redução de investimentos serão capturadas como contrapartida da geração descentralizada e próxima ao local de consumo. A Nota Técnica N°5/2017 visa alinhar os incentivos dos consumidores interessados na micro e na minigeração aos incentivos das distribuidoras em disponibilizarem uma estrutura de rede adequada para essas opções disponíveis aos consumidores. O §2º do art. 15-A da NT N°5/2017 estabelece prazo até 2021 para a implantação da tarifa binômia para todos os consumidores, tempo que permite a associação desse movimento a outras mudanças capazes de valorar adequadamente os benefícios da geração distribuída e até o sinal locacional.

O grande dilema da implantação da tarifa binômia para os clientes do grupo B reside no aumento do tempo de retorno dos investimentos em microgeração, pois não há dúvidas que o novo modelo tarifário aumentará o valor tarifa, assim como da parte fixa a ser paga, independente de consumo. Atualmente, mesmo que o microgerador consiga gerar um quantitativo de energia equivalente ao seu consumo, este não conseguirá zerar sua fatura de energia, pois ainda pagará o custo da disponibilidade da rede (também conhecido como mínimo da fase). Os atuais projetos de microgeração já são dimensionados técnico e financeiramente, levando em consideração este custo fixo, do qual o consumidor não ficará isento. Todavia, com a implantação da tarifa binômia, os custos fixos a serem pagos pelo consumidor se elevarão, haja vista o fato de que, o custo fixo da fatura de energia passará a contemplar do componente de uso da distribuição e da transmissão.

O problema é que, de acordo com o texto de Freire (2017), dados apresentados pela Associação Brasileira de Geração Distribuída (ABGD), mostram que o principal motivo do cliente investir em GD, segundo pesquisas, é baixar a fatura de energia. Caso a redução da fatura não contemple a integralidade do consumo ou a maior parte dele, caso o valor da conta não seja substancialmente reduzido, o maior atrativo do cliente se perderá, fazendo com que o mesmo não se sinta motivado a investir em geração distribuída.

Estudos realizados por Konzen (2016) em 10 distribuidoras de energia (com os maiores potenciais de clientes microgeradores e em diferentes áreas de concessão) revelaram que, com a implantação da tarifa binômia, cerca de 50% da economia mensal, conseguida com a modalidade de tarifação monômia deixaria de existir, pois tal valor passaria a ser revertido para a sustentação dos custos fixos da distribuidora. De tal forma que, o *payback* médio dos investimentos dobraria ou, considerando o tempo de vida útil dos equipamentos, o investimento não se pagaria, conforme dados expostos na Tabela 7. Da análise, previamente conclui-se que, implantação de um modelo de tarifação binômia inviabilizaria o investimento em microgeração fotovoltaica no país.

Tabela 7 - Tempo de retorno do investimento antes e depois da tarifa binômia

Distribuidora	<i>Payback</i> - Monômia (anos)	<i>Payback</i> - Binômia (anos)
Cemig	8,5	Não
CPFL Paulista	9,7	18,2
Coelce	10,3	23,5
EMS	10,4	24,6
Ampla	10,5	Não
Copel	10,8	Não
Light	11,5	22,4
AES-Sul	11,9	Não
Celesc	13,4	Não
Coelba	14,2	Não

Fonte: Konzen (2016, p.5).

### 3.3.2 Adesão à Tarifa Branca

A Resolução Normativa 733/2016 regulamenta a aplicação da modalidade tarifária tarifa branca e, é resultado da Audiência Pública N°043/2016, em que foi dada à sociedade em geral e às distribuidoras de energia elétrica, especificamente, a oportunidade de opinarem e apresentarem colaborações para o assunto da modalidade de tarifação horária. De acordo com a REN 479/2012, a modalidade tarifária horária branca será aplicada às unidades consumidoras do grupo B, exceto para o subgrupo B4 (iluminação pública) e para as subclasses Baixa Renda

do subgrupo B1, caracterizada por tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica, de acordo com as horas de utilização do dia. A partir da data para início da adoção dos sistemas de medição estabelecida na REN 502/2012, o consumidor pode solicitar adesão à tarifa branca ou a instalação de medidores com funcionalidades adicionais, conforme o seguinte cronograma:

- a) 2018, para as unidades consumidoras com média anual de consumo superior a 500 kWh por mês (média dos 12 últimos ciclos de faturamento);
- b) 2019, para unidades consumidoras com média anual de consumo superior a 250 kWh por mês;
- c) 2020, para as demais unidades consumidoras.

O prazo de início da adoção dos sistemas de medição estabelecida na REN 502/2012 (§1º do art. 1º) foi alterado pela REN 732/2016, passando a iniciar-se em janeiro de 2018 (unidades com média de consumo anual superior a 500 kWh). Para as unidades consumidoras (UC) já ligadas que fizerem a adesão à tarifa branca, o prazo de atendimento é de 30 dias. Para as novas UC prevalecem os prazos regulados de vistoria e ligação, presentes nos Arts. 30 e 31 da REN 414/2010.

Apesar de apresentar diferentes valores, a depender do intervalo horário, a tarifa branca não deixa de ser uma tarifa monômnia, pois ainda é baseada estritamente no consumo. De acordo com Baptista (2016), a regulamentação para a tarifa branca abre a opção de uma nova modalidade tarifária para os consumidores do grupo B, que até o momento, possuíam apenas a possibilidade de tarifação convencional (mesmo valor de tarifa em qualquer horário ou dia da semana).

Segundo Crispim (2016), a motivação para a criação da Tarifa Branca reside no fato deste tipo de tarifa refletir o uso da rede de distribuição de energia elétrica de acordo com o horário de consumo. Desta forma, segundo a ANEEL, quando o consumidor centraliza seu consumo no período fora de ponta, pode reduzir seus gastos com energia elétrica e, ao mesmo tempo, melhorar o fator de utilização das redes o que reduz ou posterga investimentos.

**De acordo com as regras definidas Resolução Normativa 733/2016 da ANEEL, o custo da adequação do sistema de medição para os que aderirem à tarifa branca é responsabilidade das distribuidoras.**

Segundo a ABRADÉE, não há oferta suficiente de medidores eletrônicos certificados pelo Inmetro. Sob o ponto de vista das distribuidoras, a tarifa branca obriga realização de novos investimentos sem a devida segurança de que isso será reconhecido no processo de revisão tarifária. Além disso, a implementação das novas regras previstas na regulamentação da tarifa branca pode impactar na receita das empresas.

A adesão à tarifa branca aumentará o tempo de retorno do investimento em microgeração, pois, a compensação da energia injetada na rede, de acordo com a REN 687/2015, se dará de acordo com o posto tarifário vigente no momento da geração. Nos casos de microgeração fotovoltaica, a geração de energia se concentra nos horários fora da ponta, em que o valor da tarifa é aproximadamente 18% inferior ao valor da tarifa convencional. Não obstante, os valores das tarifas nos postos intermediários e na ponta são 32% e 108% superiores à tarifa de energia elétrica convencional (não horária), respectivamente.

O estudo de uma unidade consumidora residencial bifásica, com consumo média mensal de 386 kWh/mês, em que o comportamento de consumo nos dias úteis é caracterizado pelo uso de chuveiro elétrico nos horários intermediários e de ponta, assim como o uso do ar-condicionado, restrito a apenas 6 horas diárias. A residência descrita se assemelha a grande maioria dos consumidores de classe média, que apresentam aptidão financeira para a aquisição de kit de microgeração solar fotovoltaica. O projeto de microgeração distribuída destina-se a suprir todo o consumo da residência. O sistema gerador tem 2,94 kWp de potência instalada e gera aproximadamente 4.680 kWh/ano, o que equivale a 390 kWh/mês. O kit ocupa um espaço de 23,54 m<sup>2</sup>. O investimento total (kit instalado) é de R\$21.000,00.

Com base no exemplo exposto, conclui-se que, desconsiderando o custo com O&M (Operação e Manutenção), a adesão à tarifa branca em uma unidade que deseja implantar o sistema de microgeração solar fotovoltaica, aumentará o tempo de retorno do projeto em cerca de 25%. No caso em análise, o *payback* simples que era de 8 anos, na opção do modelo de tarifa convencional, passa a 10 anos, na hipótese de adesão à tarifa branca, considerando as características da unidade consumidora avaliada.

O resultado obtido confronta a afirmação de Santos (2014), que apresenta a utilização da tarifa branca em conjunto a microgeração distribuída como alternativa para viabilizar projetos e promover redução dos custos. O equívoco do citado autor foi considerar que a energia injetada na rede seria compensada quando da solicitação da rede e não de acordo com o posto tarifário no momento da injeção da energia na rede de distribuição da concessionária.

Não apenas para a residência descrita anteriormente, foi analisado a adesão à tarifa branca de mais quatro residências, microgeradoras de energia solar fotovoltaica, distintas em

volume e perfis de consumo, conforme breve descrição que segue na Tabelas 8 e Quadro 1. Na Tabela 8, a coluna *Payback 1* representa o tempo de retorno do investimento no kit SFCR considerando a tarifa convencional e a coluna *Payback 2* representa o tempo de retorno do investimento no kit SFCR considerando a adesão do consumidor à tarifa branca.

Tabela 8 - Breve descrição dos kits instalados nas residências

Residência	Consumo kWh/mês	Potência Kit kWp	Custo do Kit R\$	Payback 1 (anos)	Payback 2 (anos)	% Aumento
1	386	3,02	24.000,00	9	11	22%
2	250	1,89	18.000,00	12	12	0%
3	300	2,26	18.500,00	10	13	30%
4	500	3,77	28.000,00	8	12	50%

Fonte: Elaboração própria da autora desta dissertação (2017).

Quadro 1- Breve descrição dos perfis de consumo nas residências

Residência	Características de consumo
1	Concentração relevante de consumo em horários distintos da geração de energia.
2	Consumo energético concentrado nos horários de geração de energia.
3	Unidade concentra consumo nos horários de ponta, fora dos intervalo de geração.
4	Consumo energético diluído, concentrações nos horários de geração e ponta.

Fonte: Elaboração própria da autora desta dissertação (2017).

Com os resultados apresentados na Tabela 8, torna-se evidente que a adesão à modalidade de tarifação horária (branca) não é vantajosa para o microgerador, pois em quase todos os casos, a saída da tarifação convencional acarretou em aumentos relevantes no tempo de retorno do investimento. No caso em que o payback se manteve estável, exemplo da residência que concentra o consumo nos horários de geração de energia pelo SFCR, não se pode considerar que seja algo vantajoso, pois a adesão à nova tarifa não agregou nenhum benefício financeiro, além do que, o tempo de retorno se manteve inalterado pelo fato de que o perfil de consumo da unidade é adequado à tarifação horária, o que faz com que, mesmo a energia injetada sendo compensada nos horários fora da ponta (onde o preço da energia é 16,3% mais barato, no caso da Bahia), o consumo nos horários de ponta é tão reduzido que passa a ser contrabalanceado com os créditos gerados. Entretanto, nos casos em que o perfil de consumo da unidade esteja concentrado nos horários intermediários e na ponta ou, até mesmo diluído durante o dia, não há vantagens em se aderir à nova modalidade tarifária.

## **Quem efetivamente migrará para a tarifa branca?**

A Associação Brasileira das Distribuidoras de Energia Elétrica (ABRADEE) vislumbrando cenários de incentivos distorcidos e os malefícios financeiros tanto para o consumidor quanto para os caixas das distribuidoras, solicitou à ANEEL no mês de agosto de 2017, a prorrogação da entrada da tarifa branca, alegando pontos críticos à implantação de um modelo de tarifação horária que, além de não considerar as peculiaridades do consumo em diferentes classes de consumidores BT (diversos horários de ponta, além do período fixo estabelecido), ainda transfere para a distribuída o ônus da adequação do sistema de medição, haja vista que, a adesão ao modelo de tarifação horária, demanda a instalação de medidores eletrônicos de custo elevado.

Mesmo após os apelos da ABRADEE, a ANEEL decidiu em setembro de 2017 não acatar a solicitação de postergação do prazo para implantação da Tarifa Branca. Os argumentos das distribuidoras estão pautados em fatos de extrema relevância, resumidos nos quesitos abaixo descritos:

- a) Não há oferta suficiente de medidores eletrônicos certificados pelo Inmetro, no que tange a variedade de fabricantes com medidores certificados. Essa limitação influencia negativamente na competitividade das concessionárias quando da negociação do preço dos equipamentos com os poucos fabricantes existentes.
- b) Mesmo tendo sido regulamentada desde 2012, o modelo de tarifação horária não foi amplamente discutido e nem esclarecido de forma massiva à população para qual se destina a nova modalidade tarifária. Permanecendo o atual prazo para a entrada da primeira fase da modalidade (janeiro de 2018), considera-se que não há tempo suficiente para esclarecer ao consumidor que a adesão à nova modalidade de tarifa depende de uma mudança na cultura e nos hábitos de consumo da unidade.
- c) A tarifa branca obriga realização de novos investimentos sem a devida segurança de que isso será reconhecido no processo de revisão tarifária (que, na COELBA, ocorre a cada cinco anos), pois, a distribuidora deverá arcar com o custo da aquisição e instalação dos novos equipamentos destinados à medição das unidades que aderirem ao modelo de tarifação horária. Ressalta-se aqui, o fato de que não foi estabelecido um tempo mínimo para que o consumidor permaneça na nova modalidade, sendo possível a qualquer tempo, retornar para o modelo de tarifação convencional. Deste

modo, há uma fragilidade, que expõe a níveis de risco não aceitáveis, os recursos financeiros da distribuidora.

- d) A nova regra pode impactar na receita das empresas. A adoção não planejada e sem avaliação prévia dos optantes, acarretará em aumento do valor faturado e por consequência, aumento do valor da conta de energia. Sabe-se que, alterações bruscas no valor da conta de energia (a maior) influenciam diretamente no potencial para o pagamento desta, de tal modo que, é extremamente possível aumento na inadimplência dos optantes pela tarifa horária.

Para a ANEEL, a distribuição da carga ao longo do dia (fato esperado com a implantação da tarifa branca) resultará na postergação dos investimentos em expansão de rede, e, portanto, contribuirá para a redução da tarifa de energia elétrica no Brasil no médio e longo prazo. Ocorre que, nos moldes da atual regulação da modalidade tarifária horária, não necessariamente ocorrerá uma mudança no perfil ou nos hábitos de consumo. Alguns exemplos clássicos são: as unidades consumidoras da classe comercial atendidas em baixa tensão, que operam em horário comercial (8 às 17h) serão beneficiadas com a nova tarifa, mas não entregará nenhum benefício à rede, pois não haverá redução de consumo. Além do que, no caso das unidades consumidoras supracitadas, poderá até mesmo ocorrer o aumento do consumo energético, haja vista que, o valor da tarifa será aproximadamente 18% mais barato que na modalidade convencional.

