



UNIVERSIDADE FEDERAL DO MARANHÃO
CENTRO DE CIÊNCIAS EXATAS E TECNOLÓGICAS
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENERGIA E AMBIENTE

WALNEY CHRISTIAN DE MEDEIROS SILVA

**IMPACTOS DA INSERÇÃO DA MICROGERAÇÃO NO EQUILÍBRIO
ECONÔMICO-FINANCEIRO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

São Luís

2017

WALNEY CHRISTIAN DE MEDEIROS SILVA

**IMPACTOS DA INSERÇÃO DA MICROGERAÇÃO NO EQUILÍBRIO
ECONÔMICO-FINANCEIRO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente da Universidade Federal do Maranhão como requisito para a obtenção do título de Mestre em Energia e Ambiente.

Orientador: Prof. Dr. Clovis Bosco Mendonça Oliveira.

São Luís

2017

Ficha gerada por meio do SIGAA/Biblioteca com dados fornecidos pelo(a) autor(a).
Núcleo Integrado de Bibliotecas/UFMA

Silva, Walney Christian de Medeiros

Impactos da inserção da microgeração no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica / Walney Christian de Medeiros Silva. - 2017.

124 p.

Orientador(a): Clovis Bosco Mendonça Oliveira.
Dissertação (Mestrado) - Programa de Pós-graduação em Energia e Ambiente/CCET, Universidade Federal do Maranhão, PPGEA, 2017.

1. Distribuidoras de Energia. 2. Microgeração. 3. Regulação. 4. Setor Elétrico Brasileiro. 5. Tarifa de Energia Elétrica. I. Oliveira, Clovis Bosco Mendonça. II. Título.

WALNEY CHRISTIAN DE MEDEIROS SILVA

**IMPACTOS DA INSERÇÃO DA MICROGERAÇÃO NO EQUILÍBRIO
ECONÔMICO-FINANCEIRO DOS CONTRATOS DE CONCESSÃO DE
DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente da Universidade Federal do Maranhão como requisito para a obtenção do título de Mestre em Energia e Ambiente.

Aprovado em: ____/ ____/ 2017

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Clovis Bosco Mendonça Oliveira

Universidade Federal do Maranhão

Prof. Dr. Osvaldo Ronald Saavedra Mendez

Universidade Federal do Maranhão

Prof. Dr. Mauro Sérgio Silva Pinto

Universidade Federal do Maranhão

Dedico o presente trabalho à minha família.
Aos meus pais, José e Luzia, aos meus irmãos
Wagner (*in memoriam*), Walber e Wirna.

AGRADECIMENTOS

A minha gratidão às pessoas que direta ou indiretamente me ajudaram a realizar esse sonho não pode ser expressada somente através de palavras. Todo esse reconhecimento está permanentemente gravado em meu coração. Para fins de registro, deixo aqui meus agradecimentos aos meus pais, José e Luiza, aos meus irmãos Wagner (*in memoriam*), Walber e Wirna, a minha namorada Anna Tereza e a todos os demais familiares e amigos que me incentivaram na realização desse trabalho, em particular a Janilson Eduardo. Agradeço também aos Professores do Mestrado Profissional em Energia e Ambiente, cujos ensinamentos foram preciosos para minha formação, especialmente ao meu Orientador, Professor Doutor Clóvis Bosco Mendonça Oliveira. Por fim, agradeço à Deus e à Nossa Senhora, por sempre iluminarem meu caminho.

“Se o dinheiro for a sua esperança de independência, você jamais a terá. A única segurança verdadeira consiste numa reserva de sabedoria, de experiência e de competência.”

(Henry Ford)

RESUMO

Este trabalho foi desenvolvido no curso de Mestrado do Programa de Pós-Graduação em Energia e Ambiente ministrado na Universidade Federal do Maranhão, e tem como objetivo principal analisar os impactos do fomento e inserção da geração distribuída, dentre elas a microgeração, cuja principal fonte é a solar fotovoltaica, no cenário energético brasileiro. A adesão em massa à microgeração, por parte dos consumidores brasileiros, pode culminar em impactos a serem sentidos pelas concessionárias de energia elétrica, pelos próprios consumidores e por todos os agentes do setor energético nacional. Foram identificadas duas espécies de impactos para as concessionárias de energia elétrica, no caso de inserção da microgeração. Esses impactos se subdividem em (i) técnicos e (ii) econômicos. Os primeiros podem ser representados por possíveis instabilidades na rede da concessionária, o que poderia ser evitado com adaptações no planejamento desses sistemas. Os aspectos econômicos estariam relacionados ao aumento do preço da tarifa de energia elétrica, ocasionados pela queda no faturamento das distribuidoras, impacto diretamente ligado à perda da receita nos caixas das companhias, dentre outros fatores. Isso poderia trazer incertezas quanto ao atual sistema de remuneração das distribuidoras, levando-se em consideração um cenário de adesão em massa de microgeradores. Daí surge o fenômeno denominado de espiral da morte. A dinâmica desse fenômeno segue uma lógica em que, com o aumento da Geração Distribuída, há a queda no consumo da energia elétrica vendida pelas distribuidoras, o que resulta num aumento na tarifa para o mercado cativo, que, por sua vez, seria menor. Sendo o mercado menor, os custos, quando da formação da tarifa, nas revisões tarifárias periódicas, seriam divididos por um número menor de consumidores. O aumento da tarifa, conseqüentemente, eleva a atratividade da Geração Distribuída, que, por sua vez, acelera todo o processo anteriormente descrito. Sendo as distribuidoras responsáveis pela manutenção e expansão do sistema elétrico, na sua área de concessão, o equilíbrio financeiro destas é fator fundamental para o funcionamento de todo o setor elétrico. O presente trabalho se dispõe, dessa forma, a analisar a temática do equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras e do próprio contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, bem como, de acordo com o modelo atual do setor elétrico nacional, quais seriam os impactos sentidos pelos demais consumidores não microgeradores, em caso de eventual migração em massa de consumidoras à microgeração.

Palavras-chave: Microgeração. Setor elétrico brasileiro. Tarifa de energia elétrica. Distribuidoras. Regulação.

ABSTRACT

This work was developed in the Master course of the Postgraduate Program in Energy and Environment taught at the Federal University of Maranhão, and its main objective is to analyze the impacts of the fomentation and insertion of distributed generation, among them microgeneration, whose main source is solar photovoltaic, in the Brazilian energy scenario. The mass adherence to microgeneration, by the Brazilian consumers, can culminate in impacts to be felt by the electric power concessionaires, by the consumers themselves and by all agents of the national energy sector. Two species of impacts were identified for electric power concessionaires, in the case of microgeneration insertion. These impacts are subdivided into (i) technical and (ii) economic impacts. The former can be represented by possible instabilities in the utility network, which could be avoided with adaptations in the planning of these systems. The economic aspects would be related to the increase in the price of the tariff, caused by the fall in the revenues of the distributors, an impact directly linked to the loss of revenue in the companies' cash registers. This could lead to uncertainties regarding the current distributor remuneration system, taking into account a scenario of mass membership of microgenerators. Hence comes the phenomenon called the spiral of death. The dynamics of this phenomenon follows a logic in which, with the increase of Distributed Generation, there is a decrease in the consumption of electric energy sold by the distributors, which results in an increase in the tariff for the captive market, which, in turn, would be lower. Since the market is smaller, the costs, when forming the tariff, in the periodic tariff reviews, would be divided by a smaller number of consumers. The tariff increase, consequently, increases the attractiveness of Distributed Generation, which, in turn, accelerates the process described above. As the distributors responsible for the maintenance and expansion of the electric system, in their concession area, the financial balance of these is a fundamental factor for the operation of the entire electric sector. This paper analyzes the economic financial equilibrium of distributors and the concession contract for the distribution of electric power and the impact on other consumers, in case of a mass migration of consumers to microgeneration.

Key-words: Microgeneration. Brazilian electrical sector. Electric power rate. Distributors. Regulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	– Sistema de Compensação de Energia Elétrica	24
Figura 2	– Procedimentos e etapas de acesso da microgeração	27
Figura 3	– Esquema de Estruturação do Setor Elétrico	50
Figura 4	– Esquema de Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro	51
Figura 5	– Agentes institucionais do setor elétrico brasileiro	53
Figura 6	– Principais Instrumentos Legais Responsáveis Pela Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro	55
Figura 7	– Equilíbrio Econômico-Financeiro dos Contratos de Concessão	59
Figura 8	– Preceitos Econômicos e Sociais da Estrutura Tarifária	60
Figura 9	– Componente da Parcela A	64
Figura 10	– Componentes da Parcela B	67
Figura 11	– Composição da Tarifa de Energia Elétrica	78
Figura 12	– Potencial Técnico de Geração Fotovoltaica em Telhados Residenciais por Unidade da Federação (gWh/dia)	82
Figura 13	– Custos da Microgeração na Parcela B	89
Figura 14	– Energia a ser adquirida com Microgeração	91
Figura 15	– Custos da Microgeração e Tarifa de Energia	94
Figura 16	– Espiral da Morte Microgeração	96
Figura 17	– Evolução da Feed in Tariff para Sistemas Fotovoltaicos em Telhados (< 10kW)	99
Figura 18	– Matriz Energética Alemã (2015)	106
Figura 19	– Matriz Energética Espanhola (2015)	106
Figura 20	– Matriz Energética Japonesa (2015)	107
Figura 21	– Matriz Energética Italiana (2015)	107
Figura 22	– Matriz Energética Estadunidense (2015)	108
Figura 23	– Matriz Energética Brasileira (2017)	109
Figura 24	– Impactos da Microgeração com Lag Regulatório	111
Figura 25	– Modelo para Cobrança de Custo Médio de Microgeração	112
Figura 26	– Projeto de Implementação do Custo de Microgeração	114

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1	– Número de conexões por fonte em 2015	28
Gráfico 2	– Potência total instalada por fonte em 2015	29
Gráfico 3	– Quantidade de Conexões por Estado em 2015	29
Gráfico 4	– Quantidade de Conexões entre 2012 e 2015	30
Gráfico 5	– Quantidade de Conexões Instaladas por Fonte em 2017	31
Gráfico 6	– Potência Total Instalada por Fonte em 2017.....	31
Gráfico 7	– Comparativo de Micro/Minigeração por fonte entre 2015 e 2017	32
Gráfico 8	– Quantidade de Micro/Minigeração por Estado em 2017	33
Gráfico 9	– Potência instalada de Micro/Minigeração por Estado.....	33
Gráfico 10	– Potência instalada de Micro/Minigeração por Classe de Consumo em 2017.....	34
Gráfico 11	– Percentual de GD por Classe de Consumo em 2017	34
Gráfico 12	– Quantidade de Micro/Minigeração conforme dados do SISGD em 2017.....	36
Gráfico 13	– Percentual de Micro/Minigeração conforme dados do SISGD em 2017...	36
Gráfico 14	– Número de registros por classe conforme dados do SISGD em 2017	37
Gráfico 15	– Potência total instalada por classe de consumo (kW) em 2017	38
Gráfico 16	– Quantidade de Registros no SISGD por Potência Instalada (Maranhão) em 2017.....	39
Gráfico 17	– Percentual de Registros por Potência Total Instalada (Maranhão) em 2017.....	40
Gráfico 18	– Número de conexões por cidade (MA) conforme dados do SISGD	40
Gráfico 19	– Número de conexões e potência instalada por classe de consumo em 2017.....	41
Gráfico 20	– Quantidade de Registros de Microgeração por Ano	80
Gráfico 21	– Microgeração por Fonte dos Registros de Classe Residencial	81
Gráfico 22	– Registros Classe Residencial com Fonte Solar Fotovoltaica por Ano.....	81
Gráfico 23	– Sumário de Impactos Acumulados com Geração Distribuída Fotovoltaica (2023).....	88
Gráfico 24	– Matriz Energética Mundial	97
Gráfico 25	– Evolução de Potência Instalada 1995-2011	98

Gráfico 26	–	Evolução da Instalação Fotovoltaica na Espanha por Ano	102
Gráfico 27	–	Participação das Renováveis na Matriz Energética Brasileira.....	105
Gráfico 28	–	Impacto Tarifário com Microgeração por Distribuidora (2017 - 2023).....	110

LISTA DE QUADROS

Quadro 1	– Criação das companhias de eletricidade estaduais no Brasil (1943-1966).....	46
Quadro 2	– Lista de Privatizações do Setor Elétrico	48
Quadro 3	– Trajetória do Setor Elétrico Brasileiro até 1995	49
Quadro 4	– Principais Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro	56

LISTA DE TABELAS

Tabela 1	–	Potencial Técnico Fotovoltaico por Estado	83
Tabela 2	–	Impactos da Inserção da Microgeração para as Distribuidoras	87
Tabela 3	–	Valor da Tarifa pela Energia Gerada	100
Tabela 4	–	Instrumentos Legais na Espanha entre 1997 a 2008	101

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE	Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica
ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica
ACL	Ambientes de Contratação Livre
ACR	Ambientes de Contratação Regulada
ANA	Agência Nacional de Águas
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente Regulador
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CDC	Código de Defesa do Consumidor
CDE	Conta de Desenvolvimento Energético
CEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CEMAR	Companhia Energética do Maranhão
CEMIG	Centrais Elétricas de Minas Gerais
CFURH	Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Políticas Energéticas
COFINS	Contribuição para o financiamento da Seguridade Social
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COPEL	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
CRC	Conta de Resultados a Compensar
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia
EOL	Central Geradora Elioelétrica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ERR	Encargo de Energia de Reserva
ESS	Encargos de Serviços do Sistema
GW	Gigawatt
IAE – PPSP	Internacional Agency Energy – Photovoltaic Power System Programme
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEA	Internacional Energy Agency
IEI	International Energy Initiative
IGP-M	Índice Geral de Preços do Mercado
MAE	Mercado Atacadista de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
NT	Norma Técnica
ONS	Operador Nacional do Sistema
P&D/EE	Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética
PIS	Programa de Integração Social
PND	Programa Nacional de Desestatização
PPT	Programa Prioritário de Térmica
PRODIST	Procedimentos de distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RENCOR	Reserva Nacional de Compensação de Remuneração
RES	Resolução
RE-SEB	Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro
RGR	Reserva Global de Reversão
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
SIN	Sistema Interligado Nacional
SISGD	Sistema de Registro de Geração Distribuída
SNRH	Secretaria Nacional de Recursos Hídricos
TFSEE	Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica
UC	Unidade Consumidora
UFV	Usina Fotovoltaica (Solar)
UTE	Usina Termoelétrica de Energia

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	17
1.1	Objetivo da Dissertação	21
2	A RESOLUÇÃO 482/2012 DA ANEEL	23
2.1	Introdução	23
2.2	O sistema de compensação de energia elétrica.....	23
2.3	A norma de acesso da CEMAR	26
2.4	A microgeração e minigeração no Brasil.....	28
2.5	Status atual da microgeração no Brasil	35
2.6	Status atual da microgeração no Maranhão	38
2.7	Conclusões sobre o Capítulo	41
3	A ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO	43
3.1	Introdução	43
3.2	O modelo constitucional brasileiro.....	43
3.3	Histórico do setor elétrico brasileiro.....	45
3.4	O novo modelo do setor elétrico brasileiro.....	49
3.5	Conclusões sobre o Capítulo	56
4	COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA	58
4.1	Introdução	58
4.2	A Parcela A.....	63
4.3	A Parcela B	65
4.4	O fator X.....	67
4.5	As perdas	68
4.6	Os tributos	69
4.7	O custo de disponibilidade	70
4.8	Equação Econômico-Financeira.....	75
4.9	Conclusões sobre o Capítulo	77
5	PERSPECTIVAS DO AMBIENTE REGULATÓRIO DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA COM MICROGERAÇÃO	80
5.1	Introdução	80
5.2	Impactos da inserção da microgeração nos contratos de concessão e na tarifa de energia elétrica	84

5.3	A espiral da morte	94
5.4	Experiência internacional	96
5.5	Propostas para o modelo nacional.....	104
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	116
	REFERÊNCIAS.....	118

1 INTRODUÇÃO

Inovações tecnológicas, mudanças na economia, regulamentações e políticas ambientais mais rigorosas – geralmente impulsionadas por preocupações socioambientais (BARBIERI, 2011) –, alinhadas à necessidade de geração de energia através de fontes renováveis, impulsionaram a regulamentação, através do Governo Federal, por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, da chamada energia distribuída, através de micro e minigeração.

A Geração Distribuída foi introduzida no Brasil com o advento da Lei nº. 10.848/2004. Em seu artigo segundo, a citada lei permite às concessionárias e às permissionárias a contratação de energia proveniente de Geração Distribuída, desde que observados os limites de contratação e de repasse às tarifas definidos (BRASIL, 2004a).

Geração Distribuída, de acordo com os instrumentos legais vigentes, em especial o Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004, pode ser definida como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimentos hidrelétrico com capacidade instalada superior a 30 MW e termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a setenta e cinco por cento (BRASIL, 2004b)¹.

Segundo Pamplona (2015), energia distribuída pode ser definida como aquela gerada junto ou próxima ao centro de carga, de qualquer fonte não despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Não existe um consenso sobre a definição de microgeração.

De acordo com a Resolução nº. 167/2005 da ANEEL (2005), a aquisição de energia elétrica proveniente de geração distribuída deve se dar através de chamada pública ou por compra de empresa de geração decorrente do processo da desverticalização. De acordo com o arcabouço legal e regulatório nacional, o mercado da Geração Distribuída, na figura do Produtor Independente de Energia, pode se desenvolver dentro do Ambiente de Contratação Regulada, por meio da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica ou dentro do Ambiente de Contratação Livre, nos moldes previstos na Resolução 167/2005 da ANEEL. Em outras palavras, a energia proveniente da Geração Distribuída pode ser vendida nos leilões de energia elétrica ou através de chamada pública, para os consumidores livres. Como será

¹ Artigo 14, Incisos e Parágrafo Único do Decreto nº. 5.163/04 (BRASIL, 2004b).

exposto no decorrer do presente trabalho, a Geração Distribuída em pequena escala também pode ser gerada pelos consumidores, que poderão produzir sua própria energia elétrica e comercializar o excedente com a concessionária, na forma prevista na Resolução 482 da ANEEL (2012a).

Sabe-se que a legislação nacional enquadra, nos seus dispositivos legais (Lei 40.048/2004 e Decreto 5.163/2004), a Geração Distribuída como o empreendimento conectado diretamente no sistema de distribuição de energia elétrica do adquirente, sem, no entanto, especificar as fontes de geração: estas podem ser pequenas centrais hidrelétricas, microturbinas a gás, células de combustível e proveniente de fontes renováveis.

Dentre as principais tecnologias disponíveis de geração distribuída através de fontes renováveis, como a solar, a eólica, a hidrelétrica e a biomassa, encontram-se a utilização de células solares distribuídas em módulos que convertem a radiação solar em eletricidade, a utilização de pás ou hélices alocadas em um pilar, que se utilizam dos ventos para criação de energia mecânica, que é transformada em energia elétrica, a queima da biomassa ou de combustíveis líquidos ou gasosos dela derivados, para a produção de eletricidade, e, por fim, a utilização da força das águas para a movimentação de uma turbina que gera eletricidade (GIANINNI; DUTRA; GUEDES, 2013).

Seguindo a tendência mundial de variação da matriz energética com a produção de energia próxima aos centros de carga, com a finalidade de permitir a micro e minigeração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, e com base legal na Lei nº 9427, de 26 de dezembro de 1996, no art. 4º, inciso XX, Anexo I, do Decreto nº 2.335, de 6 de outubro de 1997, na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e no Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, foi publicada a Resolução nº. 482/2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que estabeleceu as condições gerais para o acesso de microgeração e da minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica das concessionárias. Esta Resolução foi alterada pela Diretoria da ANEEL em 24 de novembro de 2015. As novas regras valerão a partir do dia 1º de março de 2016.

A microgeração é uma forma de produção de energia que pode aliar economia financeira, consciência socioambiental e autossustentabilidade.

A microgeração é uma realidade. A regulamentação desse tipo de produção autônoma de energia foi feita pela ANEEL. A produção de energia elétrica de modo descentralizado é uma diretriz do Governo Federal. Os impactos do fomento e inserção da geração distribuída, dentre elas a microgeração pode ser percebida em alguns países. No Brasil, mais de 90% da carga instalada de micro e minigeração corresponde à fonte solar

fotovoltaica. A adesão dos consumidores à microgeração, no Brasil, segundo dados da ANEEL (2016), aumentou significativamente após as alterações feitas na RES 482/2012, conforme adiante será demonstrado.

Características climáticas, geográficas e ambientais² podem ser uma explicação para a exploração da fonte solar fotovoltaica, mas não é só. Questões financeiras, como *payback* e mecanismos de financiamento, também podem explicar a adesão dos consumidores a esse tipo de produção. Segundo dados da Internacional Energy Agency – IEA (2010), a geração solar fotovoltaica pode corresponder a 16% da matriz energética mundial, numa projeção feita até o ano de 2015.

Conforme dados da Empresa de Pesquisa Energética - EPE (2014a), no ano de 2015, no Brasil, a geração solar fotovoltaica representa apenas 0,004% do consumo total do país. De acordo com dados da Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica – ABSOLAR (2016), a geração solar fotovoltaica corresponde a 98% dos sistemas de micro e minigeração instalados no Brasil.

O fato é que o histórico de crescimento da micro e minigeração solar fotovoltaica é considerável, conforme representado pelos dados da ANEEL (2016) e da ABSOLAR (2017), como será adiante demonstrado. Ademais, dados da EPE (2014a) consideram a geração solar fotovoltaica uma considerável alternativa à segmentação da matriz energética nacional. Em contrapartida ao eventual fenômeno da adesão em massa de consumidores à produção em pequena escala, especialmente através da micro minigeração solar fotovoltaica, encontram-se questões que merecem consideração.