Em face de tantos fatos expostos, que inegavelmente impactam nos resultados e no equilíbrio financeiro das distribuidoras, seja na questão do investimento em sistema de medição sem a devida estabilidade mínima por parte dos consumidores adotantes, seja no fato da incerteza do retorno dos investimentos via revisão tarifária, o Diretor-Geral da ANEEL, Romeu Rufino, durante julgamento do pleito da ABRADDEE concordou que as despesas relativas a troca dos equipamentos de medição não podem ser assumidas pela distribuidora, sendo obrigação da Agência manter o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. Entretanto, o Rufino não apontou para mudanças na regulamentação da nova modalidade tarifária, mas sim, no PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária), sem apresentar nenhum prazo para as supostas alterações em benefício da saúde financeira das distribuidoras.

## 4 IMPACTOS DA EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO NAS DISTRIBUIDORAS

Ante aos cenários de expansão previstos para a microgeração distribuída e, considerando que as empresas do setor elétrico, principalmente as concessionárias de distribuição de energia, são um dos grupos econômicos que mais investem em pesquisa e desenvolvimento de melhorias e inovações no setor (seja por força regulatória ou, mediante a própria necessidade de manutenção e rentabilidade dos seus ativos), faz-se necessário discordar de Brito (2017), quando este expressa que, devido ao atual modelo hídrico brasileiro (que, segundo o autor, é regulador de toda a operação do setor elétrico brasileiro), as distribuidoras de energia são avessas a ações de eficiência energética de seus consumidores, sob a alegação de perda de receita.

Não, as distribuidoras não temem as ações de efficientização, mas sim, devido a serem fortemente reguladas por uma autarquia (a ANEEL), elas temem que a regulação que as controla e regulamenta suas ações, não lhes ceda o lastro necessário para que a expansão das ações de efficientização dos consumidores (benéficas e necessárias para a matriz energética do país) ocorra de forma sustentável, sem a promoção de desequilíbrios financeiros. Sob a égide das probabilidades de impactos e riscos a serem enfrentados pelas distribuidoras de energia, os parágrafos vindouros dissertam sobre três grandes pontos: a redução da receita, a necessidade de investimento e o impacto tarifário. Ressalta-se ainda que, maior ênfase será dada à perda da receita, devido seu maior grau de criticidade, apresentando uma visão geral acerca do impacto considerado e doravante, estimando quantitativamente tal impacto na concessionária de distribuição de energia do Estado da Bahia, a COELBA.

### 4.1 REDUÇÃO DE RECEITA

De acordo com o MME (2017), através do texto disposto na Nota Técnica N°5/2017, os efeitos da maior participação dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED) no sistema elétrico, demandam alterações de grande relevância, no que diz respeito aos custos de expansão e expansão de redes elétricas, e que, podem impactar na recuperação de receitas pelas distribuidoras no caso de inação regulatória.

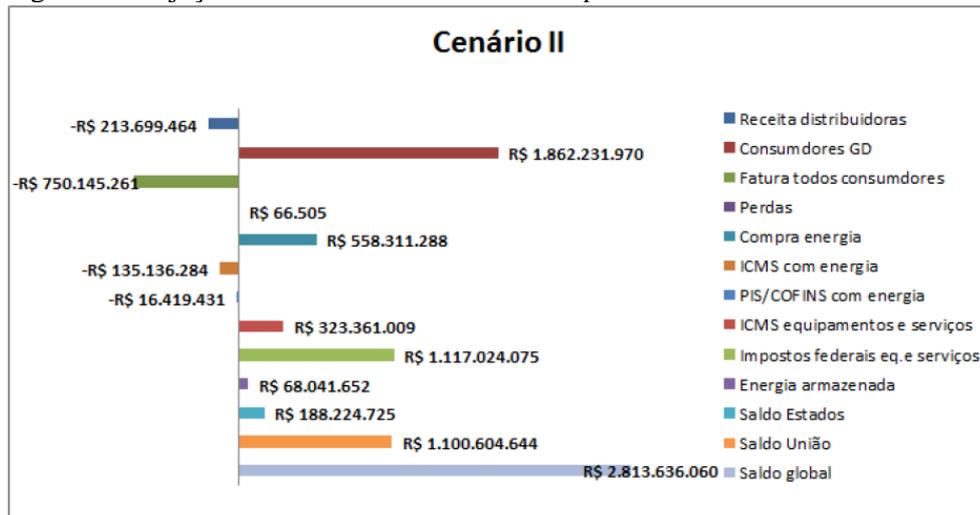
A geração de energia distribuída, principalmente por meio de painéis solares instalados em telhados de casas, edifícios e shoppings, tem sido vista como um grande avanço para o setor elétrico e para um mundo mais sustentável, mas nem todos saem ganhando com esse processo. Para as distribuidoras, o que se dá é o contrário na verdade, com o aumento dos riscos e a redução das receitas. (FAIHA, 2017, p.1).

De acordo com Faiha (2017), um estudo divulgado pela Accenture em maio de 2017, relata que as concessionárias de distribuição de energia no Brasil precisam ficar atentas ao risco iminente de perda de receita e da capacidade de hospedagem. Para o estudo, a Accenture entrevistou 100 executivos do setor elétrico e mais de 20 países (incluindo o Brasil) e os resultados foram preocupantes. De acordo com o estudo divulgado pela empresa de consultoria, para 58% dos executivos entrevistados, em 2030, a opção dos clientes pela geração distribuída através do uso de painéis solares fotovoltaicos residenciais terá como consequência lucro menor para as empresas. Não obstante, 59% dos entrevistados esperam aumento nas falhas encontradas na rede elétrica até 2020, além da expectativa de exaustão da capacidade de hospedagem da geração distribuída na rede num prazo máximo de dez anos.

A redução nas receitas das distribuidoras, através da retração de mercado provocada pela expansão da microgeração distribuída é um fato inegável. A NT N°17 (2015) que tinha como objetivo, propor alterações na REN 482/2012 de forma a facilitar a conexão dos mini e microgeradores e aumentar o público alvo da GD, apresentou em seu Anexo V os efeitos financeiros de dois possíveis cenários de incentivo para a disseminação da microgeração. A Figura 9 apresenta as projeções financeiras no Cenário II, em que além das possibilidades regulamentadas pela REN 482/2012, permite que unidades consumidoras reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito possam participar do sistema de compensação de energia elétrica (permissão regulamentada pela Resolução Normativa 687 de 2015).

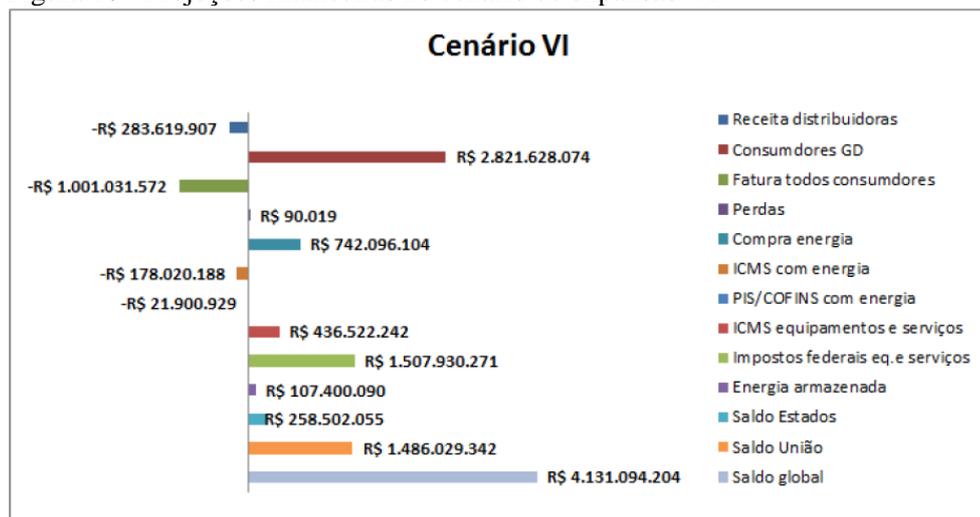
No Cenário VI, apresentado na Figura 10, têm-se as projeções considerando a ausência dos efeitos do Convênio ICMS 6/2013 do CONFAZ (revogado em 2015 pelo Conselho Nacional de Política Fazendária, através do Convênio ICMS 16, que autoriza os estados da federação, a conceder isenção de ICMS nas operações internas relativas à circulação de energia elétrica, resolvendo o problema da bitributação na geração de energia elétrica). Ocorre que, seja no cenário II, quanto no VI, percebe-se uma significativa perda de receita pelas distribuidoras.

Figura 9 - Projeções financeiras no cenário de expansão II



Fonte: ANEEL (2015, p.13).

Figura 10 - Projeções financeiras no cenário de expansão VI



Fonte: ANEEL (2015, p.13).

A projeção da redução de receita das distribuidoras apresentada no Anexo V da NT N°17 (2015) foi baseada nos estudos de Konzen (2014), sobre os impactos da difusão dos sistemas fotovoltaicos residenciais conectados à rede no Brasil. Além dos cenários II e VI, a Nota também projeta a perda de receita em outros quatro cenários, que são:

- Cenário I – também chamado de BAU (*Business as usual*, ou “negócios como está”), com a manutenção das regras vigentes na REN 482/12;
- Cenário III – Com a extinção do limite da potência instalada do microgerador à carga instalada da unidade consumidora do Grupo B;
- Cenário IV – Conjunção dos cenários II e III;

d) Cenário V – Manutenção das regras vigentes na REN 482/12, sem os efeitos do Convênio ICMS 6/2013 do CONFAZ (ou seja, sem a bitributação do governo sobre a energia microgerada).

Tabela 9 - Projeção de redução de receita das distribuidoras em 2024

	Redução receita (R\$)	Redução receita (%)
Cenário I	63.558.744	0,07%
Cenário II	213.699.464	0,23%
Cenário III	75.655.671	0,08%
Cenário IV	213.699.464	0,23%
Cenário V	82.471.945	0,09%
Cenário VI	283.619.907	0,30%

Fonte: ANEEL (2015, p.14).

Para que se tenha a ideia de valores, o montante de R\$283 milhões é mais do que o dobro de todo o orçamento destinado à recuperação de perdas da concessionária de distribuição de energia elétrica do Estado da Bahia, terceira maior distribuidora do país em número de clientes. A Coelba, empresa do Grupo Neoenergia, investiu em 2015, R\$117 milhões<sup>1</sup> em operações de inspeção, substituição de medidores, instalação da rede elétrica existente com cabos antifurto e regularização das ligações clandestinas. Em 2016, no primeiro semestre, foram investidos mais R\$ 47 milhões no plano de combate a perdas de energia.

Válido lembrar que as projeções apresentadas pela ANEEL (2015), através da NT N°17 (2015) atestam a perda de receita pelas distribuidoras, já descontando os ganhos da elevação da tarifa dos consumidores do grupo B, ou seja, perdas financeiras não revertidas nos processos de revisão tarifária. Além disso, o estudo também não considera os possíveis aumentos das perdas técnicas na rede de distribuição, associadas à imprevisibilidade do local de instalação onde a microgeração será instalada e seu impacto depender da configuração da rede.

De acordo com dados contidos no texto na NT N°17 (2015), o mercado residencial potencial para a microgeração distribuída varia de acordo com as condições ofertadas, principalmente pelas esferas governamentais, como por exemplo, a extinção da tributação sobre a energia injetada na rede (fato ocorrido em 2015, através do Convênio ICMS 16) e a retirada do limite de potência instalada do sistema. Para estimar os nichos de mercado residencial potencialmente atraídos pelas medidas de incentivo, a ANEEL (2015) utilizou como referência, um sistema de microgeração solar fotovoltaica de 3kWp, baseando-se nas projeções realizadas

<sup>1</sup> Dados divulgados no site da Coelba ([www.coelba.com.br](http://www.coelba.com.br)) e pelo Jornal Valor Econômico em 13 de julho de 2016.

por Konzen (2014), que também considera em seus estudos de mercado potencial, as residências cuja renda familiar média seja superior a cinco salários mínimos.

Segundo a ANEEL (2015) no cenário VI, isto é, na manutenção do texto da REN 482/2012 associada à possibilidade de compensação dos créditos da energia gerada em outras unidades (distintas da geradora) e, somada à extinção da cobrança do ICMS sobre a energia injetada, o mercado potencial residencial para microgeração abrange as unidades com consumo médio superior à 200kWh/mês, conforme exposto na Tabela 10.

Tabela 10 - Premissas para o mercado residencial potencial

Cenários	Tarifa residencial	Payback simples	custo disponibilidade (kWh)	mercado potencial	p	q
I - REN 482	mar/15	constante	100	> 400 kWh/mês	0,0015	0,3
II - união de fato ou direito	mar/15	constante	100	> 200 kWh/mês	0,0015	0,35
III - retirar limite potência instalada	mar/15	constante	100	>400 kWh/mês	0,0015	0,3
IV- II + III	mar/15	constante	100	> 200 kWh/mês	0,0015	0,35
V - REN 482 Sem Convênio ICMS 6/2013	mar/15	constante	100	> 400 kWh/mês	0,0015	0,3
VI - II+ sem convênio ICMS 6/2013	mar/15	constante	100	>200 kWh/mês	0,0015	0,35

Fonte: ANEEL (2015, p.4).

Para estimar a possível perda de receita da concessionária de distribuição de energia do Estado da Bahia, serão considerados dois parâmetros basilares:

- A projeção da volumetria de unidades consumidoras efetivamente adotantes da tecnologia solar fotovoltaica para microgeração distribuída na Bahia, baseada nos estudos de Konzen (2014) num cenário cujo incentivo é restrito ao disposto na REN 482/2012;
- Valor mínimo de consumo para os domicílios potencialmente adotantes, baseado nos dados da ANEEL (2015), que é de 400 kWh/mês para o mesmo cenário da projeção do número de adotantes;
- Preço da tarifa monômnia aplicada aos clientes da classe residencial BT (baixa tensão), no valor de R\$0,6588 o kWh. Este valor de tarifa já contempla a incidência dos impostos (ICMS, PIS e COFINS);
- Consideram-se todos os adotantes como clientes residenciais bifásicos, de tal forma que, independente do sistema alcançar consumo líquido (energia consumida – energia injetada na rede) igual a zero, o consumidor ainda pagará à distribuidora de energia, o custo da disponibilidade da energia. Para as instalações bifásicas, este custo é equivalente ao consumo de 50kWh/mês.

Com os parâmetros supradescritos, têm-se a projeção da perda mínima de receita sofrida pela concessionária de distribuição num período compreendido entre 2019 e 2014. Ressalta-se que os resultados apresentam apenas o volume mínimo de perda financeira, pois, a projeção considera um valor de consumo mínimo atrelado ao preço atual da energia, de tal forma que, não suporta as revisões e reajustes tarifários que ocorrerão no mesmo período de análise. Como resultado da projeção, estima-se que a perda mínima sofrida pela distribuidora de energia do Estado da Bahia seja de aproximadamente R\$2,2 milhões até 2024, conforme dados dispostos na Tabela 11.