Como se demonstrará adiante, a geração solar fotovoltaica em pequeno porte (micro e minigeração) pode trazer diversos benefícios ao cenário energético nacional, bem como para os consumidores que aderirem a tal modalidade, pois eles podem compensar o excedente produzido na sua conta de energia. No entanto, possíveis impactos na difusão ou adesão em massa desses consumidores ao sistema de microgeração e minigeração devem ser levados em consideração, especialmente no que toca ao equilíbrio financeiro do contrato de concessão de distribuição de energia elétrica, não se esquecendo, também, em um possível aumento da tarifa de energia elétrica para os consumidores.

A um primeiro olhar, pode-se identificar duas espécies de impactos para as concessionárias de energia elétrica, no caso de inserção da microgeração e da minigeração.

² A questão ambiental pode ser apontada como um difusor da geração solar fotovoltaica tendo em vista que os impactos ambientais decorrentes desse tipo de produção não são, até o momento, percebidos de forma significativa.

Esses impactos se subdividem em (i) *técnicos* e (ii) *econômicos*.

Os primeiros podem ser representados por possíveis instabilidades na rede da concessionária, o que poderia ser evitado com adaptações no planejamento desses sistemas (LUIZ, 2012).

Os aspectos econômicos estariam relacionados, segundo Martins (2015), ao aumento no preço da tarifa, ocasionado pela queda no faturamento das distribuidoras, impacto diretamente ligado à perda da receita nos caixas das companhias. Isso poderia trazer incertezas quanto ao atual sistema de remuneração das distribuidoras, levando-se em consideração um cenário de adesão em massa de micro e minigeradores.

Denning (2013) ressalta um fenômeno denominado de Espiral da Morte, o qual seriam as distribuidoras e os próprios consumidores vítimas. A dinâmica desse fenômeno, conforme se verá adiante com demais detalhes, segue uma lógica em que, com o aumento da Geração Distribuída, através da minigeração, há uma queda no consumo da energia elétrica, o que resulta num aumento na tarifa para o mercado cativo, que, por sua vez, seria menor, para compensar as perdas financeiras. Sendo o mercado menor, os custos, quando da formação da tarifa, nas revisões tarifárias periódicas seguintes, seriam divididos por um número menor de consumidores. O aumento da tarifa, conseqüentemente, eleva a atratividade da microgeração, que, por sua vez, acelera todo o processo anteriormente descrito.

Esse processo é explicado pela forma como se dá a remuneração das distribuidoras de energia elétrica, conforme será adiante analisado. Sendo as distribuidoras responsáveis pela manutenção e expansão do sistema elétrico, na sua área de concessão, o equilíbrio financeiro destas é fator fundamental para o funcionamento de todo o setor elétrico. A saúde financeira das distribuidoras é, inclusive, elemento essencial para a difusão da microgeração. Ocorre, porém, que não só as distribuidoras seriam impactadas, mas também os próprios consumidores não microgeradores, que teriam suas tarifas de energia elétrica aumentadas.

Shayani e Oliveira (2011) ressaltam que o cenário regulatório atual do Brasil ainda não comporta todas as eventuais mudanças e impactos provocados pela difusão da geração distribuída fotovoltaica. Referido autor sugere que estudos que relatam experiências internacionais podem contribuir para contrabalancear eventuais desequilíbrios sentidos pelas distribuidoras, consumidores e demais agentes do mercado, oriundos da inserção da microgeração.

O presente trabalho se dispõe, desta forma, a analisar a temática do equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras e do próprio contrato de concessão de distribuição de

energia elétrica, bem como das questões de alocação dos custos de manutenção e expansão do sistema elétrico das distribuidoras em caso de adesão em caso de eventual migração em massa de consumidores à microgeração.

1.1 Objetivo da Dissertação

O ponto focal do presente estudo é a análise do equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras e dos impactos daí decorrentes, como o aumento do preço da tarifa de energia elétrica, frente a eventual crescimento da microgeração no Brasil. Para alcançar o objetivo final desse trabalho, será necessária melhor compreensão do atual estágio regulatório do setor energético nacional, especialmente focado na forma de remuneração das distribuidoras. Compreender a forma de como é calculada a tarifa de energia elétrica é elemento fundamental para identificar possíveis desequilíbrios econômicos e financeiros na forma de remuneração das concessionárias de energia elétrica, inclusive com relação aos custos decorrentes da conexão da microgeração na rede da distribuidora. A análise do marco regulatório que introduziu a micro e a minigeração no país também se demonstra fundamental para os fins buscados na presente dissertação.

De igual modo, é necessária uma análise, na literatura estrangeira, especialmente em países que já sofrem ou já sofreram a necessidade de adequação de elementos regulatórios, políticos ou econômicos diante da inserção da geração distribuída em sua matriz energética, visando analisar a possibilidade eventual de adequação de técnicas e mecanismos à realidade brasileira. Por fim, há de se analisar se, diante do cenário regulatório atual e da forma de composição da tarifa de energia elétrica, em caso de um crescimento de adesão da microgeração, haverá a manutenção do equilíbrio econômico financeiro das distribuidoras e do contrato de concessão de energia elétrica, e se a experiência internacional pode ajudar o Brasil na busca de soluções que se mostrem necessárias à manutenção desse equilíbrio. Outro ponto a ser analisado é se os custos a serem arcados pelas distribuidoras e conseqüentemente repassados à tarifa do consumidor estão alocados de maneira justa, socialmente falando.

A fim de alcançar o objetivo geral desta pesquisa, buscam-se os seguintes objetivos específicos: a) Examinar os desafios sistêmicos associados à disseminação da microgeração no setor elétrico brasileiro; b) Identificar os impactos sobre o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras; c) Identificar os ajustes regulatórios que estão sendo adotados em outros países; d) Analisar a possibilidade de adequação de mecanismos regulatórios à realidade brasileira.

Basicamente, o presente estudo é alicerçado em pesquisa bibliográfica sobre geração de energia em pequeno porte, micro e minigeração distribuída, regulamentação e regulação nacional e estrangeira, legislações e demais instrumentos jurídicos regulamentadores do setor elétrico. São utilizadas como consulta livros publicados, dissertações de mestrado, artigos de periódicos, reportagens de jornais e de sites especializados, instrumentos jurídicos brasileiros e internacionais.

O capítulo 2 trata da Resolução nº. 482/2012 da ANEEL e suas posteriores alterações, o que consideramos como marco regulatório para inserção da micro e minigeração no cenário energético nacional. Nesse capítulo também são abordados temas como as normas da distribuidora de energia elétrica do Maranhão, a Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, relacionadas à conexão da microgeração à sua rede, bem como o cenário atual da micro e minigeração no Brasil e no Maranhão, de acordo com números da ANEEL.

O capítulo 3 aborda temas relacionados à estrutura do setor elétrico nacional, passando pelas mudanças estruturais nas quais passou o setor até a definição do modelo constitucional e até o novo modelo do setor elétrico brasileiros. A análise, mesmo que breve, do histórico do setor elétrico nacional, servirá como base para a compreensão da estrutura tarifária atual, tema que é tratada no capítulo 4.

No capítulo 4, serão analisados a forma de composição da tarifa de energia elétrica, que é a forma de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica pela prestação dos serviços. Neste capítulo são abordados os custos considerados pelo poder concedente para formação da tarifa, detalhando-se a forma de composição da Parcela A, que são os custos não gerenciáveis e da Parcela B, que são os custos gerenciáveis. Questões como as perdas técnicas e não técnicas influenciam na formação da tarifa e, mesmo que não exhaustivamente, serão abordados. O custo de disponibilidade, que é o custo pago pelo usuário para ter a energia disponível, quando de sua eventual utilização, é tratado de uma forma separada, já que ele incide quando o microgerador injeta quantidade de energia igual ou superior ao seu consumo.

No capítulo 5 é posta em discussão os possíveis impactos da difusão da microgeração nas tarifas de energia elétrica das distribuidoras, levando-se em consideração as projeções feitas pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE e outros estudos sobre o tema. Discute-se também, no referido capítulo, se os custos decorrentes da microgeração estão alocados de forma justa, dentro do sistema de composição da tarifa de energia elétrica nacional.

2 A RESOLUÇÃO 482/2012 DA ANEEL

2.1 Introdução

O presente capítulo visa abordar a possibilidade de o consumidor, através da microgeração e a minigeração, gerar sua própria energia, e de compensar eventuais excedentes da produção com a concessionária de energia elétrica de sua área de concessão.

Essa possibilidade foi trazida pela edição da Resolução Normativa nº 482 de 17 de abril de 2012, da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. A norma acima citada estabelece as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e define as regras para o sistema de compensação de energia elétrica.

Temas como o sistema de compensação de energia elétrica, como o conceito de geração distribuída e o status atual da microgeração nos âmbitos nacionais e regionais também serão abordados, com a finalidade de inserir o leitor no contexto dos aspectos técnicos da microgeração e do estado dessa arte no cenário nacional e estadual.

2.2 O sistema de compensação de energia elétrica

A Resolução nº 482/2012 da ANEEL permitiu ao consumidor a geração de sua própria energia elétrica, através de fontes renováveis, sendo o excedente incrementado na rede de distribuição.

Segundo a citada Resolução, a energia deve ser gerada através de fontes renováveis. Essa norma criou, ainda, o sistema de compensação, no qual a energia injetada pelo consumidor é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local, e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica da mesma Unidade Consumidora – UC (ANEEL, 2012a)³.

A quantia excedente de energia produzida e injetada no sistema da concessionária resultará em créditos que o consumidor poderá utilizar nos próximos períodos de faturamento, sendo válidos por 60 meses.

A Resolução foi fruto da Consulta Pública nº 15/2010 e da Audiência Pública nº 42/2011, que foram instauradas com o propósito de debater os dispositivos legais que tratam

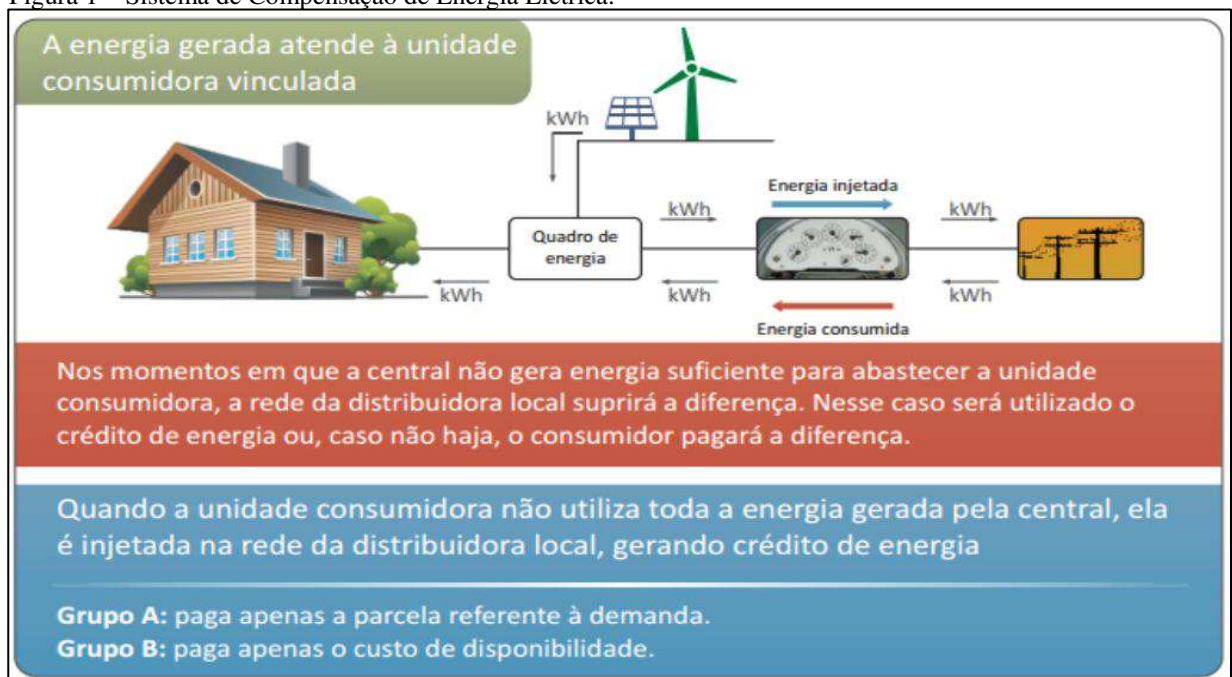
³ Destaca-se que no caso da Concessionária de Distribuição de Energia Elétrica do Maranhão, a CEMAR, a Unidade Consumidora é designada como Conta Contrato.

da conexão da geração distribuída de pequeno porte na rede de distribuição das concessionárias.

Desta forma, a Resolução nº. 482/2012 da ANEEL foi resultado do processo de consulta e de participação pública, e estabeleceu condições gerais para o acesso da microgeração e da minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, criando, também, o sistema de compensação de energia elétrica.

A Figura 1, abaixo, demonstra como funciona o sistema de compensação de energia elétrica.

Figura 1 – Sistema de Compensação de Energia Elétrica.



Fonte: ANEEL (2016b).

Desde a publicação da Resolução nº. 482/2012 até fevereiro de 2015, segundo a ANEEL (2016a), foram instaladas 7.844 centrais geradoras, sendo que, dentre elas, 7.754 são provenientes de fonte solar fotovoltaica, 9 de pequenas centrais hidroelétricas, 45 eólicas e 36 termoelétricas. O crescimento no ano de 2016 foi significativo, em comparação ao ano anterior.

A Resolução Normativa nº 517 de 11 de dezembro de 2012, da ANEEL alterou a redação do artigo 4º da Resolução 482/2012, dispensando a assinatura de contratos de uso e conexão para centrais geradoras de microgeração e minigeração, bastando, para a primeira, a celebração de acordo operativo e, para a segunda, de relacionamento operacional.

Outra modificação trazida pela Resolução nº. 517/2012 foi a inclusão dos parágrafos 1º e 2º no artigo 4º da Resolução 482/2012 da ANEEL. O §1º prevê que a potência instalada de microgeração ou de minigeração fica limitada à carga instalada (em caso de unidade do grupo B) ou à demanda contratada (em caso de unidade do grupo A). O §2º condiciona a instalação de microgeração ou de minigeração acima dos limites permitidos no §1º à solicitação, por parte do consumidor, do aumento de carga (grupo B) ou do aumento da demanda contratada (grupo A) (ANEEL, 2012b).

Segundo a citada norma, microgeração é a produção de energia elétrica a partir de centrais geradoras, que utilizam fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, com potência instalada menor ou igual a 75 kW (ANEEL, 2012b). Esse limite foi recentemente modificado, sendo que a ANEEL definiu para a minigeração o limite acima de 75 kW até 5 MW (3 MW para fonte hídrica). Outras alterações substanciais se referem à possibilidade de instalação de geração distribuída em condomínios, a criação da geração compartilhada e a implementação de formulários padrões a serem adotados pelas distribuidoras, possibilitando aos consumidores o acompanhamento na internet. As alterações entraram em vigor em 01 de março de 2016.

Para possibilitar a conexão com o sistema das distribuidoras, são necessárias que sejam seguidas as etapas de solicitação e parecer de acesso. Os procedimentos para acesso de microgeradores e minigeradores estão estabelecidos no Módulo 3 dos Procedimentos de distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL, 2012c).

Além dos procedimentos estabelecidos pelo PRODIST, o acessante⁴ deverá observar os preceitos oriundos das normas das concessionárias. Na área de concessão do Maranhão, o acessante deve observar as normas da CEMAR, explicitada no tópico a seguir.

De acordo com a Resolução nº. 482/2012, os custos para adequação do sistema de medição são de responsabilidade do consumidor. No entanto, após a adequação do sistema de medição, será da concessionária a responsabilidade pela operação, manutenção e eventuais custos de substituição da aparelhagem.

A Resolução nº 517/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica alterou a redação do artigo 4º da Resolução 482/2012, dispensando a assinatura de contratos de uso e conexão para centrais geradoras de microgeração e minigeração, bastando, para a primeira, a celebração de acordo operativo e, para a segunda, de relacionamento operacional.

⁴ Segundo a Resolução nº 414/2010 da ANEEL, acessante é o micro ou minigerador em potencial, que apresenta projeto de micro ou minigeração à concessionária de energia elétrica local (ANEEL, 2010).

Outra modificação trazida pela Resolução nº. 517/2012 foi a inclusão dos parágrafos 1º e 2º no artigo 4º da Resolução 482/2012 da ANEEL. O §1º prevê que a potência instalada de microgeração ou de minigeração fica limitada à carga instalada (em caso de unidade do grupo B) ou à demanda contratada (em caso de unidade do grupo A). O §2º condiciona a instalação de microgeração ou de minigeração acima dos limites permitidos no §1º à solicitação, por parte do consumidor, do aumento de carga (grupo B) ou do aumento da demanda contratada (grupo A)⁵ (BRASIL, 2012b).

A iniciativa, custos e riscos da instalação da microgeração ou da minigeração são de responsabilidade do consumidor, que deve realizar toda a análise do custo/benefício para a instalação e utilização dessa forma de produção de energia. Os tipos de fontes de energia, a tecnologia dos equipamentos, capacidade da central geradora, localização e demais aspectos do projeto são pontos que devem ser avaliados cuidadosamente pelo consumidor, cabendo à concessionária apenas fornecer esclarecimentos sobre as normas e padrões técnicos a serem respeitados, bem como ao andamento da solicitação de acesso. Esses esclarecimentos deverão estar contidos em normas técnicas a serem publicadas pelas concessionárias e atendidas pelos consumidores que desejem conectar sua micro ou minigeração na rede da distribuidora local.

2.3 A norma de acesso da CEMAR

A solicitação de acesso é o documento apresentado pelo consumidor (acessante da rede) à concessionária (acessada) e deve conter o projeto com memorial descritivo, localização, arranjo físico, diagramas e outras informações eventualmente exigidas pela distribuidora. No caso da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, a norma que trata do assunto é a Norma Técnica NT.31.020 (CEMAR, 2014).

A Norma Técnica NT 31.020 da CEMAR exige que o cliente apresente junto com o formulário de informações básicas para solicitação de acesso, ou após a emissão do parecer de acesso, o projeto das instalações de conexão, incluindo memorial descritivo, localização, arranjo físico, plantas e diagramas (CEMAR, 2014).

Segundo a norma acima citada, da Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, o projeto elétrico deverá ser apresentado em AutoCAD® 2004 e PDF, no formato

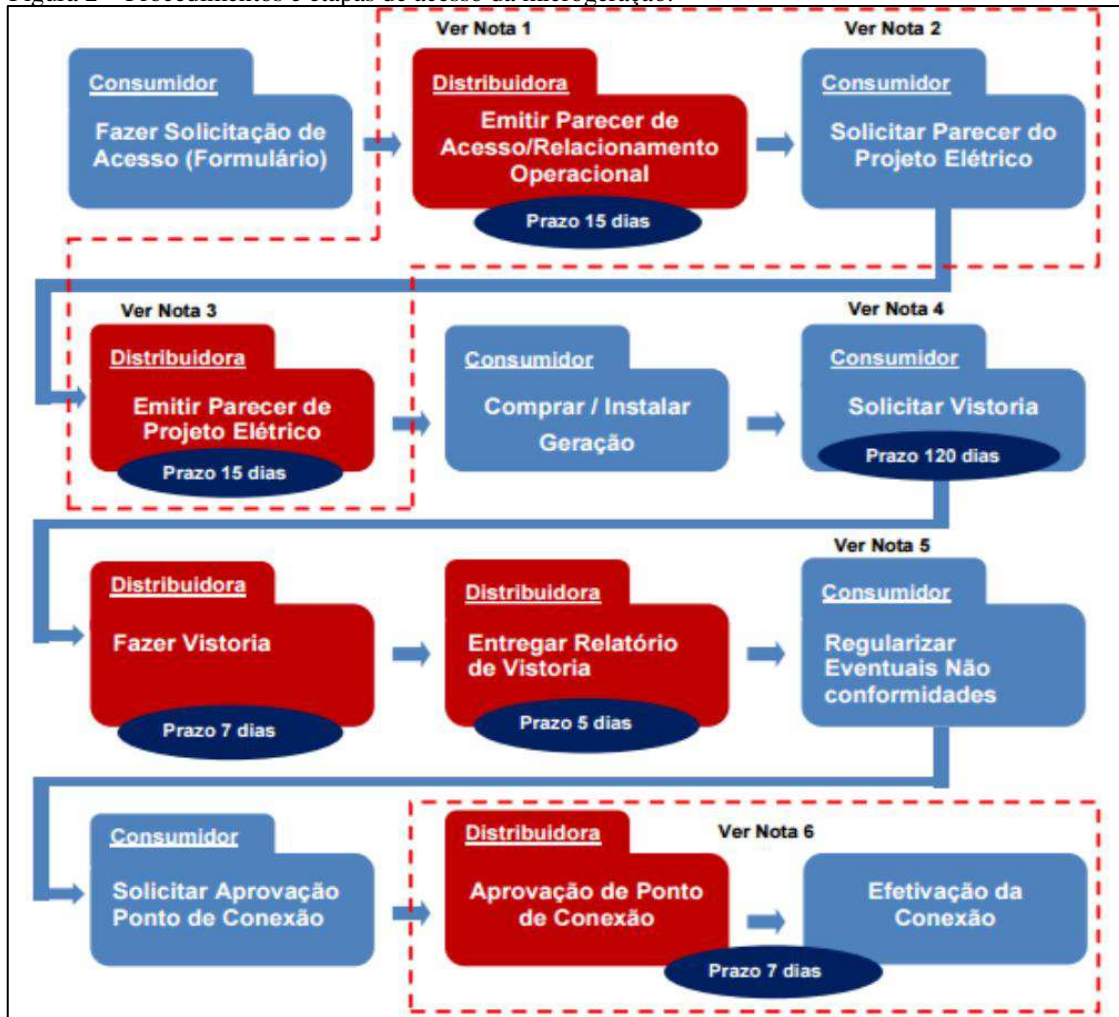
⁵ As unidades consumidoras são classificadas, segundo a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em dois grupos. São eles o Grupo A, ou Alta Tensão, cujo fornecimento de energia elétrica deve ser dar em tensão igual ou superior a 2,3Kv. O Grupo B, ou Baixa Tensão, são aqueles consumidores que recebem energia em tensão inferior a 2,3Kv, e se subdivide em quatro subgrupos: B1 – Residencial; B2 – Rural; B3 – Comercial ou Industrial e; B4 – Comerciais ou Industriais (pequeno porte).

mínimo A2 e memorial descritivo em formato A4, na forma digital com tamanho máximo de 5 MB. O projeto elétrico deverá conter o memorial descritivo, uma via da Anotação de Responsabilidade Técnica – ART do projeto, e o diagrama unificar elétrico, contendo detalhes das proteções e das instalações elétricas (CEMAR, 2014).