Tabela 11 - Projeção da perda de receita mínima da distribuidora do Estado da Bahia

Ano	Nº de adotantes	A faturar	Custo Disponibilidade	Valor não Faturado
2019	956	251.959,23	31.494,90	220.464,33
2020	1.908	502.864,25	62.858,03	440.006,21
2021	3.337	879.485,32	109.935,66	769.549,65
2022	5.747	1.514.654,52	189.331,81	1.325.322,70
2023	9.715	2.560.443,47	320.055,43	2.240.388,04

Fonte: Elaboração própria da autora desta dissertação (2016).

## 4.2 IMPACTOS TARIFÁRIOS

De acordo com Luiz (2012), a inserção de fontes de GD representa uma grande mudança de paradigma para as distribuidoras no que se refere ao seu planejamento, operação e manutenção. Nos moldes atuais do setor, a expansão da microgeração distribuída trata-se de um duplo impacto, de um lado, as concessionárias perdem receita ligada ao consumo de energia, por outro, precisam investir mais em redes que se tornam mais complexas a partir de demandas individuais. A necessidade de implementação de projetos, processos, operação e manutenção da rede para suportar uma característica de distribuição que não existia.

Segundo Castro et al (2016), para lidar com este novo sistema, caracterizado pela presença de recursos energéticos distribuídos, a crescente automação de sistemas de controle e operação de redes elétricas em conjunto com sistemas de medição inteligentes é de grande relevância. Para Silva (2004), a expansão da microgeração distribuída demanda de investimentos nos seguintes aspectos da atividade de distribuição de energia:

- a) Prevenção das perdas na malha de subtransmissão;
- b) Necessidade de investimentos na malha de distribuição;
- c) Proteções das instalações das redes de subtransmissão e de distribuição;

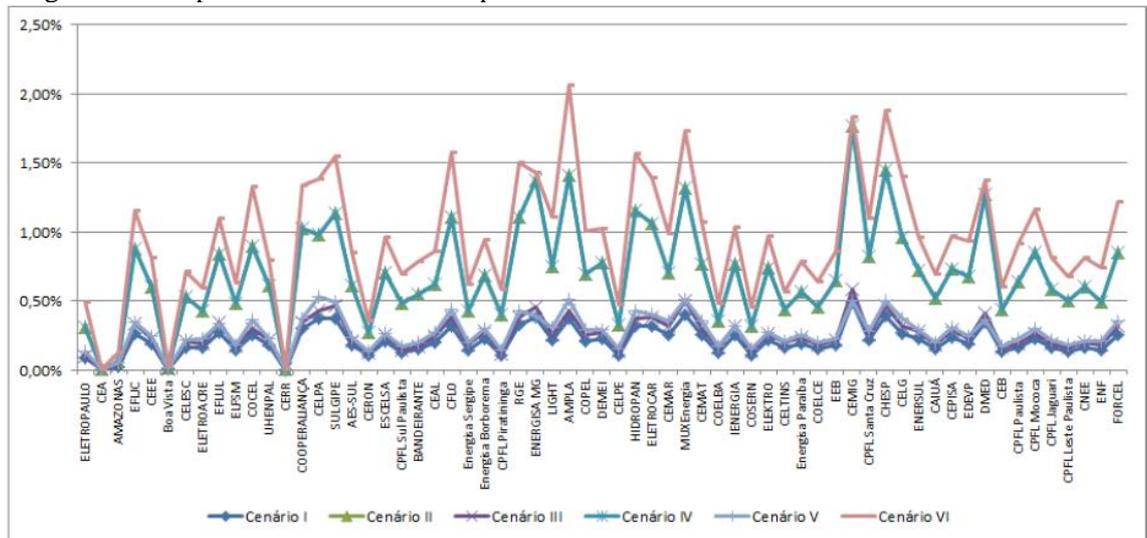
- d) (d) Novos centros de controle, supervisão e previsão de produção das GD;
- e) Esquemas de corte de carga adaptados aos montantes de GD despachada;
- f) Redimensionamento dos esquemas de controle de sobretensões.

Os investimentos em *Smart Grid* (redes inteligentes), adequação dos sistemas de medição (responsabilidade das distribuidoras de acordo com a REN 687/2015) e infraestrutura de sistemas comerciais, operacionais e supervisórios serão considerados nos ciclos de revisões tarifárias, sendo parte do custo repassado aos consumidores através de reajustes do valor da energia. Quanto aos investimentos na adequação do sistema comercial, o atual número de clientes com microgeração ainda não justifica uma ação da empresa para promover o cálculo automático dos créditos advindos da energia injetada na rede de distribuição, que atualmente é realizado manualmente. Entretanto, com a expansão do número de unidades com microgeração, será inviável o tratamento manual das compensações, tornando-se necessária a adequação do sistema comercial para o processamento automático das compensações. Essas adequações envolvem custos altos, demandam disponibilidade de equipe formada por colaboradores próprios e consultoria especializada.

Para compensar a perda de receita e os vultosos investimentos necessários à ampliação e modernização da rede, a distribuidora buscará reverter tais custos durante os ciclos de revisão tarifária, repassando para o valor da tarifa todo o ônus por ela sofrido, ou seja, todos os consumidores de sua área de concessão serão onerados pelas perdas financeiras causadas pelos microgeradores. Desta forma, progressivamente, o preço da tarifa se elevará para suportar as perdas e os investimentos realizados pela distribuidora. Entretanto, na contramão dos fatos, os resultados obtidos através do estudo de Konzen (2014), que fundamentam a Nota Técnica Nº17/2015 da ANEEL (2015), dão conta de que não haverá aumento na conta dos consumidores, devido ao baixo impacto tarifário.

De acordo com a ANEEL (2015), para a distribuidora de energia do Estado da Bahia, o impacto tarifário médio em 2024, quando comparado com o ano de 2014, i.e., num período de 10 anos, será inferior a 1% conforme dados apresentados pela Figura 11 de tal forma que, o aumento da tarifa de energia devido à expansão da microgeração seria irrelevante.

Figura 11 – Impacto tarifário em 2024 por distribuidora



Fonte: ANEEL (2015, p.10).

Entretanto, as projeções divulgadas pela ANEEL (2015) não explicita como será equacionado o possível repasse da perda de receita decorrente do aumento da GD para as tarifas dos consumidores. Também não é exposto que, devido às consecutivas perdas de receita associadas à expansão da microgeração distribuída, as distribuidoras progressivamente possam vir a perder sua capacidade de cobrir os custos fixos do capital, de modo que se confira a necessidade de repasse tarifário no sentido de abater estes custos.

Como a compensação dos créditos gerados pela energia injetada pelo microgerador é feita sobre as duas componentes da composição da tarifa de energia elétrica (TUSD e TE), para que as dimensões do impacto tarifário seja melhor entendida, os próximos dois tópicos abordarão a composição da receita e a estrutura tarifária de uma distribuidora de energia. Dessa forma, a futura explanação sobre a “perversidade” do atual modelo de regulamentação da geração distribuída e dos incentivos cruzados (não geradores pagando pelos geradores) será muito mais fluída e efetiva.

#### 4.2.1 Composição da receita das distribuidoras de energia elétrica

Segundo Carção (2011), o regime econômico-financeiro estabelecido pela atual legislação brasileira para a definição das tarifas de distribuição de energia elétrica é preço-teto (*priccap*), no qual as tarifas máximas são fixadas nos contratos e alteradas apenas por atos específicos da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Dessa forma, ela controla o valor máximo das tarifas cobradas pelas distribuidoras de energia elétrica.

Para garantir uma tarifa justa para o consumidor e o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária distribuidora, a ANEEL, seguindo critérios pré-estabelecidos e observando os contratos de concessão, define as tarifas máximas a serem aplicadas para cada classe de consumidor e nível de tensão. Dessa forma, a concessionária pode oferecer um serviço de qualidade, confiabilidade e continuidade necessárias para sempre ofertar energia para as pessoas.

A composição da receita requerida é a base para a definição das tarifas dos consumidores, que são basicamente divididas em duas parcelas: parcela A, composta por custos não gerenciáveis e; Parcela B, composta pelos custos gerenciáveis pela distribuidora. Basicamente, a Parcela A é composta por custos de energia, transmissão e encargos não gerenciáveis. Ou seja, a distribuidora não tem gestão sobre esses custos, pois a maioria deles são estabelecidos por atos regulamentares do governo e repassados aos consumidores. Quanto à Parcela B, esta é a parte da remuneração sobre a qual as distribuidoras possuem gestão, tais como: custos de capital; remuneração e depreciação dos ativos; custos de O&M (operação e manutenção) do sistema elétrico e da empresa como um todo. Entretanto, os repasses dos custos da parcela B à tarifa estão limitados a valores reconhecidos pela ANEEL.

#### 4.2.1.1 Parcela A – Custos não gerenciáveis

De acordo com Fugimoto (2010) e Carção (2011), os custos da Parcela A incluem os custos de energia comprada para revenda, os custos de conexão e transmissão e encargos setoriais (também conhecidos como taxas regulatórias) e, geralmente repassados integralmente às tarifas de energia elétrica. A parcela A pode ser dividida em três grandes grupos: Encargos setoriais; Transporte de energia e; Aquisição de energia elétrica e geração própria.

Apesar de ser o órgão responsável pela regulação do setor, segundo o Instituto AcendeBrasil (2011), a ANEEL não dispõe de muita influência sobre a Parcela A, tampouco sobre os tributos e encargos incidentes sobre a tarifa, haja vista que se tratam, majoritariamente, de custos que não são diretamente regulados pela agência, mas sim, determinados pelos Governos Federal, Estadual e Municipal e pelo Congresso Nacional por meio de leis e decretos.

- **Encargos Setoriais**

De acordo com a ANEEL (2016), os encargos setoriais são custos não gerenciáveis suportados pelas concessionárias de distribuição, instituídos por lei, cujo repasse aos

consumidores é decorrente da garantia do equilíbrio econômico-financeiro previsto no Contrato de Concessão. São considerados encargos setoriais: Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica (TFSEE), Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), Encargos dos Serviços do Sistema (ESS) e Energia Reserva (EER), rateio de custo do PROINFA, investimentos em P&D e Eficiência Energética, custo do ONS (Operador nacional do Sistema Elétrico) e a Compensação Financeira (CFURH).

- **Transporte de energia (transmissão)**

Os custos com transmissão de energia elétrica são aqueles relacionados ao transporte de energia, desde as unidades geradoras até os sistemas de distribuição. Neste bloco também são considerados os custos com o uso do sistema de distribuição de outras distribuidoras. Compõem o custo de transmissão: Transporte de Itaipu; MUST Itaipu; Rede Básica; Conexão e; Uso do sistema de Distribuição.

- **Aquisição de energia elétrica e Geração própria**

Compõem este grupo, os custos relativos a compra de energia elétrica suportados pelas distribuidoras de energia elétrica, com o objetivo de atender ao seu mercado consumidor. O repasse destes custos para a tarifa de energia é limitado aos valores que são reconhecidos pela ANEEL nas revisões tarifárias. Os custos referentes à aquisição de energia e geração são: Energia de Itaipu; Energia de cotas; Cota do PROINFA; Contratos bilaterais; Leilões e geração distribuída através de chamadas públicas e; a geração própria, que trata da energia advinda de empreendimentos de geração da distribuidora para atendimento ao seu mercado consumidor.

#### 4.2.1.2 Parcela B – Custos gerenciáveis

A parcela B da receita requerida pelas distribuidoras também pode ser segmentada em três grandes grupos: Custo de Administração, Operação e Manutenção; Despesas de capital (custo dos ativos) e; Outras receitas. De acordo com Fugimoto (2010), a Parcela B compreende os itens de custo que são gerenciados pelas concessionárias de distribuição (i.e., as distribuidoras possuem controle sobre eles), sendo basicamente, os custos da prestação do serviço de distribuição e a remuneração dos investimentos.

Os custos gerenciáveis são corrigidos anualmente, nos processos de reajuste tarifário, de acordo com o índice IGP-M. Associado a essa correção monetária, os custos gerenciados pelas distribuidoras são ajustados por um índice, conhecido como Fator X, que tem como objetivo incentivar as distribuidoras pela busca da eficiência operacional (tal política de incentivos à eficiência só foi possível mediante o fim da equalização tarifária e do regime de remuneração garantida no início dos anos 90). Segundo o Instituto Acende Brasil (2011), a parcela B é a parte da tarifa que a Aneel regula de forma mais direta.

De forma bem resumida, as despesas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica podem ser classificadas como: (a) despesas operacionais e (b) despesas de capital. Composto o grupo das despesas (a) têm-se os gastos com pessoal, administração, receitas irre recuperáveis, materiais, serviços de terceiros, arrendamentos, aluguéis, seguros etc. No grupo das despesas (b), têm-se as despesas de capital que tomam a forma de investimentos em ativos como, por exemplo, subestações, linhas de transmissão, imóveis, veículos e sistemas de informática.

De acordo com o Instituto Acende Brasil (2011), para que seja possível sustentar os investimentos necessários à manutenção do capital, as concessionárias de distribuição empresa buscam recursos no mercado, haja vista que, as receitas geradas por tais investimentos acontecem ao longo de toda a vida útil do ativo. Ainda nos conceitos relativos aos custos de capital, têm-se a base de remuneração da empresa (o estoque de investimentos). Em resumo, o grupo dos custos de sustentação dos investimentos (ou custo de capital) de representa o custo para captação de recursos financeiros. O pagamento dos investimentos é executado ao passo que os ativos são depreciados e, a taxa de depreciação é baseada na vida útil destes ativos.

A composição dos custos da Parcela B da tarifa de energia elétrica pode ser representada pela equação dada na equação 1, onde é possível identificar as vulnerabilidades da estruturação da parcela que remunera os custos gerenciáveis da concessionária de distribuição de energia.

$$T = \frac{(r + \delta) \cdot B + c}{q} \quad (1)$$

Em que:

**T** é a parcela B da tarifa (em R\$/kWh);

**r** é o custo de capital;

- $\delta$  representa a taxa de depreciação;
- $B$  representa a base de remuneração;
- $c$  representa o custo de operação e manutenção;
- $q$  representa o consumo de energia elétrica.

Quando se trata da expansão da microgeração distribuída é possível entender que, por afetar diretamente na volumetria do consumo de energia (no caso, da energia vendida pela distribuidora), a parcela “ $q$ ” da equação supracitada é o ponto de atenção nas discussões sobre as previsões de difusão da tecnologia de microgeração solar fotovoltaica. Segundo a composição da equação, o consumo é fator balizador da remuneração aos custos da distribuidora.

O problema reside no fato de que, o valor atribuído a “ $q$ ” não é flexível, i.e., não se adapta à medida da retração ou expansão do consumo de energia. A composição do consumo é uma projeção realizada pela concessionária de distribuição, baseada no seu rol de clientes e nas suas análises de mercado para um período de aproximadamente cinco anos (intervalo de tempo entre as revisões tarifárias). Assim sendo, o que se tem na prática é a redução do volume de energia vendida pela distribuidora, conseqüente redução de suas receitas, mas, sem a alteração de seus custos (ou até mesmo, uma possível elevação destes).

#### **4.2.2 Estrutura tarifária das distribuidoras de energia elétrica**

De acordo com o texto do Submódulo 7.1 do ANEEL (2017), estrutura tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos tarifários. A composição da receita das distribuidoras é obtida nos processos de revisão ou de reajuste tarifário, sendo decomposto em diversos componentes tarifários que refletem nas funções de custo: Transporte, Perdas, Encargos e Compra de Energia. Essas funções são agregadas, com o objetivo de formar o valor da Tarifa de Aplicação, composta pelas TUSD (Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição) e TE (Tarifa de Energia). Com base nas funções de custo, são definidos os valores de TUSD e TE para as diferentes modalidades tarifárias vigentes no país, sejam elas baseadas em critérios temporais (postos tarifários) e/ou por faixa de tensão.

Por conceito, presente no ANEEL (2017), a TUSD é o valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh ou em R\$/kW, utilizado para efetuar o faturamento

mensal de usuários do sistema de distribuição de energia elétrica pelo uso do sistema, enquanto a TE é o valor monetário unitário determinado pela ANEEL, em R\$/MWh, utilizado para efetuar o faturamento mensal pela distribuidora referente ao consumo de energia dos seguintes contratos:

- a) Contrato de Compra de Energia Regulada – CCER, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 62;
- b) Contrato de fornecimento de consumidores do grupo A, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 63;
- c) Contrato de Adesão de consumidores do grupo B, nos termos da Resolução Normativa nº 414/2010, art. 60;
- d) Contrato de Compra e Venda da Energia (CCE), para suprimento de concessionária ou permissionária de distribuição com mercado inferior a 500 GWh/ano, nos termos do PRORET (Procedimentos de Regulação Tarifária).

A atual estrutura da tarifa de energia foi desenhada em 2003. Neste período, a composição tarifária foi desagrupada em dois grandes blocos de remuneração que, segundo Pelegrini (2011), se resumem em “Tarifa fio”, que engloba as tarifas pelo uso dos sistemas de distribuição e transmissão (TUSD + TUST) e “Tarifa de energia” (TE). A dita “tarifa fio” é responsável pela geração da receita necessária para cobrir o custo com o transporte (desde a geração até o ponto final de consumo) de energia. Enquanto a “tarifa de energia” se propõe a remunerar o custo de aquisição de energia pela distribuidora. Ainda segundo Pelegrini (2011), a identificação destes dois blocos nas tarifas de fornecimento foi denominada de abertura tarifária.

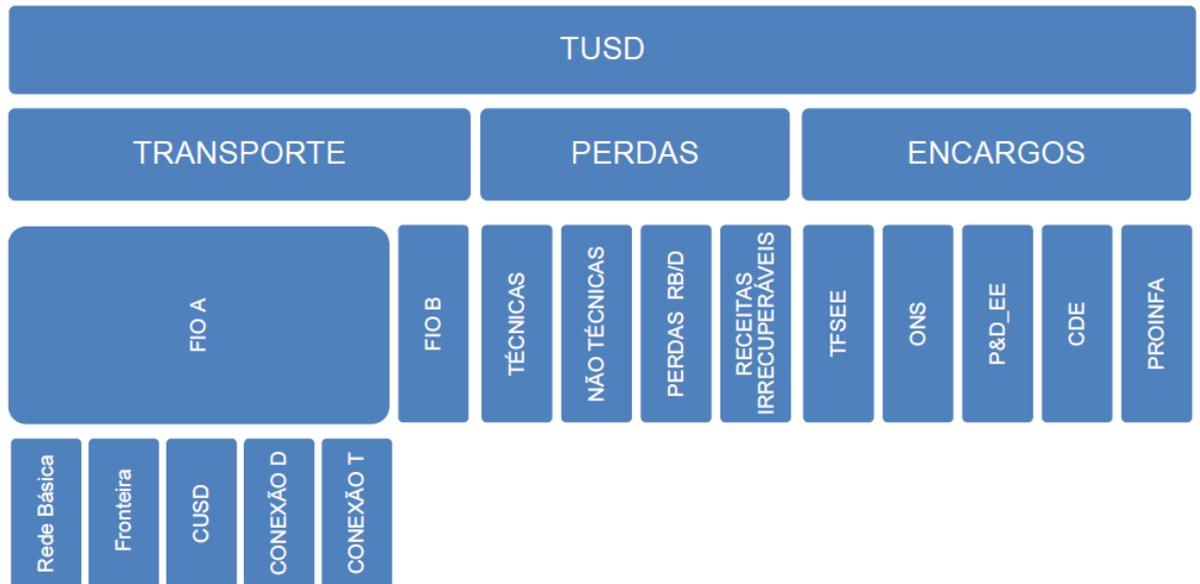
#### 4.2.2.1 A TUSD

Numa perspectiva histórica, de acordo com Pelegrini (2011), a instituição da cobrança da tarifa de uso dos sistemas de transmissão (TUST) e distribuição (TUSD) teve início no ano de 1999, com o estabelecimento de valores a serem cobrados dos consumidores livres e geradores conectados a esses sistemas. A completude da metodologia para a definição da tarifa de uso do sistema de distribuição foi alcançada em 2001. Em 2002, foram acrescentados à TUSD, os custos relativos ao transporte e perdas de energia elétrica. Por fim, em 2003 houve novas alterações na metodologia de cálculo, incorporando-a no processo de revisão tarifária e ao

cálculo da composição da receita requerida de distribuição. Por *default*, o valor da TUSD é distinto para cada classe de usuário, a depender do nível de tensão e potência requerida. Os custos regulatórios que formam a TUSD são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária são apresentados graficamente pela Figura 12 e formados pelos seguintes componentes tarifários:

- a) **TUSD Transporte**, que é a parcela da TUSD destinada à remuneração da TUSD FIO A (formada pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, i.e., o pagamento feito pelas distribuidoras pelo uso dos sistemas de transmissão da rede básica, uso dos transformadores de potência, conexão às instalações de transmissão) e a TUSD FIO B (formada pelos custos do uso de ativos de propriedade da própria distribuidora, ou seja, seus custos gerenciáveis, que compõem a Parcela B).
- b) **TUSD Encargos**, que trata da recuperação dos custos referentes aos investimentos em Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D\_EE); Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE); Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS); Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE); e Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA).
- c) **TUSD Perdas**, que trata da parcela de recuperação dos custos regulatórios relativos às perdas técnicas do sistema de distribuição, perdas não técnicas, perdas na rede básica devido às perdas regulatórias da distribuidora e as receitas irre recuperáveis (conhecida contabilmente como Provisão de Créditos de Liquidação Duvidosa (PCLD)).

Figura 12 – Funções de Custos e Componentes Tarifários da TUSD



Fonte: ANEEL (2017, p.10).

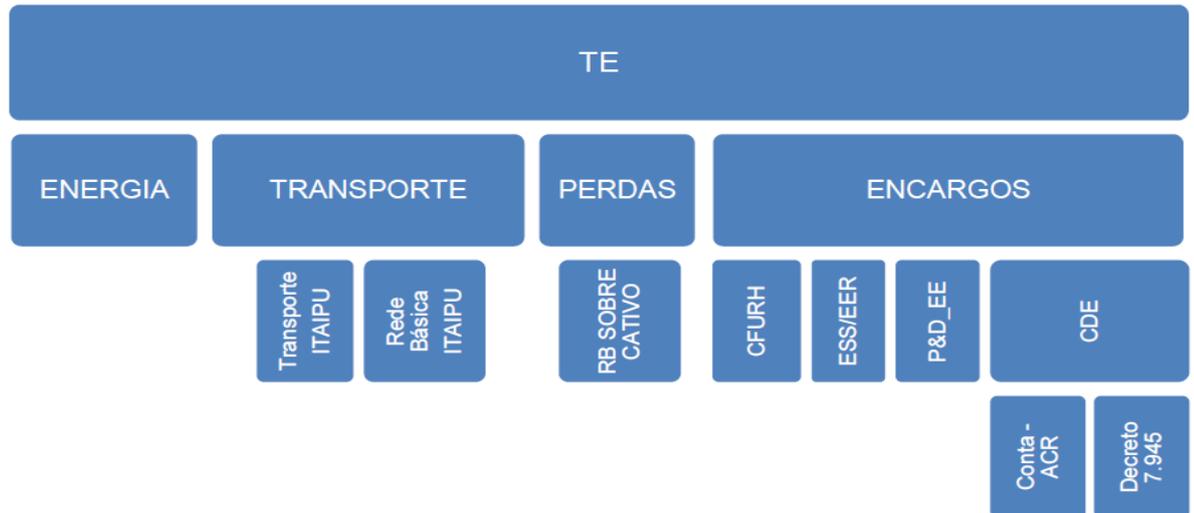
#### 4.2.2.2 A TE

Segundo Carção (2011), o cálculo da TE é mais simples que o cálculo da TUSD, pois não depende das informações de tipologias de carga. A receita requerida para a cobertura tarifária da TE é feita através do rateio das funções de custo entre os consumidores, de todos os níveis, à exceção dos consumidores livres e suprimento a outras concessionárias (que pagam apenas pela TUSD). Assim como a TUSD, os custos regulatórios que formam a TE são definidos no processo de reajuste ou revisão tarifária. A figura 13 apresenta o arranjo das funções custo da TE, sendo estes, resultados da composição de parcelas de recuperação dos custos relativos a:

- a) **TE Energia**– que é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor.
- b) **TE Encargos**–parcela que recupera os custos de:
  - i) Encargos de Serviços de Sistema (ESS) e Encargo de Energia de Reserva (EER);
  - ii) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética (P&D\_EE);
  - iii) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos (CFURH); e
  - iv) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

- c) **TE Transporte** – parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.
- d) **TE Perdas** – parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.

Figura 13 - Funções de Custos e Componentes Tarifários da TE



Fonte: ANEEL (2017, p.12).

#### 4.2.3 A “perversidade” do atual modelo regulatório da geração distribuída

Em acordo com Zubiria (2016), o aumento do número dos consumidores que utilizam painéis fotovoltaicos diminui a demanda por eletricidade e, por conseguinte, leva à necessidade de readequação das tarifas de distribuição. A consequência dessa readequação tarifária é a penalização sobre aqueles não geradores, ou seja, quem pagará pelas perdas amargadas pelas distribuidoras são os consumidores cativos que não migraram para a geração distribuída. A lógica é simples: a redução do nível de consumo de energia elétrica fará com que as distribuidoras repassem seus custos (que não reduziram com a redução da receita) a uma quantidade menor de clientes, tornando a tarifa mais cara.

Segundo Figueiredo (2016), sob a ótica de distribuição dos custos associados à expansão da micro e da minigeração, a tarifa aplicada aos que aderem a este tipo de geração será subsidiada pelos que não aderem, num sistema onde os “sem telhados” acabarem arcando com uma parcela do custo de manutenção, e de eventual reforço da rede, dos “com telhados”.

O consumidor gera sua própria energia e reduz o consumo. O problema é que o consumo além de ser base para o cálculo dos valores para remuneração da geração e distribuição, ainda

é utilizado para compor o cálculo da tarifa nas revisões tarifárias, de tal forma que, para remunerar os investimentos necessários para o atendimento da expansão da microgeração, haverá reajustes na tarifa, tornando-a mais cara.

A “perversidade” reside no fato de que, clientes que não estão gerando sua própria energia pagarão a conta dos investimentos que foram necessários à expansão e modernização da rede para os microgeradores. Não obstante, uma tarifa mais cara, incentiva a microgeração, tendo em vista os custos cada vez mais baixos dos kits de geração solar fotovoltaica, influenciados por uma atual regulação que prima pelo incentivo à microgeração e por uma série de subsídios governamentais (como por exemplo, a isenção de impostos e linhas de financiamento pelo BNDES e Banco do Nordeste).

Outros custos que serão de responsabilidade das distribuidoras de energia elétrica também deverão ser repassados aos consumidores através do aumento das tarifas, são eles: implantação de novos procedimentos e ferramentas associadas à operação e manutenção, implantação de novos índices de qualidade dos serviços, implantação de novos critérios de segurança, aspectos de planejamento de ampliações e reforços na rede e finalmente novos critérios de contratação de energia. De acordo com Rodriguez (2002), o efeito da difusão da geração distribuída pode criar um efeito espiral indesejável: o aumento das tarifas encorajaria mais consumidores a investir em geração, contribuindo para que as concessionárias aumentem as tarifas novamente.

#### 4.3 EXPERIÊNCIAS INTERNACIONAIS DA EXPANSÃO DA MICROGERAÇÃO

De acordo com Nascimento (2017), os países que mais desenvolveram a energia solar fotovoltaica apresentaram duas características marcantes: políticas de incentivo à difusão da tecnologia, com subsídios para a fabricação ou importação de equipamentos, financiamento da compra de painéis e, principalmente, a adoção de modelos regulatórios de comercialização da energia elétrica gerada que garantiram a viabilidade e a atratividade dos investimentos.

De acordo com Nascimento (2017), a Alemanha foi até o ano de 2014, liderança mundial em capacidade de geração fotovoltaica instalada, sendo ultrapassada no ano seguinte pela China. O expressivo resultado alemão, no que tange o aproveitamento da fonte solar origina-se na decisão estratégica de inserir a energia renovável em sua matriz energética, reduzindo a participação da energia nuclear (duramente criticada pela opinião pública). Na Alemanha houve grandes incentivos a um programa de geração de energia elétrica, com injeção da energia gerada na rede elétrica. Segundo o MME (2009), o fomento à geração distribuída de pequena escala

foi consequência de uma legislação que promoveu o estímulo à microgeração através do pagamento de valores atrativos, além de obrigar as concessionárias alemãs a suportarem a energia gerada em suas redes, remunerando-as e distribuindo.

Numa perspectiva histórica dos fatos marcantes na expansão da geração distribuída na Alemanha, tem-se em 1990 a adoção da *Electricity Feed-in Law*. De acordo com a MME (2009), a lei tratava da injeção da energia gerada por Fontes Renováveis de Energia (FRE) na rede elétrica pública, que foi inicialmente concebida para poucas centenas de MW de pequenas centrais hidrelétricas (PCH). A *Feed-in law* iniciou o sistema de preços para remuneração da geração distribuída e obrigatoriedade da conexão dos geradores pelas concessionárias, pagando uma tarifa-prêmio por um período de vinte anos. A citada lei promoveu relevante aumento na capacidade de geração com fonte eólica, entretanto, a geração solar fotovoltaica apresentou êxito semelhante devido aos (ainda) elevados custos de implantação dos sistemas fotovoltaicos na época, em comparação com a tarifa prêmio estabelecida.