A CEMAR, disponibiliza, em seu site, um formulário para solicitação de acesso para microgeração distribuída, que deve ser integralmente preenchido e enviado para o atendimento corporativo da empresa. Após a apresentação do formulário para solicitação de acesso para microgeração distribuída, a concessionária deverá emitir o parecer de acesso.

A Figura 2, logo em seguida, demonstra as etapas com seus respectivos prazos, a serem seguidos pelo consumidor e pela concessionária.

Figura 2 – Procedimentos e etapas de acesso da microgeração.



Fonte: CEMAR (2014).

O sistema de medição da central geradora deve ser dotado de funcionalidade que permita a medição bidirecional de energia elétrica, para fins de cálculo da compensação da

energia elétrica produzida e inserida na rede da concessionária pelo consumidor. Caso a instalação seja na baixa tensão, a medição bidirecional poderá ser feita através de dois medidores unidirecionais.

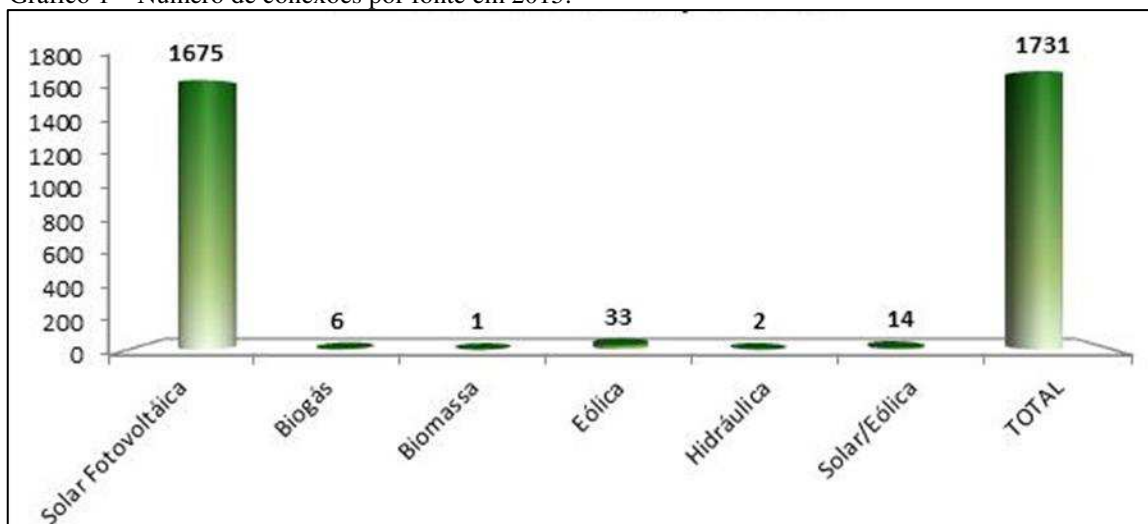
Segundo a CEMAR (2014), as conexões de microgeração ao sistema não poderão acarretar prejuízos ao desempenho e aos indicadores de qualidade dos serviços públicos de energia elétrica.

2.4 A microgeração e minigeração no Brasil

Segundo a ANEEL (2016a), em outubro de 2014, existiam mil adesões de micro e minigeração por parte de consumidores em todo o Brasil. Em 2015, esse número quase dobrou: a adesão evoluiu para 1.731, com uma potência total instalada de 16.565 kW.

Das 1731 conexões existentes em 2015, a mais utilizada era a proveniente de fonte solar fotovoltaica, com um número significativo de 1675 conexões. A segunda maior utilizada era a de fonte eólica, com 33 conexões. O Gráfico 1, abaixo, demonstra o número de conexões de micro e de minigeração por fonte geradora.

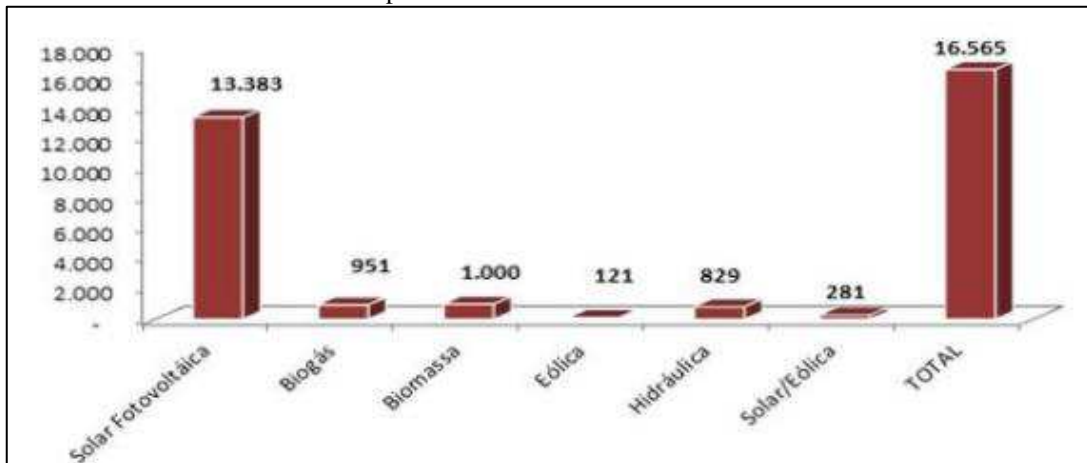
Gráfico 1 – Número de conexões por fonte em 2015.



Fonte: ANEEL (2016a).

Com relação à potência total instalada, segundo dados da ANEEL (2016a), no ano de 2015, as conexões cujas fontes eram a solar fotovoltaica tinham uma potência total instalada de 13.383 kW. A segunda maior conexão por fonte instalada era a biomassa, com 1.000 kW de potência total instalada. O Gráfico 2, logo em seguida, mostra a potência total instalada por fonte, registradas na ANEEL no ano de 2015.

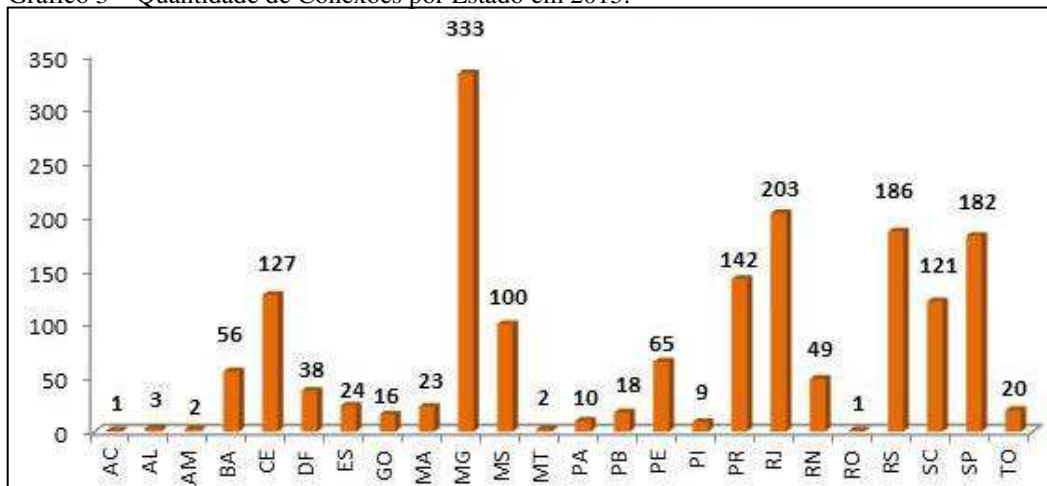
Gráfico 2 – Potência total instalada por fonte em 2015.



Fonte: ANEEL (2016a).

Ainda no ano de 2015, o estado federativo que mais possuía conexões de micro e minigeração, conforme dados da ANEEL (2016a), era o de Minas Gerais, com um total de 333 conexões registradas, seguido pelo Rio de Janeiro, com 203 conexões registradas e pelo Rio Grande do Sul, com 186 conexões de micro e minigeração registradas. O Gráfico 3 traz o número de conexões existentes em 2015 por unidade federativa.

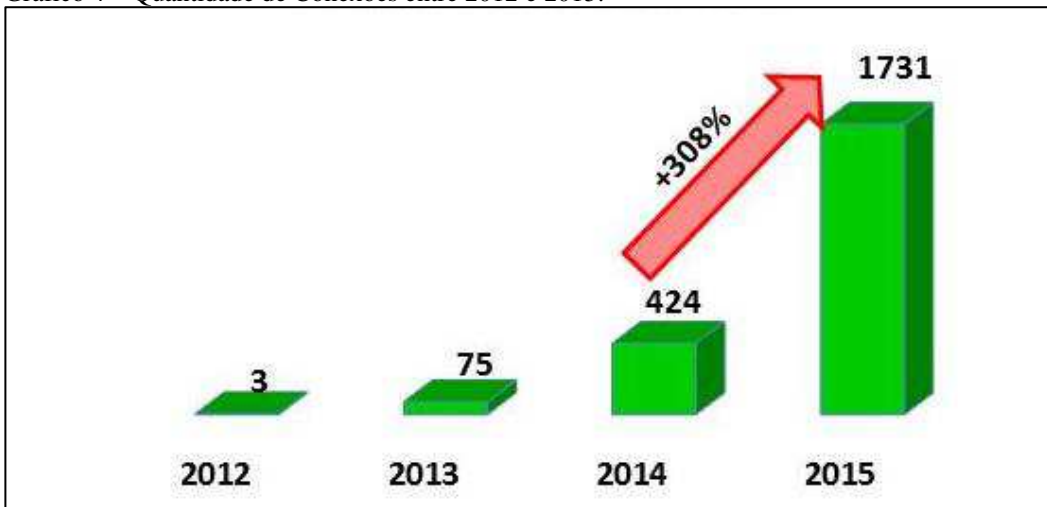
Gráfico 3 – Quantidade de Conexões por Estado em 2015.



Fonte: ANEEL (2016a).