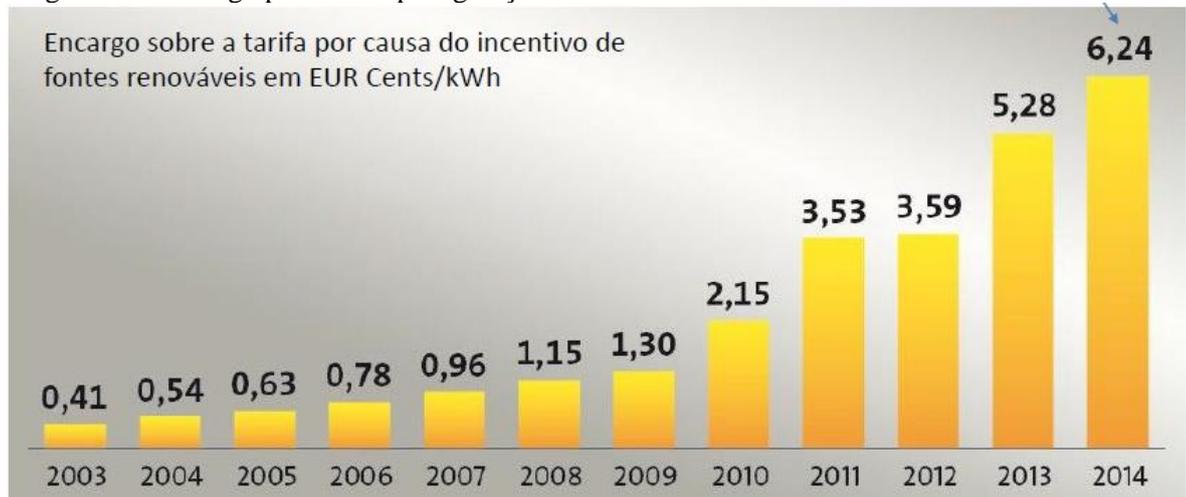
Entre os anos de 1998 e 2003, a energia solar decola na Alemanha. O Programa de 1000 telhados, instituído em 1991, levou à instalação de mais de 2.200 instalações fotovoltaicas interligadas à rede e integradas à cobertura de edificações, com uma potência total de 5,3 MWp em 1993. Ainda em 1993 houve a proposição do Programa 100.000 telhados solares (iniciado apenas em 1999, após forte lobby da indústria solar fotovoltaica e do indiscutível apoio da opinião e interesse público). As lições aprendidas com ambos os programas promoveram a intensificação dos investimentos na tecnologia solar fotovoltaica, entretanto algumas falhas precisavam ser corrigidas, como por exemplo: não havia sido discutida nenhuma provisão em relação à distribuição dos encargos derivados da *Feed-in law*, fazendo com que, em termos geográficos, os consumidores das regiões com mais geradores pagassem mais (MME, 2009; NASCIMENTO, 2017).

Em 1999, deu-se início a reformulação da então *Electricity Feed-in Law*, sendo esta substituída em 2000 pela *Renewable Energy Sources Act*, que introduziu importantes alterações como o estabelecimento de tarifas específicas para cada fonte, considerando os custos de cada uma delas; determinou que o que o montante nacional a ser pago pela geração por FRE seria distribuído entre todas as concessionárias, assegurando assim que nenhuma região fosse sobrecarregada e; instituiu que a tarifa-prêmio fixada por um período de vinte anos seria, para novas instalações, reduzida 5% ao ano. Segundo Nascimento (2017), as reformulações impulsionaram a escalada nas instalações de sistemas de geração solar e, com isso, a Alemanha passou a ser a líder mundial em energia solar fotovoltaica (superada anos mais tarde pela

China), contando ainda com o desenvolvimento no país de indústrias de produção de células e módulos fotovoltaicos, gerando redução nos custos de implantação dos painéis fotovoltaicos.

As políticas de incentivo alemãs foram inegavelmente o fato primordial para que o país tenha alcançado os resultados da expansão da geração solar fotovoltaica. Entretanto, uma política de fortes subsídios não se sustenta no longo prazo. De acordo com Nascimento (2017) e Hahn (2017), os fortes impactos tarifários, conforme exposto na figura 14, causados pela atrativa remuneração paga aos geradores por um período de vinte anos resultou na revisão dos subsídios concedidos para novas unidades geradoras instaladas. Atualmente, a expansão das energias renováveis na Alemanha é baseada apenas via leilões, sendo expressiva a contenção da expansão da microgeração distribuída no país.

Figura 14 - Encargo provocado pela geração distribuída sobre a tarifa Alemã



Fonte: Hahn (2017, p.31).

A Espanha também investiu na expansão da geração solar fotovoltaica. Em estágios iniciais, segundo o MME (2009), o país incentivou a instalação de grandes centrais, que foram desenvolvidas em uma escala considerável por conta da alta rentabilidade garantida pelo marco regulatório vigente na época para este tipo de projeto. Todavia, os empreendimentos se mostraram inviáveis devido aos altos custos de instalação, manutenção e transmissão da energia. Frente ao fracasso da primeira experiência com a geração distribuída, a Espanha decidiu promover alterações no marco regulatório e, em 1998, implementou políticas de incentivo similares às executadas na Alemanha, baseadas no modelo *feed-in-tariff*.

De acordo com Nascimento (2017), as mudanças nas políticas de incentivo espanhola permitiram aos produtores de energia vender a energia solar fotovoltaica produzida por uma tarifa-prêmio, até que se atingisse o limite de 50 MW de potência instalada. Apesar das tarifas

de incentivo, as medidas não promoveram o desenvolvimento da indústria solar fotovoltaica de forma relevante, devido às restrições de limite de carga estabelecido em lei. Com fins de corrigir a atrofiante limitação, em 2004, o governo espanhol através do Real Decreto nº 436, de 2004 regulamentou a atualização dos valores de tarifa-prêmio e a retirada dos limites de potência.

As alterações legais alavancaram a demanda por conexões, com forte incremento do setor industrial fotovoltaico e criação de empregos. A Espanha se tornou um dos países líderes na produção de energia solar fotovoltaica, o 8º com maior capacidade instalada de geração FV, segundo dados do IEA (2012). Entretanto, as fortes políticas de incentivo, acabaram por também provocar na Espanha, impactos tarifários semelhantes aos ocorridos na Alemanha, levando o país a rever e reduzir os incentivos concedidos aos geradores.

Quando se avalia a política de incentivos via tarifa *feed-in* adotada por países europeus ou no caso do Japão, um ponto de convergência torna-se evidente: a promoção da expansão da geração distribuída em pequena escala através de fortes políticas de incentivos, via *Feed-InTariff*, é um modelo de sucesso na difusão da tecnologia, mas, sua implementação demanda a definição de prazos para término ou redução gradual dos subsídios. Em todos os casos em que houve a implantação das tarifas prêmio, os impactos tarifários no médio prazo foram tão substanciais, que levaram os governos a reverem suas políticas de incentivo.

O Quadro 2 apresenta a relação de alguns países e suas estratégias de incentivo a geração distribuída. No caso dos Estados Unidos, cada Estado aplica a política de incentivo mais conveniente. Outros países que adotaram o modelo Feed-In revisaram suas regulamentações e medidas de incentivo no médio e longo prazo.

Quadro 2 - Políticas de incentivos para Geração Distribuída

Países	Tarifa Feed in	Net Metering	Quotas	Certificado-Energias Renováveis	Investimentos públicos/ investimento	Leilões públicos de Energia	Reduções nos impostos
EUA	○	○	○		•	•	•
Alemanha	•			•	•		•
Japão	•	•	•	•	•		
China	•		•	•	•	•	•
Itália	•	•	•	•	•	•	•
Portugal	•	•	•	•	•	•	•
Brasil		•		•	•	•	•
França	•			•	•	•	•
Argentina	•			•	•	•	•
México		•		•	•	•	
Espanha	•	•		•	•		•

Fonte: Rodrigues (2013, p.45).

## 5 PROPOSTAS REGULATÓRIAS

Num passado não tão distante, há pouco mais de sete anos, as grandes empresas do setor de telefonia assistiram uma verdadeira revolução nos perfis dos usuários, com severos impactos sobre seus faturamentos. O mercado de telefonia fixa e de computadores pessoais passou por uma transformação radical e meteórica. Os telefones fixos e os microcomputadores de mesa deram lugar aos aparelhos de alta potência como os smartphones e os *tablets*. Mas, o que isso tem a ver com a expansão da microgeração solar fotovoltaica? Como resposta, analogamente, tudo. Primeiramente, a proliferação da telefonia móvel foi um grande caso de sucesso do processo de difusão de tecnologias, que teve forte disseminação de informações em todos os meios de comunicação. A promoção maciça das benesses trazidas pelos aparelhos “smartphones” (mesmo a preços bastante elevados e fora dos padrões de renda da maior parte da população brasileira) foi, sem dúvida, um dos fatores do sucesso e penetração da nova tecnologia.

Toda essa conversa sobre a popularização da tecnologia móvel é apenas para exemplificar que, no caso da microgeração solar fotovoltaica distribuída, o processo de difusão da tecnologia dos kits de geração, em acordo com Konzen (2014) é um evento social. O mercado potencial para microgeração sentir-se-á motivado a entrar no mercado da GD, quando, de acordo com a EPE (2014), acontecerem manobras de promoção, como por exemplo: acesso a financiamentos, programas de disseminação de informação, demonstração das melhores práticas e casos de sucessos, bem como a utilização da GD pelo setor público. O atual consumidor de energia está empoderado, quer ser independente e aumentar a qualidade do fornecimento. Em pesquisa realizada pelo Datafolha (MUDANÇAS..., 2015) com consumidores em todo o Brasil apontou que, 62% dos entrevistados estavam dispostos a instalar um sistema de microgeração de energia solar em casa, e na diante da existência de linhas de crédito com juros baixos, o percentual se eleva para 71%.

O avanço da microgeração distribuída (principalmente a solar fotovoltaica) é um caminho sem volta, não apenas pelo potencial brasileiro para a exploração da energia solar, mas também, pela necessidade de ampliação da matriz energética brasileira, além do novo *mindset* do consumidor de energia elétrica. Todavia, a introdução massiva da geração distribuída em baixa tensão no negócio de distribuição, afeta o setor em três vertentes básicas: técnica, comercial e no modelo de negócios. De acordo com Roberto Falco, gerente sênior da Accenture, em entrevista dada a Faiha (2017), no que diz respeito às questões de cunho técnico, as distribuidoras enfrentam a necessidade de implementação de projetos, processos, operação e

manutenção da rede para suportar um volume de energia outrora não projetado. Em relação aos aspectos comerciais, com a expansão da geração distribuída, a receita das distribuidoras diminuirá, haja vista a retração de mercado com redução na venda de energia, de tal forma que, as empresas terão um custo maior ao tempo que realiza uma receita menor. Por último, o modelo de negócio das concessionárias de distribuição precisará ser revisto, pois, frente a mudanças substanciais no perfil dos consumidores e na inserção de novas tecnologias de geração próxima ao consumo, é necessário repensar a estrutura tradicional do negócio de distribuição.

O sistema de compensação de energia elétrica advinda da microgeração distribuída, regulamentada pela REN 482/2012 estabeleceu que a compensação da energia injetada na rede deve ser feita sobre o valor total da tarifa de fornecimento, considerando a TUSD e a TE. Em decorrência desta decisão, as distribuidoras deixaram de faturar o valor integral do uso da rede de distribuição efetuado por parte dos microgeradores, sendo necessário recompor a receita, para que a o crescimento da microgeração distribuída ocorra de forma sustentável. Os clientes atendidos em baixa tensão compensam integralmente o valor da tarifa. Para justificar a compensação integral dos valores, a ANEEL se utilizou de uma antiga restrição que impedia a tarifação binômia para clientes do grupo B, fato não mais justificado, tendo em vista o texto do Decreto 8.828/2016.

Fato é que, no atual modelo de compensação, o *Net Metering*, o custo gerado pelo uso do sistema de distribuição, associado às compensações de energia injetada na rede está sendo suportado integralmente pelas distribuidoras de energia. Tal situação não é sustentável, nem para a distribuidora, nem para o microgerador, pois, este último tem a percepção inadequada do valor do benefício trazido pelo projeto, o que pode vir a prejudicar a recuperação do investimento previsto. Na equação econômica do microgerador distribuído, o valor do kit de geração está reduzido, pois num sistema *on-grid* não há necessidade de investimentos em bancos de baterias para armazenamento da energia gerada, visto que, têm-se a substituição da necessidade da bateria pelo uso do sistema da distribuidora, sem o devido pagamento pelo uso do fio.

A política de compensação de energia injetada na rede de distribuição pelos mini e microgeradores, através da REN nº482/2012, que estabelece a compensação sobre o valor total da tarifa de fornecimento aliado à postura da Agência Reguladora em negar pleitos de recomposição de perda de receita das distribuidoras pode ser caracterizado como descumprimento do Art.35 da Lei 9.047/1995, que estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos. Segundo o disposto no referido artigo da Lei, “A estipulação de novos benefícios tarifários pelo poder concedente, fica

condicionada à previsão, em lei, da origem dos recursos ou da simultânea revisão da estrutura tarifária do concessionário ou permissionário, de forma a preservar o equilíbrio econômico-financeiro do contrato”.

Frente aos problemas supracitados, de acordo com Zubiria (2016), é necessário que haja reformulações e ajustes nas diretrizes regulatórias do setor, com o objetivo de evitar desequilíbrios econômico-financeiros nas concessionárias de distribuição em função do descompasso entre a redução do volume de energia vendido (redução de receita) e a necessidade de investimentos na rede com o avanço da microgeração. Todavia, é importante ressaltar que, as demandas regulatórias devem visar o equilíbrio, ou seja, as ações do órgão regulador devem garantir a sustentabilidade da expansão da microgeração distribuída, pois não se podem negar os benefícios da GD para a matriz energética brasileira, como por exemplo: benefícios ambientais, redução de perdas e redução da necessidade de investimentos na expansão da rede de transmissão.

## 5.1 SUGESTÕES DE ALTERAÇÕES E SIMULAÇÕES DE VIABILIDADE

### 5.1.1 Tarifação binômia para microgeradores de energia

Com o objetivo de equacionar os desafios do setor elétrico frente sua dinamicidade, constantes avanços tecnológicos e históricas intervenções estatais (em sua maioria, de cunho político), o Ministério de Minas e Energia (MME, 2017) divulgou a NT N°5/2017, que trata do aprimoramento do marco legal do setor elétrico. O texto na NT propõe um novo modelo, baseado em propostas que buscam viabilizar o futuro do setor elétrico com sustentabilidade no longo prazo.