A ANEEL (2016a) destaca um crescimento de mais de 300% do número de conexões de micro e minigeração aos sistemas das distribuidoras no ano de 2015, em comparação ao ano anterior. Em 2012, ano da publicação da Resolução 482 da ANEEL, apenas 3 conexões foram registradas pela agência. Em 2013 esse número foi de 75. O Gráfico 4, abaixo, demonstra a evolução de conexões registradas pela ANEEL, entre os anos de 2012 a 2015.

Gráfico 4 – Quantidade de Conexões entre 2012 e 2015.



Fonte: ANEEL (2016a).

Conforme se observa, desde a publicação da Resolução 482 da ANEEL até 2015, houve um enorme crescimento de adesões, por parte dos consumidores, à micro e à minigeração distribuída. Esse crescimento se torna ainda mais evidente quando verificados os números atuais de conexões.

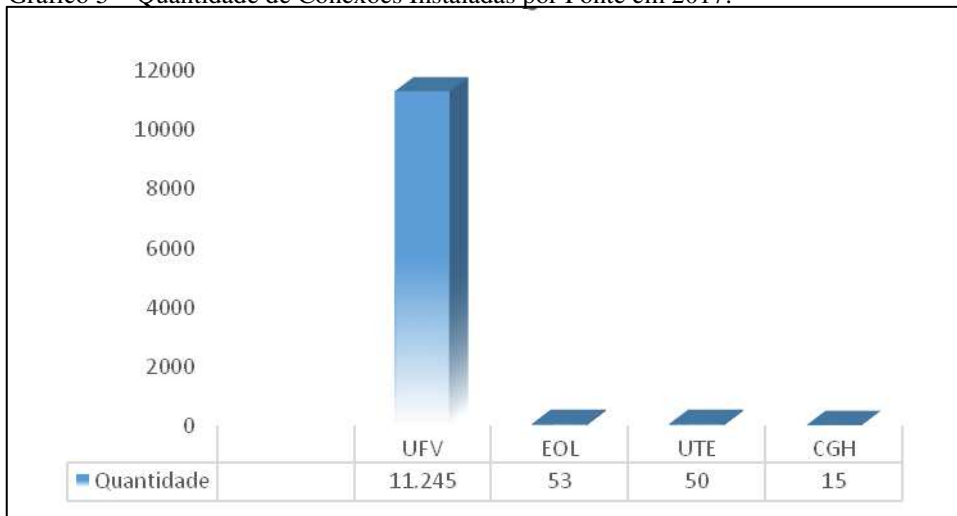
A base de dados dos registros de conexões de micro e minigeração da ANEEL é feito pelo Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD. O Sistema de Registro das unidades consumidoras com geração distribuída é alimentado pelas distribuidoras de energia elétrica, que informam até o dia dez de cada mês, no SISGD, as usinas de geração distribuída que entraram em funcionamento até o último dia do mês anterior. O SISGD não especifica a quantidade de microgeradores e de minigeradores, apenas a totalidade desses dois.

Conforme dados do ano de 2017 da ANEEL (2017), atualmente, 111.362 unidades consumidoras possuem geração distribuída no Brasil. Essa totalidade de unidades consumidoras com geração distribuída representa 130.153,75 kW de potência total instalada.

Dados atuais do SISGD da ANEEL (2017a)⁶ indicam que das 11.362 unidades consumidoras com micro e minigeração no Brasil, 11.245 possuem como fonte a energia solar fotovoltaica (UFV), representando a esmagadora maioria. As conexões cuja fonte era a energia cinética do vento (EOL) totalizam 53. São de 50 as conexões com fonte termoelétricas (UTE). As com potencial hidráulico registradas chegam a 15 (CGH) e as provenientes de geração termo elétrica totalizam 50 (UTE). O Gráfico 5 abaixo, representa a parcela de cada uma das fontes no cenário de micro e minigeração no Brasil:

⁶ Dados atualizados até 19/06/2017.

Gráfico 5 – Quantidade de Conexões Instaladas por Fonte em 2017.

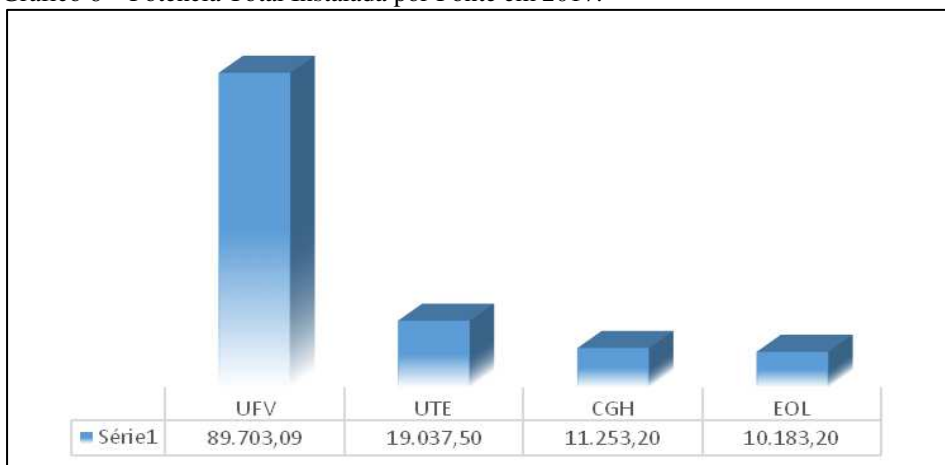


Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Quando se fala em potência total instalada por fonte, as conexões com fonte solar fotovoltaica (UFV) lideram o ranking de conexões com uma potência total instalada de 89.703 kW. A segunda fonte por potência total instalada é a termoeétrica (UTE), com 19.037 kW, seguida das com potencial hidráulico (CGH) com 11.253 kW, e, em último lugar, encontra-se a eólica (EOL), com 10.183 kW.

O Gráfico 6 demonstra a potência total instalada por fonte.

Gráfico 6 – Potência Total Instalada por Fonte em 2017.



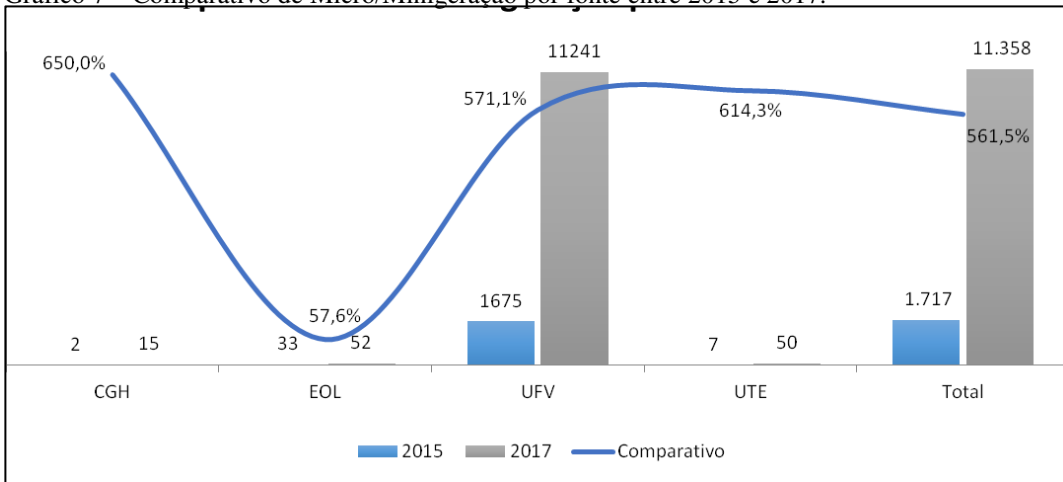
Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Percebe-se que em 2015 a ANEEL registrava um total de 1.731 conexões, e em 2017 esse número passou a ser 11.358, representando um aumento de 561%. A conexão que mais cresceu, em relação ao número de conexões, por fonte, foi a solar fotovoltaica, que passou de 1.675 em 2015 para 11.241 em 2017, representando um aumento de 571%.

As demais fontes, com exceção da eólica, também demonstraram um crescimento significativo. Merecem destaque o crescimento das conexões que se utilizam com potencial hidráulico (CGH), com um aumento de 650%, e as unidades com fontes termoelétricas (UTE), com um aumento de 614%.

O Gráfico 7, abaixo demonstra um comparativo entre o número das conexões, por fonte, nos anos de 2015/2017.

Gráfico 7 – Comparativo de Micro/Minigeração por fonte entre 2015 e 2017.

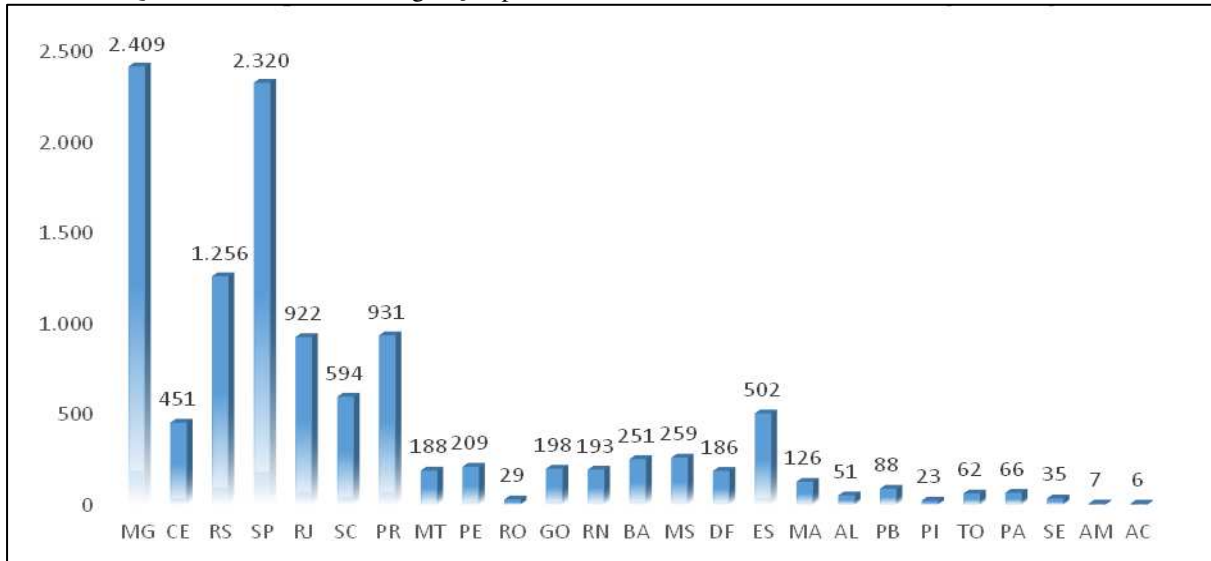


Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Em relação à quantidade de unidades com micro e minigeração distribuída por unidade federativa, o Estado de Minas Gerais continua liderando o ranking de conexões, com 2409 registradas no SISDG (em 2015 possuía apenas 333). O Segundo colocado é o estado de São Paulo, com 2.320 conexões, seguido pelo Rio Grande do Sul, com 1.254.

O Gráfico 8, abaixo, traz o ranking de conexões de geração distribuída por unidade federativa, com base nos registros do SISDG da ANEEL.

Gráfico 8 - Quantidade de Micro/Minigeração por Estado em 2017.

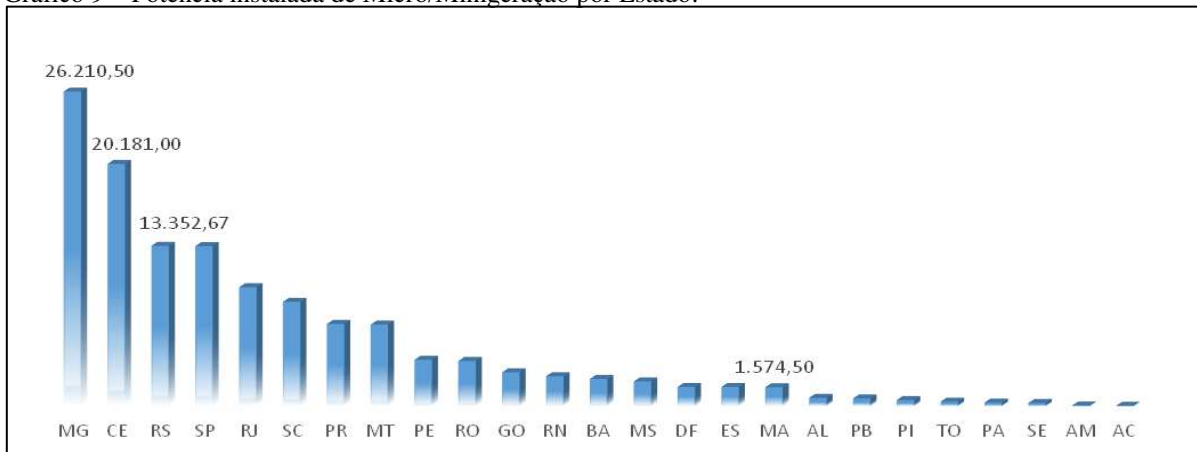


Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Quando se fala em total de potência instalada por unidade federativa, o Estado de Minas Gerais continuar na frente, com um total de 26.2010 kW, seguido do Ceará, com 20.181 kW e do Rio Grande do Sul, com 13.352,67 kW. O Estado do Maranhão encontra-se na posição 17 do ranking por potência total instalada, com 1.574 kW.

O Gráfico 9, abaixo, traz o ranking de potência total instalada de micro e minigeração por Estado.

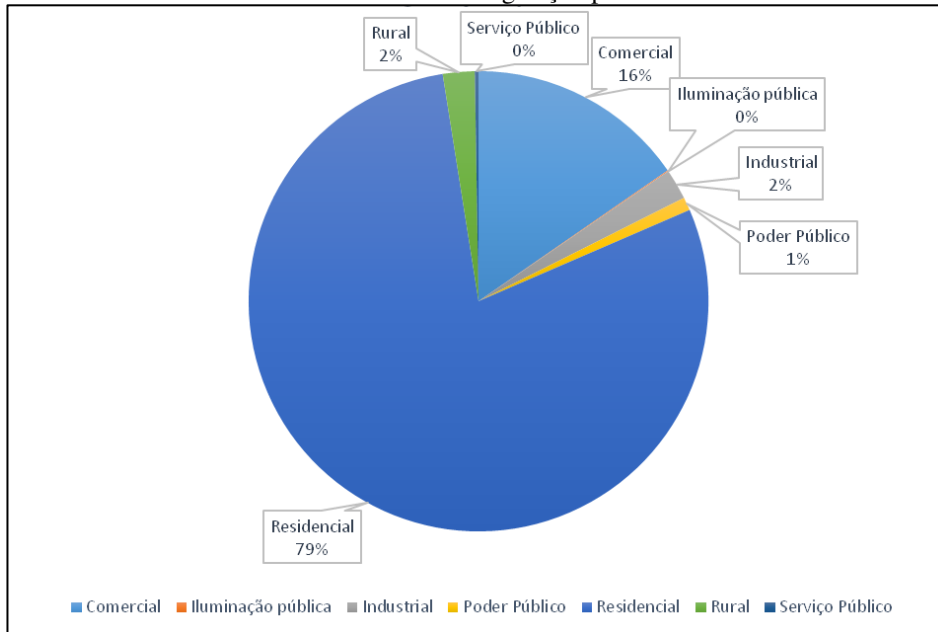
Gráfico 9 – Potência instalada de Micro/Minigeração por Estado.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

De acordo com o SISGD da ANEEL, a maior parte das micro e minigerações registradas pertencem à classe residencial, com 8.975 conexões. Em segundo lugar aparecem as conexões da classe comercial, com 1.747, seguida da classe rural, com 254. O Gráfico 10, logo em seguida, traz o percentual de conexões por classe de consumo.

Gráfico 10 - Potência instalada de Micro/Minigeração por Classe de Consumo em 2017.

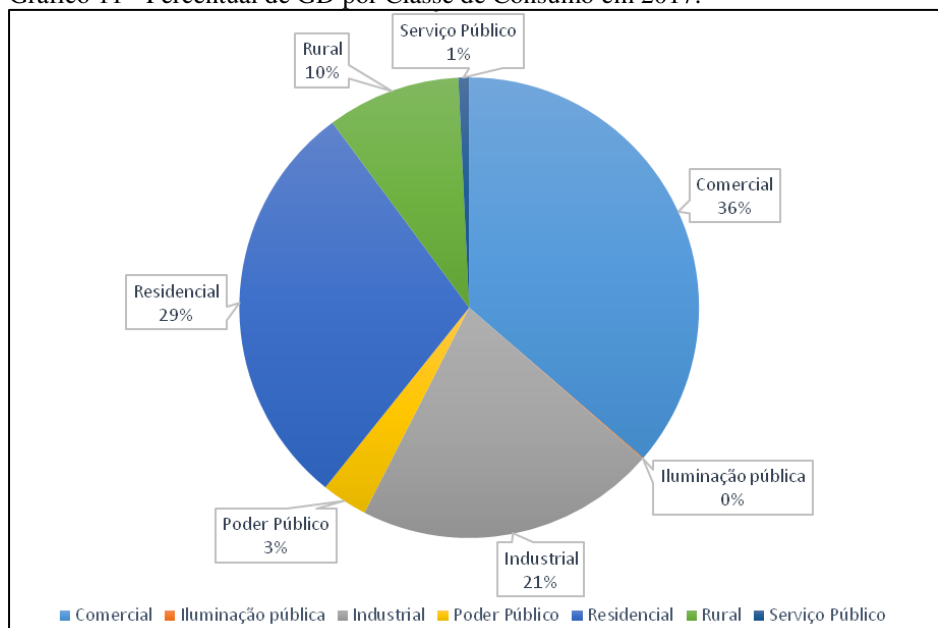


Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Em se tratando de potência total instalada, a classe comercial representa a maior fatia dos registros de micro e minigeração no Brasil, com 47.285 kW, de acordo com o SISGD. A classe residencial tem uma potência total instalada de 38.879 kW e a industrial 27.520 kW.

O Gráfico 11 demonstra o percentual de registros de Geração Distribuída por classe de consumo, em relação à potência total instalada.

Gráfico 11 - Percentual de GD por Classe de Consumo em 2017.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Os números acima explorados, extraídos do SISGD da ANEEL, demonstram que a geração distribuída no Brasil tem crescido em passos largos, anualmente, com destaque, tanto em quantidade, quanto em potência instalada, para as fontes solares fotovoltaicas.

Percebe-se que a maior quantidade de clientes conectados nas redes das concessionárias com geração distribuídas se encontra na classe de consumo residencial, apesar da classe comercial representar uma fatia maior, quando se trata de potência total instalada.

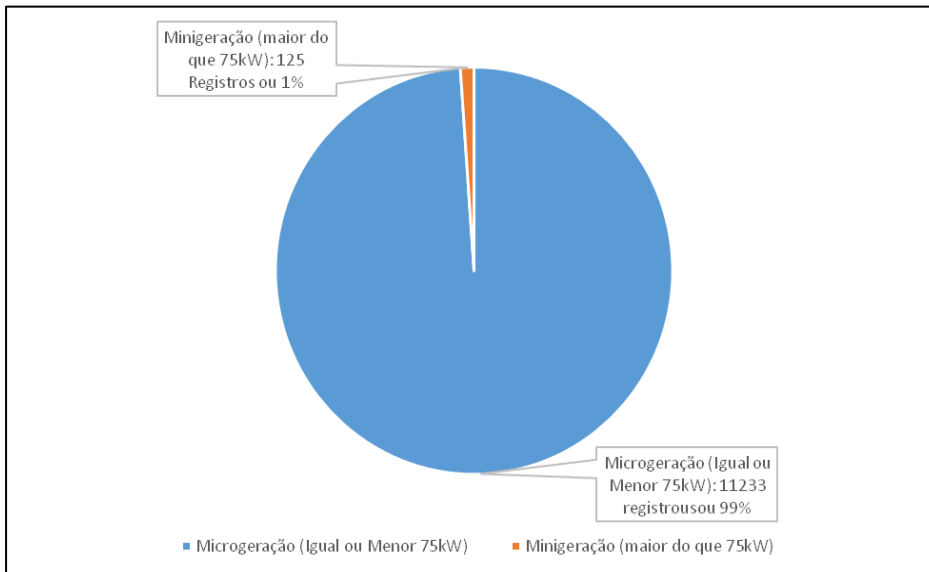
Conforme acima alertado, o SISGD não estratifica a quantidade de clientes com microgeração, contendo em sua base de dados apenas a totalidade dos clientes com registro de geração distribuída (micro e minigeração).

2.5 Status atual da microgeração no Brasil

Para estratificação dos números da Microgeração no Brasil, o presente trabalho utilizou os dados contidos na base de dados do SISGD da ANEEL. A base de dados dos registros de geração distribuída da ANEEL foi alimentada em planilha do Microsoft Office Excel 2013. Foram considerados como registro de microgeração todos aqueles com carga total instalada menores ou iguais a 75 kW, conforme inciso I do artigo 2º da Resolução nº. 482 da ANEEL (2012a), e como minigeração todos aqueles registros com potência total instalada superior a 75kW.

Dos 11.358 registros de geração distribuídas contidos nos SISGD, 11.233 possuem potência total instalada menores ou iguais a 75kW, sendo, dessa forma, considerados como microgeração, e 125 possuem potência total instalada maiores do que 75kW, considerados como minigeração, conforme Gráfico 12, abaixo.

Gráfico 12 - Quantidade de Micro/Minigeração conforme dados do SISGD em 2017.