Considerando o avanço dos Recursos Energéticos Distribuídos (RED), assim como os efeitos da expansão destes no sistema elétrico, a proposta apresentada pela NT N°5/2017 visa dirimir os impactos na recuperação de receita pelas distribuidoras de energia, promovendo o equilíbrio entre o crescimento do mercado de geração distribuída em pequena escala e a demanda por investimentos na rede de distribuição, principalmente no que diz respeito às redes elétricas inteligentes (*Smart grids*), essenciais para o sucesso e o controle da mini e microgeração distribuída.

Uma das propostas presente na proposta de reestruturação do setor elétrico é a aplicação da tarifa binômia para todos os consumidores, independente da tensão de fornecimento nas quais são atendidos, de tal forma que, o modelo de tarifação permita a segmentação da cobrança

por suas partes, i.e., a componente do uso da rede de distribuição e transmissão deverá ser cobrada de forma separada do consumo e encargos setoriais.

A proposta da modalidade de tarifação binômica compõe o Grupo 3 das temáticas abordadas pela NT N°5/2017, que trata da alocação de custos e racionalização, promovendo a revisão dos atuais incentivos às fontes renováveis, como a geração distribuída. A proposta altera o §1º do art. 15 da Lei nº 9.427, de 1996 e estabelece que, o componente de uso da distribuição e da transmissão (exceto encargos tarifários e perdas) não seja cobrado por unidade de energia (ou seja, pelo consumo), de modo a direcionar a regulação para a definição de um parâmetro de cobrança não volumétrico.

De acordo com o texto da NT N°5/2017, a cobrança volumétrica do serviço de distribuição dificulta a inserção sustentável de medidas de eficiência energética, tange-se neste ponto a microgeração distribuída, pois, a economia no consumo de energia representa, num primeiro momento, perda de receita da distribuidora para remunerar a infraestrutura de rede, em um segundo momento, se transforma em transferência do custo evitado aos demais consumidores.

Para tanto, uma das propostas presentes na proposição de um novo modelo para o setor é a implantação da tarifa binômica para todos os consumidores até 2021, tempo que, de acordo com o governo, permite a associação desse movimento a outras mudanças capazes de valorar adequadamente os benefícios da geração distribuída e até o sinal locacional.

Ante o exposto, Sales e Hochstetler (2017), ressaltam a importância da tarifação binômica, não para todos os consumidores, mas sim, para os mini e microgeradores e, que tal modalidade tarifária seja implementada de forma imediata para as novas instalações de geração distribuída, discordando da proposta de implementação até dezembro de 2021. A tarifa binômica também é aclamada por Brito (2017), quando este relata que, a forma de remuneração do negócio da distribuição elétrica demanda alterações, pois as distribuidoras precisam ser remuneradas pelo uso de seus fios, e não mais apenas nas ocorrências de consumo de seus clientes.

A PSR (2013) citada por Nascimento (2017) explana que a infraestrutura de transmissão e distribuição responsável pelo transporte da energia é projetada para atender a demanda máxima do consumidor, independente da frequência em que essa demanda ocorra. Durante qualquer momento do dia e, independente das condições (favoráveis ou não) ou quando o sistema de microgeração esteja fora de operação, o consumidor buscará da rede energia suficiente para o seu consumo total. Desta forma, não é complexo constatar que o custo da rede

é fixo, e mediante tal situação, tal custo não pode deixar de ser remunerado apenas em função de injeção de energia na rede.

Baseado nas realidades expostas, fato é que a tarifação binômia é bem vinda para as concessionárias de distribuição, entretanto, afeta diretamente a viabilidade dos projetos de microgeração solar fotovoltaica, pois, aumenta o tempo de retorno do investimento, haja vista que a redução do valor da conta de energia será menor (parâmetro base para o cálculo do *payback* simples de um sistema instalado). Segundo Nascimento (2017), a implantação da tarifação binômia, embora mais eficiente sob a ótica de alocação dos custos, tende a tornar os investimentos em geração de energia fotovoltaica menos atraente, configurando-se até mesmo como uma barreira para o desenvolvimento da geração distribuída no Brasil (considerando o atual modelo de compensação, o *net-metering*).

De acordo com Konzen (2016), caso seja implementado um regime de tarifa binômia, cerca de 50% da economia mensal promovida pela microgeração passa a ser destinada à cobertura dos custos fixos da distribuidora. Como resultado, nas áreas de concessão de seis distribuidoras (CEMIG, AMPLA, COPEL, AES-SUL, CELESC e COELBA), o investimento não se paga (i.e., o tempo para retorno do investimento é superior à vida útil do sistema de microgeração fotovoltaica) e em outras quatro (CPFL Paulista, COELCE, EMS e LIGHT) a média do *payback* seria de 22 anos. De tal forma que, a implantação da modalidade de tarifação binômia para a microgeração, praticamente, praticamente inviabiliza o investimento em microgeração fotovoltaica no país.

### **5.1.2 Compensação restrita à parcela referente a TE da tarifa**

Outra proposta destinada a mitigar os impactos causados pela redução de receita nas distribuidoras, mediante a compensação da energia injetada na rede sobre o valor total da tarifa de fornecimento, considerando a TUSD e a TE é a regulamentação para que a compensação da energia incida apenas sobre a componente TE da tarifa de energia. Com a mudança na metodologia de compensação, os créditos gerados pela energia injetada na rede seriam abatidos da componente tarifária que remunera os custos não gerenciáveis pela distribuidora, de tal forma que, com a garantia do faturamento integral da TUSD, o impacto na redução da receita seria reduzido.

O problema da proposta de compensação do excedente restrita ao valor da TE é o impacto sobre o *payback* do investimento nos kits fotovoltaicos instalados, onde há expressivo aumento no tempo de retorno dos projetos. A compensação sobre apenas uma parcela da tarifa,

de acordo com Nascimento (2017), é uma das formas mais eficientes para o modelo de compensação pela energia injetada na rede por unidades consumidoras, no que tange a perspectiva de melhor alocação de custos. Entretanto, o autor supracitado concorda que a restrição da compensação impacta negativamente no desenvolvimento da geração distribuída no país, pois promove aumento significativo no tempo de retorno dos investimentos realizados na instalação dos SFCR, considerando que, a depender das condições da região, é possível que o payback ultrapasse a vida útil média dos painéis fotovoltaicos.

Foram realizadas quatro situações de investimentos, considerando em cada uma delas, um perfil de consumo distinto, no entanto, assemelhado às realidades de consumidores potenciais microgeradores (consumo superior a 250kWh/mês), conforme apresentado na Tabela 12. Válido ressaltar que, para as avaliações, foi considerada a premissa de que, o sistema instalado foi projetado para atender a integralidade da demanda energética da residência.

Tabela 12 - Descrição das residências na compensação via parcela TE da tarifa

Residência	Consumo kWh/mês	Potência Kit kWp	Custo do Kit R\$	Características de consumo
1	386	3,02	24.000,00	Concentração relevante de consumo em horários distintos da geração de energia.
2	250	1,89	18.000,00	Consumo energético concentrado nos horários de geração de energia.
3	300	2,26	18.500,00	Unidade concentra consumo nos horários de ponta, fora dos intervalos de geração.
4	500	3,77	28.000,00	Consumo energético diluído, concentrações nos horários de geração e ponta.

Fonte: Elaboração própria da autora desta dissertação (2017).

Em todos os perfis avaliados, restringir a compensação da energia injetada na rede à apenas a parcela TE da tarifa de energia elétrica, proporciona aumento do tempo para retorno do investimento no sistema de microgeração solar fotovoltaica. Os percentuais de aumento do payback são distintos para cada perfil de consumo, entretanto, o único caso em que o incremento no tempo de retorno foi inferior a 30% diz respeito à residência que concentra seu consumo justamente nos intervalos de geração de energia pelo sistema, ou seja, quase tudo o que é gerado é consumido. Nos outros casos, o *payback* do investimento apresentou incrementos superiores a 40%, de tal forma que, considerando a vida útil do sistema (aproximadamente 25 anos), o investimento ainda é viável, mas sua atratividade econômica é substancialmente afetada.

### 5.1.3 Subvenções oriundas das contas de encargos setoriais

#### 5.1.3.1 CDE

A tarifação binômica e a compensação apenas sobre uma parcela da tarifa de energia não se apresentaram como alternativas vantajosas para a manutenção da viabilidade dos

investimentos na microgeração solar fotovoltaica, pois impactam expressivamente no aumento do tempo de retorno do investimento, tornando-os até mesmo inviável. Entretanto, como forma de promover a manutenção da viabilidade dos investimentos em microgeração distribuída, assim como mitigar os impactos causados pela compensação integral dos créditos gerados pela energia injetada na rede, propõe-se reconhecer o subsídio da compensação sobre o valor integral da tarifa, enquadrando-o na modalidade de Fonte Incentivada, possibilitando desta forma, sua cobertura através da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

De forma detalhada, a proposta de subvenção para os microgeradores de energia consiste basicamente numa alternativa para postergar a aplicação da tarifa binômica, pois apesar de, segundo Konzen (2016), a tarifa binômica inviabilizar os investimentos, ela ainda é a proposta mais justa para as distribuidoras. Como a maior queixa (verídica e preocupante) das concessionárias é a não arrecadação adequada da TUSD (usada para cobrir os custos da atividade de distribuir energia), propõe-se manter a compensação sobre a integralidade da tarifa e, repassar às concessionárias de distribuição de energia, o valor devido referente à parcela TUSD da unidade microgeradora. Os valores relativos aos esses repasses serão oriundos da CDE. O impacto dessa subvenção na conta é repassado para os consumidores de todo o Brasil, diluindo o impacto tarifário.

A CDE é um encargo setorial que, entre seus objetivos, de acordo com a Lei que lhe deu origem (Lei nº 10.438, de 2002), destina-se a promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa e gás natural. Em 2013, através da Lei nº 12.783, o rol de fontes passíveis à cobertura do encargo, abrangendo as fontes termossolar, fotovoltaica, além de outras fontes classificadas como renováveis. Como o custo da CDE é rateado por todos os consumidores atendidos pelo Sistema Interligado Nacional (exceto os consumidores residenciais baixa renda), o custo associado à compensação dos créditos gerados pela energia injetada na rede seria diluído para todos os consumidores. A estratégia da subvenção é benéfica tanto para a distribuidora de energia, quanto para o microgerador, pois neste cenário:

- a) Mantém-se a compensação sobre a integralidade da tarifa através do sistema Net Metering;
- b) Garante a viabilidade do investimento em microgeração distribuída (solar fotovoltaica);
- c) Remunera as concessionárias, no que tange a recuperação das receitas pelo uso do sistema de distribuição.

O uso da Conta de Desenvolvimento Energético para fomento de programas de cunho social não é novidade no Brasil. Exemplo é o uso dos recursos da conta para financiar o Programa de Universalização do Acesso à Energia Elétrica, muito conhecido como “Luz para Todos” (LPT). Como um dos objetivos da CDE é o de promover a universalização do serviço de energia elétrica em todo o território nacional, a destinação de recursos da conta para o LPT está legalmente fundamentada.

A proposta de fomentar a expansão da microgeração através do uso dos recursos da CDE, de forma análoga ao que ocorre com o LPT, se baseia na distribuição do recurso setorial para mitigar os impactos financeiros nas distribuidoras, assim como os impactos tarifários decorrentes da reversão das perdas e investimentos na tarifa. Em acordo com Nascimento (2017), a subvenção via CDE possibilita que o ônus da remuneração do uso das redes no sistema de compensação de energia seja uniformemente distribuído entre os consumidores de todo o País, de forma a não onerar adicionalmente os consumidores de áreas com maior aproveitamento da fonte.

A proposta de embarcar os custos das compensações na CDE já foi apresentada pela concessionária de distribuição de energia do Estado da Bahia à ANEEL, através de contribuições à Audiência Pública nº 037/2017. A ideia não foi aceita pela agência reguladora, mediante o argumento da agência reguladora de que o quantitativo de instalações com microgeração ainda é pequeno e que, em 2019, haverá revisão da regulamentação da GD (dada pela REN 482/2012).

Ainda no campo das subvenções sustentadas pela CDE, a NT N°5/2017, apresenta em sua redação, a vertente que trata das alterações do atual modelo de subsídios às fontes incentivadas. De acordo com a proposta de aprimoramento do setor, no lugar da sistemática dos descontos nas tarifas de rede incidentes na produção e no consumo, propõe-se o pagamento de um prêmio de incentivo associado à energia fisicamente produzida por cada empreendimento incentivado, resguardando o estabelecimento de um prazo limite para a concessão de prêmios de incentivo.

A proposta apresentada implantaria no Brasil, um sistema de bonificação semelhante às tarifas *Feed-In*, aplicadas largamente na Alemanha com o objetivo de incentivar e expandir a geração distribuída em pequena escala. Entretanto, a proposta constante na NT N°5/2017 não prevê a extensão dos prêmios de incentivos para a geração destinada ao consumo próprio, mas, apenas a empreendimentos devidamente outorgados. Ou seja, o prêmio de incentivo pela geração de energia não se aplica aos microgeradores, haja vista que, os dois objetivos principais

dos consumidores é o auto abastecimento energético e a redução do valor das contas de energia elétrica.

Segundo Rodrigues (2013), o sistema *Feed-In* consiste no pagamento de uma tarifa mais vantajosa para as centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia, quando comparada com as fontes convencionais. O modelo de fomento à GD através das tarifas prêmio foi adotado pelos países que atualmente lideram o ranking de maiores geradores de energia baseada em fonte solar fotovoltaica, como a Alemanha, Japão, Espanha e Portugal. A adoção da remuneração diferenciada (ou tarifa prêmio) tem por objetivo, viabilizar os investimentos em projetos de geração distribuída, e trata-se de medida com viés de governo (i.e., sua definição não é de competência dos órgãos reguladores), pois, configura-se como política pública voltada para a diversificação da matriz energética, com o uso de fontes renováveis.

A proposta de enquadrar a microgeração distribuída como fonte incentivada e torná-la apta a compor o grupo de projetos suportados pelos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético possui um ponto fundamental em comum com a estratégia das tarifas *Feed-In*, um prazo de vigência. No caso das tarifas-prêmio, a garantia de remuneração diferenciada ao gerador, normalmente vigora por um período de 10 a 20 anos (tempo considerado necessário para permitir o desenvolvimento das fontes alternativas). Na Alemanha, por exemplo, o regime de tarifa diferenciada (chamado de *Feed-in Law*) garantia ao gerador uma remuneração vantajosa por um período de 20 anos. A questão da determinação de um prazo para a concessão da subvenção é crítica, pois, é fato que uma política mais agressiva de incentivos, baseada em subsídios, resulta em relevantes impactos tarifários em médio prazo, causando desequilíbrio, à medida que, consumidores que não investem em microgeração suportam os custos relativos àqueles que implantam um SFCR.

#### 5.1.3.2 PROINFA

De maneira análoga à subvenção com base nos recursos da CDE, a proposta também demanda que a microgeração distribuída seja enquadrada no regime de Fonte Incentivada. Contudo, além do enquadramento na categoria incentivada, a energia solar (mais especificamente, a fotovoltaica) precisa ser inserida nos objetivos do PROINFA.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) foi instituído pela LEI nº 10.438, de 26 de abril de 2002. Em seu Art. 3º, o programa é criado com o objetivo de aumentar a participação da energia elétrica produzida por empreendimentos de

Produtores Independentes Autônomos, concebidos com base em fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa, no Sistema Elétrico Interligado Nacional.

Se o objetivo do programa é incentivar a participação de fontes alternativas de energia na matriz energética brasileira e, sendo a microgeração solar fotovoltaica enquadrada como fonte incentivada, sua expansão teria embasamentos legais para ser fomentada com o uso dos recursos do programa, que em 2017, segundo dados da ANEEL (2016), contará com o custeio de R\$3,3 bilhões, sendo que, 92% deste valor serão recolhidos pelas concessionárias de distribuição de energia.

## 6 RESULTADOS

O presente trabalho teve como objetivo simular cenários potenciais, considerando o fenômeno da expansão da microgeração solar fotovoltaica, sob dois primas fundamentais, que foram: (a) a viabilidade dos investimentos na autoprodução de energia e; (b) a receita da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA). O descrito objetivo foi alcançado numa trajetória positiva, iniciada com a pesquisa documental, que ofertou a este trabalho um arcabouço bibliográfico satisfatório e capaz de retratar o atual cenário regulatório da geração distribuída de energia no Brasil. A pesquisa bibliográfica também promoveu o desnude sobre as vantagens do uso da energia solar fotovoltaica em sistemas de microgeração distribuída, explicando sua quase meteórica trajetória de expansão.

De posse de um bom lastro teórico, foram elencados fatores contributivos à temática avaliativa deste trabalho, de tal forma que a análise dos impactos causados por tais fatores foram segmentados em duas etapas: a primeira que trata dos eventos que podem interferir na trajetória de expansão da microgeração e; a segunda, que disserta sobre os impactos financeiros consequentes da ampliação da difusão da tecnologia de microgeração solar fotovoltaica sobre a distribuidora de energia elétrica estudada nesta dissertação.

Sobre as análises realizadas acerca dos eventos que podem causar impactos relevantes ao fenômeno da expansão da microgeração solar fotovoltaica, foi possível constatar que há duas ameaças potenciais à atratividade dos investimentos em microgeração, são elas: a adesão à modalidade de tarifação horária (conhecida como Tarifa Branca) e; a possível aprovação pelo MME, da implantação da tarifa binômia (demanda contratada + consumo) para microgeradores.

Sobre uma possível adesão do microgerador à tarifa Branca, pode-se concluir que tal ação acarretará em expressivo aumento do *payback* do investimento (tempo de retorno). Em todos os quatro projetos avaliados, com diferentes padrões de consumo, em nenhum deles a adesão mostrou-se vantajosa para o microgerador. De acordo com os cálculos executados durante a análise da viabilidade financeira dos investimentos, se constatou que, em caso de adesão à modalidade de tarifação horária, o tempo para retorno do investimento aumenta em, no mínimo, 25%. Nos casos de residências cujo perfil de consumo se concentra em horários distintos da geração e/ou considerados intermediários ou de ponta, o *payback* dos sistemas sofreram acréscimos superiores a 50%. Dessa forma, é possível afirmar que, nos casos de sistemas de microgeração baseados em fonte solar fotovoltaica, a adesão à Tarifa Branca não traz nenhum benefício.

Quanto à implantação da modalidade de tarifação binômia para microgeradores, as conclusões estão pautadas em estudos já realizados sobre os efeitos da tarifação binômia sobre a viabilidade dos sistemas de geração solar fotovoltaica. Em acordo com estudos de Konzen (2016), no caso do Estado da Bahia, investir em microgeração solar torna-se inviável, pois, o *payback* do projeto de kit instalado passa a superar 22 anos, ou seja, o tempo necessário para o investimento ser pago é equivalente ao tempo médio de vida útil do kit de geração solar. Apesar de ofertar grandes riscos à difusão da microgeração, a implantação da tarifação binômia não é factível do setor elétrico, mas sim, uma proposta que caminha com grandes chances de aprovação, principalmente pelo fato de que, sua aplicação remunerará de forma mais adequada (e justa) o uso da rede de distribuição das concessionárias.

No que tange os impactos financeiros oriundos da difusão da tecnologia de microgeração solar fotovoltaica sobre a distribuidora, a redução nas receitas através da retração de mercado é um fato inegável. Em todos os cenários apresentados pela ANEEL (2015) na NT N°17/2015, do mais conservador ao mais otimista, a perda de receita das distribuidoras ultrapassa a ordem das centenas de milhões de reais, considerando apenas o valor que deixará de ser faturado dos clientes. No caso da COELBA, com a utilização de dados totalmente públicos, o resultado da mensuração dos impactos mínimos (considerando o cenário mais conservador da N°17/2015) causados na receita da empresa revelou que, em 2024, a perda mínima sofrida pela distribuidora de energia do Estado da Bahia seja de aproximadamente R\$2,2 milhões mensais (perda decorrente apenas da retração do faturamento de consumo).

Ainda na esfera dos reflexos da expansão da microgeração sobre as distribuidoras, tem-se a questão dos impactos tarifários. Sim, pois a empresa buscará reverter tanto suas perdas de receita (relacionadas à retração de mercado consumidor), quanto os investimentos realizados para a ampliação e modernização da rede, fundamentais para a manutenção da difusão da geração distribuída de energia. Percebe-se neste momento, a criação do que se pode chamar de “círculo da morte” ou “perversidade do modelo”, pois com as revisões tarifárias, o preço da energia tenderá a aumentar (para suportar os custos e prejuízos da distribuidora). Ocorre que, uma tarifa mais cara é fator de estímulo para o investimento em microgeração e, quanto mais se investe em microgeração, a tarifa fica mais cara. Ante os fatos expostos, o que se denota perverso é o efeito “Robin Hood inverso”, em que aqueles que não têm capacidade financeira de investir em um sistema de microgeração (cujo valor é muito elevado para os padrões de renda dos brasileiros) estão sustentando o custo provocado por uma (ainda) pequena parcela de consumidores que gozam das benesses de um sistema de autoprodução de energia elétrica.

Diante de cenários conflitantes e frente a notória necessidade de ajustes regulatórios, no sentido de reduzir as distorções causadas pelo atual modelo de regulamentação da geração distribuída no Brasil, com redações dadas pelas REN 482/2012 e REN 687/2015, foram propostas medidas regulatórias alternativas com foco na redução dos riscos potenciais, na potencialização dos investimentos em microgeração solar fotovoltaica e na estabilidade financeira das distribuidoras. As propostas foram: (a) a implantação da modalidade de tarifação binômia para as unidades com geração distribuída; (B) a compensação dos créditos gerados pela injeção da energia excedente na rede, restrita apenas à parcela TE da tarifa de energia e; (C) o fomento à expansão da microgeração através de políticas de subvenção, suportadas pelos recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) e PROINFA.

Sobre a proposta da tarifação binômia, esta já nasce com o peso de frear a difusão da microgeração distribuída. O que é muito bom para as distribuidoras, comprovadamente não é interessante para fomentar investimentos em projetos de geração. Quanto a possibilidade de restrição de compensação dos créditos apenas sobre a parcela TE da tarifa, essa se apresentou como outro fator de decréscimo da atratividade dos investimentos em microgeração, elevando o payback dos projetos (os mesmos utilizados para a análise da adesão à tarifa branca) em, no mínimo, 30%.

Todavia, a proposta de incentivo através de subvenção, com o enquadramento da geração solar fotovoltaica como fonte incentivada e, posterior utilização dos recursos de duas contas de encargos setoriais com elevado orçamento, apresentou-se como proposta factível e atraente para ambos os envolvidos na microgeração distribuída de energia (gerador e distribuidora), pois, ambos ganham com a implantação de uma política um pouco mais severa de incentivos à difusão de algo tão importante para a segurança energética do país.

## 7 CONSIDERAÇÕES FINAIS E RECOMENDAÇÕES

O processo de pesquisa possibilitou a constatação de que, até o presente momento, ainda não há quantidade significativa de estudos dedicados à mensuração dos impactos financeiros e das possíveis perdas das distribuidoras de energia com a expansão da microgeração, o que confere a este trabalho certo nível de ineditismo.

A exploração do disposto nas Resoluções Normativas que regulamentaram a geração distribuída (a REN 482/2012 e a REN 687/2015) explicitou que, o atual modelo de compensação da energia injetada na rede pelo microgerador sobre a integralidade da tarifa (TUSD + TE) acarreta perdas significantes para a distribuidora de energia elétrica e, considerando os cenários de difusão da microgeração solar fotovoltaica no Brasil apresentados pela ANEEL, potencializa ainda mais os impactos financeiros, visto que demandará de grandes investimentos em expansão e modernização da rede, todavia, sem a certeza por parte da distribuidora de que todos os seus custos serão repassados à tarifa de energia nos períodos de revisão tarifária.

A modalidade de compensação adotada no Brasil, o *net metering*, não é em si um modelo ruim ou inadequado. O problema reside na forma como ele foi planejado para ser executado no país. É inegável que o Brasil necessita com urgência diversificar sua matriz energética, não apenas por questões ambientais ou para cumprir um punhado de metas propostas no Acordo de Paris (a COP 21), mas sim, para garantir segurança de suprimento a uma demanda cada vez mais crescente. Entretanto, não se pode incentivar a expansão de algo importante, penalizando as distribuidoras de energia, que verão seus custos aumentarem com a necessidade de investimentos na rede, ao passo que sua receita progressivamente é reduzida.

Para que a expansão da microgeração ocorra de forma equilibrada é necessária uma intervenção regulatória com medidas que visem tanto a manutenção da difusão da tecnologia dos SFCR quanto o equilíbrio financeiro das distribuidoras de energia elétrica. Para tanto, este trabalho identificou, avaliou e simulou a implantação de algumas medidas de cunho regulatório que pudessem refletir de forma positiva nesse processo de equalização entre microgerador e distribuidora.

As avaliações e simulações se basearam nos possíveis impactos que tais medidas causariam ao tempo de retorno dos investimentos em microgeração solar fotovoltaica e o quão interessante seria para a distribuidora a implantação de tais medidas. Desta forma, foram avaliadas a implantação da tarifa binômica, a adesão à tarifa branca, a compensação dos créditos

da microgeração sobre apenas a parcela TE da tarifa e por fim, a implantação de uma política de subsídios pautada em subvenções sustentadas por encargos setoriais.

Dados os resultados das análises e simulações, se concluiu que:

- a) A tarifa binômica para consumidores atendidos em baixa tensão (incluindo os microgeradores) proposta pelo MME através da NT N°5/2017 aumenta expressivamente o tempo de retorno do investimento, fazendo com que, nas regiões onde atualmente o investimento é vantajoso (caso do Estado da Bahia) torne-se inviável, ou seja, o payback superior a 22 anos (tempo médio de vida útil do kit de geração solar fotovoltaico);
- b) A adesão à tarifa branca (vigente desde jan/2018) pode aumentar em até 50% o tempo de retorno do investimento feito pelo microgerador, considerando apenas os casos simulados neste trabalho. De acordo com os resultados obtidos, não é vantajoso o microgerador aderir à nova modalidade tarifária, tendo em vista que, a geração dos painéis fotovoltaicos é concentrada nos horários considerados como fora da ponta e, a compensação da energia excedente injetada na rede é feita por posto tarifário. Desta forma, não é interessante a adesão pelo microgerador, pois, o valor do crédito gerado pela energia injetada é menor, ao passo que o valor a ser pago pela energia consumida da rede (nos horários em que não há geração) é mais que o dobro do valor da tarifa convencional.
- c) A proposta de compensação da energia injetada na rede apenas sobre a parcela TE da tarifa é uma das alternativas mais coerentes sob o ponto de vista de alocação dos custos. Entretanto, tal alteração no método de compensação impacta expressivamente no *payback* do investimento no sistema solar fotovoltaico. As avaliações realizadas em clientes com diferentes perfis de consumo revelaram que o tempo de retorno do investimento aumenta em, no mínimo, 30%. O acréscimo no payback do sistema reduz a atratividade do investimento, causando retração na disposição do consumidor em instalar um kit de microgeração em sua residência.

Ante as avaliações supracitadas sobre os eventos que podem interferir na expansão da microgeração, aliado às demandas das distribuidoras por medidas que reduzam as distorções do atual modelo de subsídios cruzados, recomenda-se o reconhecimento da microgeração solar fotovoltaica como fonte de energia incentivada, tornando-a passível de ser subsidiada através de recursos da CDE ou do PROINFA. Como se trata de encargos tarifários pagos por todos aos

agentes do setor elétrico (incluindo os consumidores de energia, de todas as classes), o custo da expansão da microgeração seria diluído e suportado por todos os consumidores, não onerando apenas aqueles situados nas áreas de maior adoção da tecnologia. Mesmo sendo uma proposta viável e interessante (tanto para os consumidores, quanto para as distribuidoras), toda política de incentivo deve definir prazos para o fim da concessão dos subsídios, pois a ideia é fomentar os investimentos até que se alcance um nível de maturidade da microgeração.

O reconhecimento da microgeração solar fotovoltaica como fonte de energia incentivada pode ser realizado através da revisão da Resolução Normativa nº482/2012, prevista para o final do ano de 2019. A revisão da Resolução já consta na Agenda Regulatória aprovada pela ANEEL para o biênio 2018-2019. De acordo com a agenda divulgada no site da agência reguladora, estão previstos: abertura de Consulta Pública (CP) no primeiro semestre de 2018 e Análise dos Impactos Regulatórios (AIR) no segundo semestre do mesmo ano. Em 2019, estão previstas a abertura de Audiência Pública, assim como a divulgação de Nota Técnica contendo o Relatório de Análise de Contribuições dos agentes do setor elétrico e da sociedade civil.

A revisão da REN 482/2012 é bastante aguardada pelas concessionárias de distribuição, visto que, essas esperam que tal revisão promova o ajuste de pontos considerados críticos para a manutenção do equilíbrio financeiro das distribuidoras, assim como da viabilidade dos investimentos em microgeração. Outros pontos críticos devem ser apreciados no trâmite de revisão da Resolução Normativa, a fim de garantir que a microgeração seja um negócio atraente tanto para o investidor (consumidor) quanto para a concessionária de distribuição de energia. São eles:

- a) Regulamentação de contratos entre distribuidora e microgerador, que permitam a gestão da geração pela distribuidora, com o objetivo de otimização do volume de energia gerado em momentos de sobrecarga, evitando picos anômalos de energia na rede.
- b) Regulamentação de contratos para incentivo de posicionamento da instalação, como exemplo o caso da distribuidora dar a opção ao cliente em instalar o SFCR em local distinto do consumo, cuja injeção de energia não afeta a os níveis de operação da rede (ou até mesmo gera benefícios ao sistema), promovendo assim uma relação “ganha-ganha”.

Em resumo, a revisão da REN 482/2012 deve promover e incentivar ações que permitam o controle da potência gerada e o local da geração, com o objetivo de mitigar o impacto na rede de distribuição. Entretanto, a máquina regulatória deve atuar para que não haja retração dos

investimentos em geração distribuída, pois, o foco das medidas deve ser o gerenciamento da geração e injeção de energia na rede e não, limitar a possibilidade de ação dos clientes.

Ressalta-se neste momento, a importância de uma política de Estado, no que tange entender que, a expansão da microgeração distribuída é benéfica e necessária para a diversificação da matriz energética brasileira e, demanda de subsídios (seja através do uso dos recursos da CDE, PROINFA ou outra fonte). Do contrário, é possível que o Brasil vivencie em futuro próximo, a experiência da Alemanha que, após anos tracionando uma forte política de incentivos, assistiu suas tarifas de energia se elevarem ano a ano, desencadeando retração das instalações microgeradoras e o desequilíbrio financeiro das distribuidoras de energia elétrica.

## 7.1 ESTUDOS FUTUROS

Diante das perspectivas de mudanças significativas no setor elétrico brasileiro, com a possibilidade de implantação da tarifa binômia pra os consumidores atendidos em baixa tensão e da possibilidade de adesão ao modelo de tarifação horária (tarifa branca) em 2019 (para os consumidores com consumo médio superior a 250 kWh/mês), recomenda-se como trabalho futuro a análise da viabilidade do investimento na instalação de sistemas de microgeração distribuída com a capacidade de armazenamento em baterias (de forma semelhante ao que ocorre nos sistemas *off-grid*), considerando a adesão do microgerador à tarifa branca, com o objetivo de modular os horários e os volumes de injeção de energia na rede de distribuição, na busca pela maximização do crédito a ser gerado pelo microgerador. Propõe-se estudar o nível ótimo de um possível investimento em bancos de baterias, sem prejuízo da viabilidade econômica do projeto, mantendo os tempos atuais de prazo para retorno do capital investido.

## REFERÊNCIAS

- ABBEÓLICA – ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA EÓLICA. **Boletim Anual de Geração Eólica**. São Paulo, 2016. Disponível em: <<http://www.abeeolica.org.br/>>. Acesso em: 15 jun. 2017.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Aviso de Audiência Pública Nº026/2015**. Brasília, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015>> Acesso em: 15 jun. 2017.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Atlas de energia elétrica do Brasil**. Brasília, 2002. Disponível em: <[www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro\\_atlas.pdf](http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf)>. Acesso em: 15 jun. 2017.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. Brasília, 2014.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica Nº 17, de 13 de abril de 2015**. Brasília: Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, 2015. 27p. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15 jun. 2017.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica Nº 56, de 24 de maio de 2017**. Brasília: Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição, 2017. 26p. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br>>. Acesso em: 15 jun. 2017.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012**. Brasília, 2012. 9p. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 15 jun. 2017.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015**. Brasília, 2015. 27p. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 15 jun. 2017.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 502, de 7 de agosto de 2012**. Brasília, 2012. 4p. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012502.pdf>>. Acesso em: 15 jun. 2017.
- ANEEL - AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Brasília, 2010. 249p. Disponível em <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>>. Acesso em: 15 jun. 2017.
- ANEEL – AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Módulo 7 - Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)**. Brasília, 2017.
- BARBOSA, Wilson Pereira; DE AZEVEDO, Abílio César Soares. Geração distribuída: vantagens e desvantagens. In: SIMPÓSIO DE ESTUDOS E PESQUISAS EM CIÊNCIAS AMBIENTAIS NA AMAZÔNIA, 2., 2013. **Anais...** 2013.
- BAPTISTA, Danilo Febroni. **Estrutura da tarifa branca de Energia Elétrica no Brasil**. 2016. Dissertação (Mestrado)-Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro (PUCRJ). Rio de Janeiro, 2016.

BONA, Felipe Samuel; RUPPERT, Ernesto. As microturbinas e a geração distribuída. In: ENCONTRO DE ENERGIA NO MEIO RURAL, 2004, Campinas. **Anais...** 2004.

BRITO, Erico Henrique Garcia. **Tarifas de distribuição de energia elétrica no Brasil:** aperfeiçoamento da metodologia tarifária a partir de parâmetros de continuidade do serviço, sustentabilidade econômico-financeira e simplicidade regulatória. 2017. Tese (Doutorado)-Escola Politécnica, Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2017. Disponível em: <<http://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/3/3143/tde-18042017-135622/>>. Acesso em: 4 fev. 2018.

BRUN, Jeferson Rodrigo. **Um estudo multicase para compensação de energias renováveis:** vantagens da biomassa à luz da resolução normativa 482 de 17/04/12 da agência nacional elétrica (ANEEL). Curitiba, 2014. Disponível em [http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/2658/1/CT\\_GPM\\_III\\_2013\\_26.pdf](http://repositorio.roca.utfpr.edu.br/jspui/bitstream/1/2658/1/CT_GPM_III_2013_26.pdf)>. Acesso em: 15 jun. 2017.

CABELLO, Andrea Felipe; POMPERMAYER, Fabiano Mezadre. **Energia fotovoltaica ligada à rede elétrica:** atratividade para o consumidor final e possíveis impactos no sistema elétrico. [S.l.]: IPEA, 2013.

CASTRO, Marco Aurélio. Inovações na regulação sobre micro e minigeração distribuída. Artigo Técnico. **Revista O Setor Elétrico**, São Paulo, 2016. Disponível em <<http://www.osetoreletrico.com.br>>. Acesso em: 24 jun. 2016.

CAMARA, Lorrane da Silva Costa. **Uma análise regulatória do impacto da difusão da geração distribuída fotovoltaica de pequeno porte sobre as distribuidoras de energia elétrica no Brasil.** 2016. Dissertação (Mestrado)-Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Rio de Janeiro, 2016.

CAMARGO, Luiz Gustavo Barduco Cugler. **O setor elétrico brasileiro e sua normatização contemporânea.** 2005. Monografia. (Especialização)-Centro de Ciências Jurídicas e Sociais Aplicadas - Universidade Católica de Santos. Santos, 2005.

CARÇÃO, João Francisco de Castro. **Tarifas de energia elétrica no Brasil.** 2011. Tese (Doutorado)-Universidade de São Paulo. São Paulo, 2011.

CARVALHO, Eliana FA; CALVETE, Mário José F. Energia solar: um passado, um presente... um futuro auspicioso. **Revista Virtual de Química**, v. 2, n. 3, p. 192-203, 2010.

CONFAZ - CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA FAZENDÁRIA. **Convênio ICMS 16, de 22 de abril de 2015.** Brasília, 2015. Disponível em <<https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios>>. Acesso em: 3 jul. 2016.

COSTA, Melina. Alemanha: o país em que a energia solar vingou até demais. **O Estado de S. Paulo**, 2014. Disponível em <<http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,alemanha-o-pais-em-que-a-energia-solar-vingou-ate-demais-imp-,1567777>>. Acesso em: 3 jul. 2016.

DUTRA, Ricardo Marques; SZKLO, Alexandre Salem. A energia eólica no Brasil: Proinfa e o novo modelo do Setor Elétrico. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA-CBE, 11., 2006. **Anais...** 2006. p. 842-868.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Demanda de Energia 2050:** Série Estudos da demanda de energia - Nota Técnica 13/15. Rio de Janeiro, 2016. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/Estudos/>>. Acesso em: 3 jul. 2016.

EPE – EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2015**: ano base 2014. Rio de Janeiro, 2015. Disponível em <<http://www.epe.gov.br/AnuarioEstatisticodeEnergiaEletrica/Forms/Anurio.aspx>>. Acesso em: 3 jul. 2016.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Nota Técnica DEA 19/14 – Inserção da Geração Fotovoltaica Distribuída no Brasil – Condicionantes e Impactos**. Rio de Janeiro, 2014.

FAIHA, Daniel. Accenture aponta riscos para o setor elétrico com o avanço da geração distribuída. **PetroNotícias**, 2017. Disponível em <<https://petronoticias.com.br/archives/98292>>. Acesso em: 16 maio 2017.

FIGUEIREDO, Job. **Perspectivas de Difusão de Recursos Energéticos Distribuídos (REDS)**. Rio de Janeiro, 2016. 46 slides.

FUGIMOTO, Sérgio Kinya. **Estrutura de tarifas de energia elétrica-análise crítica e proposições metodológicas**. 2010. Tese (Doutorado)-Universidade de São Paulo – USP. São Paulo, 2010.

FREITAS, Bruno Moreno Rodrigo de; HOLLANDA, Lavínia. Micro e minigeração no Brasil: viabilidade econômica e entraves do setor. **FGV Energia**, 2015.

GOMES, João Paulo Pombeiro; VIEIRA, Marcelo Milano Falcão. O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. **Revista de Administração Pública**, v. 43, n. 2, p. 295-322, 2009.

HAHN, Philipp. **O mercado brasileiro de geração distribuída fotovoltaica**. Instituto Ideal, 2017. Disponível em <<http://institutoideal.org/o-mercado-brasileiro-de-geracao-distribuida-fotovoltaica-edicao-2017/>>. Acesso em: 10 dez. 2017.

IEA - INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Energy technology perspectives 2012**. França, 2012. Disponível em <https://www.iea.org/publications/>. Acesso em: 10 dez. 2017.

INEE - INSTITUTO NACIONAL DE EFICIÊNCIA ENERGÉTICA. **Notas sobre geração Distribuída**. Rio de Janeiro, 2001. Disponível em <<http://www.inee.org.br/>>. Acesso em: 10 dez. 2017.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. Tarifas de energia e os benefícios da regulação por incentivos. **White Paper3**, São Paulo, 2011.

KONZEN, Gabriel; ANDRADE, G. N. O efeito de uma tarifa binômica no retorno financeiro da microgeração fotovoltaica. In: CONGRESSO BRASILEIRO DE ENERGIA SOLAR, 6., 2016, Belo Horizonte. **Anais...** 2016.

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

LACCHINI, Corrado et al. **Análise econômica de sistemas fotovoltaicos residenciais no contexto brasileiro, com foco nos indicadores financeiros e nas tarifas locais de energia elétrica**. 2017. Tese (Doutorado)-Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Florianópolis, 2017.

- LIMA, Gabriel Constantino et al. **Geração solar fotovoltaica residencial: impacto no retorno do investimento a partir da isenção do ICMS conforme o sistema de compensação de energia elétrica.** [S.l.]: Instituto Federal do Rio Grande do Norte - IFRN, 2015.
- MACHADO, Carolina T.; MIRANDA, Fabio S. Energia Solar Fotovoltaica: uma breve revisão. **Revista Virtual de Química**, v. 7, n. 1, p. 126-143, 2014.
- MARTINS, Diogo Manuel de Freitas. **Investimento em Energia Solar Fotovoltaica: uma análise dos seus determinantes para uma amostra alargada de países.** 2017. Dissertação (Mestrado)- Faculdade de Economia – Universidade do Porto. Porto, 2017.
- MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas.** Brasília, 2009. Disponível em <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mmegtsf.pdf>>. Acesso em: 10 dez. 2017.
- MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Nota Técnica Nº 5/2017/AEREG/SE: Aprimoramento do marco legal do setor elétrico.** Brasília, 2017. Disponível em <<http://www.mme.gov.br>>. Acesso em: 10 dez. 2017.
- MONTALVÃO, E.; SILVA, R. M. **Descontos na TUST e na TUSD para Fontes Incentivadas: uma avaliação.** Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas/ CONLEG/Senado, Fevereiro/2015 (Texto para Discussão nº 165). Disponível em <[www.senado.leg.br/estudos](http://www.senado.leg.br/estudos)> Acess em 15 de agosto de 2017.
- MONTENEGRO, A. A. **Avaliação do retorno do investimento em sistemas fotovoltaicos integrados a residências unifamiliares urbanas no Brasil.** 175 p. Dissertação (Mestrado)- Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Florianópolis, 2013.
- MUDANÇAS climáticas. **Datafolha**, 2015. Disponível em <<https://secured-static.greenpeace.org/brasil/Global/brasil/image/2015/Maio/datafolha%20clima.pdf>>. Acesso em: 3 jul. 2016.
- NASCIMENTO, Rodrigo Limp. **Energia solar no Brasil: situação e perspectivas.** Brasília, 2017. Disponível em <<http://bd.camara.leg.br/bd/handle/bdcamara/32259>>. Acesso em: 10 nov. 2017.
- PELEGRINI, Marcelo et al. Avaliação do Comportamento dos consumidores e da receita requerida da concessionária em função de variações de encargos e outros componentes tarifários. In: CONGRESSO DE INOVAÇÃO TECNOLÓGICA EM ENERGIA ELÉTRICA - CITENEL, 6., 2016. **Anais...** 2016.
- PROENÇA, E. D. R. B. **A Energia solar fotovoltaica em Portugal.** 2007. Dissertação (Mestrado)- Universidade Técnica de Lisboa, Lisboa, 2007.
- RODRIGUES, Mariana Fonte Boa. **Análise da atratividade econômica da microgeração e minigeração distribuída no Brasil pela geração solar fotovoltaica.** 2013. Monografia. Universidade de Brasília, Brasília, 2013.
- RODRÍGUEZ, Carlos Roberto Cervantes. **Mecanismos regulatórios, tarifários e econômicos na geração distribuída: o caso dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede.** 2002. Dissertação (Mestrado)-Universidade Estadual de Campinas. Campinas, 2002.

SANTOS, Laura Lisiane Callai dos et al. **Metodologia para análise da tarifa branca e da geração distribuída de pequeno porte nos consumidores residenciais de baixa tensão.** Dissertação (Mestrado)- Universidade Federal de Santa Catarina. Santa Catarina, 2014.

SIMBALISTA, Olga Côrtes Rabelo Leão. Desafios regulatórios no setor elétrico. **Boletim de Conjuntura, n. 6, p. 6-8. FVG Energia. 2016.**

SILVA, R. M. Energia Solar no Brasil: dos incentivos aos desafios. **Texto para Discussão,** Brasília: Núcleo de Estudos e Pesquisas do Senado Federal, n. 166, 2015. Disponível em: <[www.senado.leg.br/estudos](http://www.senado.leg.br/estudos)>. Acesso em: 2 dez. 2016.

SILVA, João Batista. GD e a estabilidade: integrando a GD à rede. In: SEMINÁRIO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA, 6., 2004, Rio de Janeiro. **Anais...** 2004.

TOLMASQUIM, Maurício Tiomno. **Energia renovável:** hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro: EPE, 2016.

ZUBIRIA, Francesco Tommaso Gianelloni. **O impacto da difusão de geração distribuída sobre as distribuidoras de energia elétrica.** Rio de Janeiro: Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016. Disponível em <<http://www.gesel.ie.ufrj.br/>>. Acesso em: 2 dez. 2016.