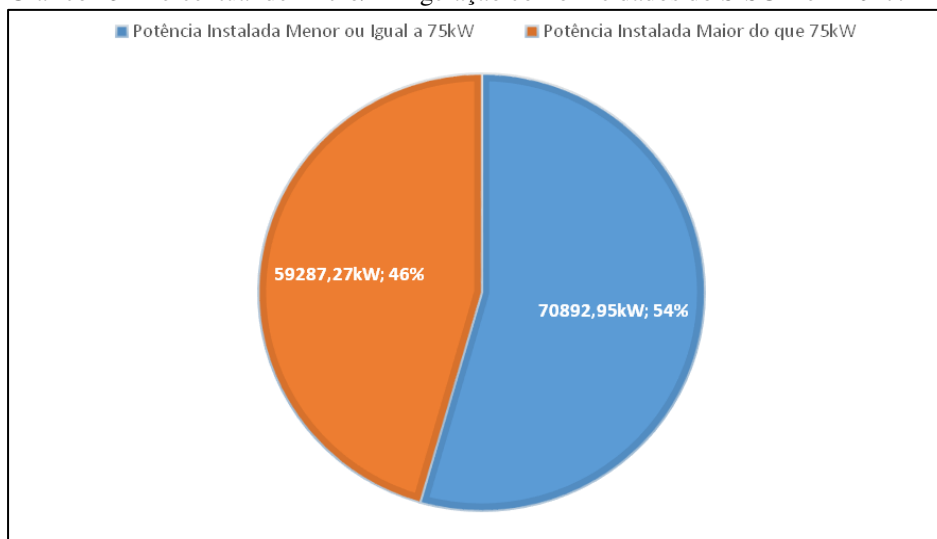
Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Percebe-se que 98,9% dos registros do SISGD possuem potência total instalada menor ou igual a 75kW, sendo apenas 1,1% possuem potência total instalada maior do que 75kW. Sendo assim, pode-se concluir que a grande parte dos registros do SISGD corresponde a registros de microgeração.

A microgeração, por potência instalada, representa 54% dos registros do SISGD, com 70892,95 kW. Já a minigeração, representa um total de 46%, com uma potência total instalada de 59.287,27kW.

O Gráfico 13, abaixo divide a potência total instalada registrada no SISGD em igual ou abaixo de 75kW (minigeração) e em maior do que 75kW (microgeração).

Gráfico 13 - Percentual de Micro/Minigeração conforme dados do SISGD em 2017.

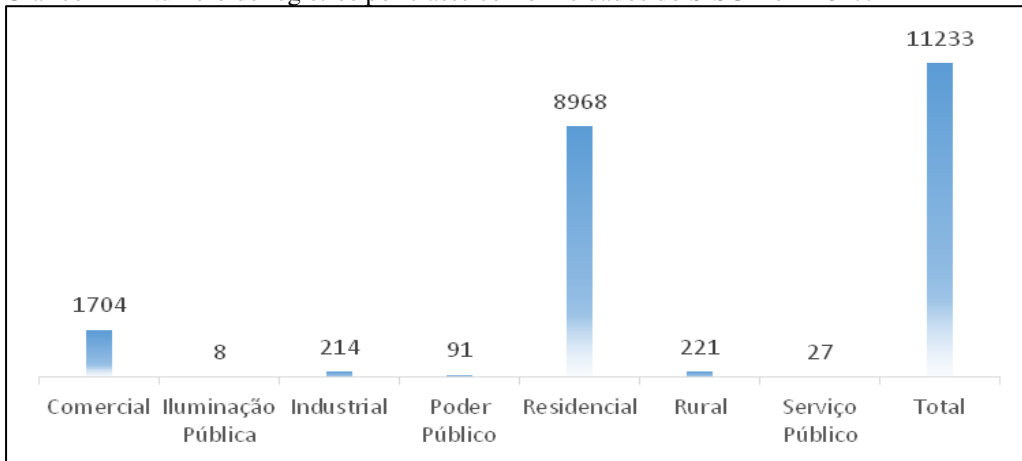


Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Em se tratando de quantidade de conexões registradas no SISGD iguais ou abaixo de 75kW (microgeração) por classe de consumo, temos a maior concentração na classe residencial, com 8.968 registros, seguida da classe comercial, com 1704 registros. As outras classes somadas representam 560 registros, divididos entre as classes rural (221 registros), industrial (213 registros), poder público (91 registros) e iluminação pública (8 registros).

O Gráfico 14 apresenta o número de conexões por classe de consumo.

Gráfico 14 - Número de registros por classe conforme dados do SISGD em 2017.

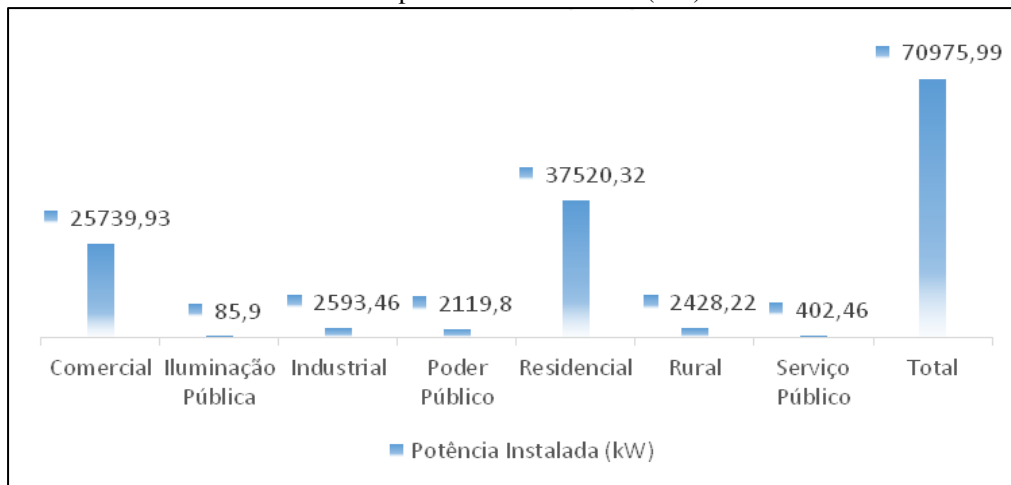


Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Em relação à potência total instalada, a classe residencial também ocupa o primeiro lugar, com 37520kW. A classe comercial possui uma potência total instalada de 25.739kW. As classes restantes somam uma potência de 7.632,7kW.

O Gráfico 15, abaixo, traz a potência total instalada por classe de consumo em kW.

Gráfico 15 - Potência total instalada por classe de consumo (kW) em 2017.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

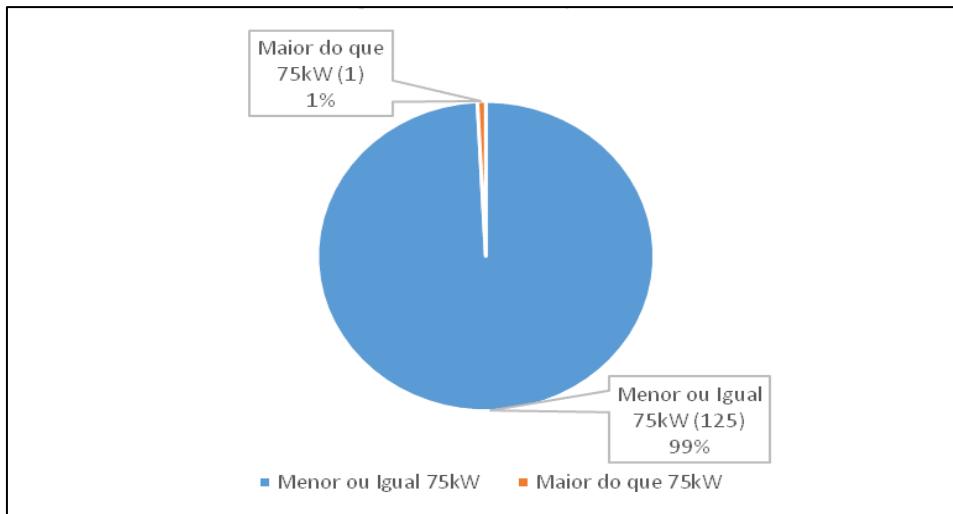
Conforme se demonstrou, a maior quantidade, em número de conexões e de potência total instalada, de registros no SISGD, corresponde a usinas geradoras com potência total instalada igual ou abaixo de 75kW, ou sejam, são registros de microgeração, segundo a ANEEL (2017b). Desses registros, a maior parte é representada pela classe residencial, tanto em quantidade quanto em potência total instalada, pelo que se conclui que, desde a entrada em vigor da Resolução 482/2012 da ANEEL, a maior parte de adesões se deu na modalidade de microgeração distribuída.

2.6 Status atual da microgeração no Maranhão

Segundo registros do SISGD da ANEEL (2017b), o Maranhão possui um total de 126 unidades com geração distribuída, sendo 125 delas com potência instalada iguais ou menores do que 75kW (microgeração) e 1 com potência instalada maior do que 75kW (minigeração).

O Gráfico 16 traz a quantidade e o percentual de registros no SISGD da ANEEL de unidades com geração distribuída.

Gráfico 16 - Quantidade de Registros no SISGD por Potência Instalada (Maranhão) em 2017.



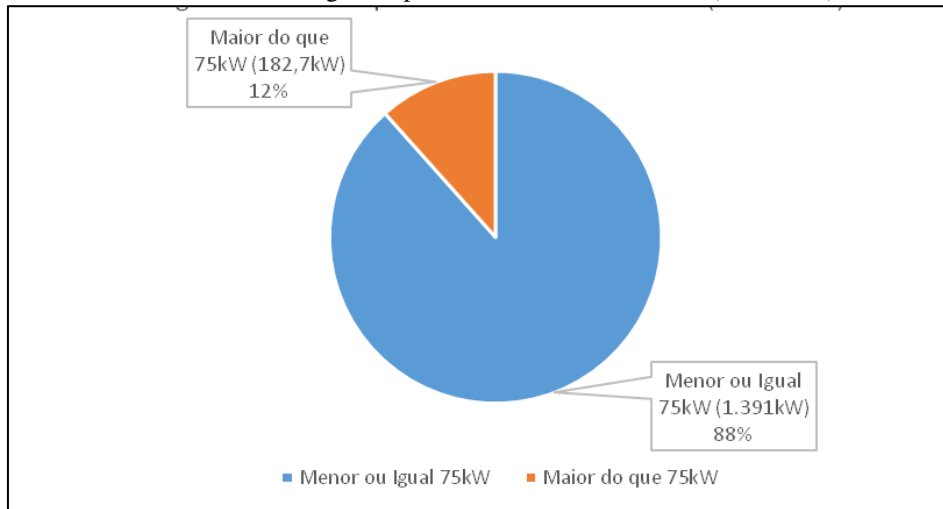
Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Em 2015, conforme anteriormente exposto, o Maranhão possuía apenas 23 registros de geração distribuída, segundo a ANEEL (2016a), passando para 126 em 2017, o que representa um crescimento de 448%.

No que tange à potência total instalada, os registros do SISGD da ANEEL de geração distribuída no Maranhão mostram que a soma das unidades com geração menor ou igual a 75kW (microgeração) chega a 1.391kW, e a das unidades com geração maior do que 75kW (minigeração) somam 182,7kW.

Sendo assim, do total de geração distribuída registrado no SISGD da ANEEL, por potência instalada, 88% corresponde à microgeração e 12% corresponde à minigeração. O Gráfico 17 traz o percentual e a soma da potência total instalada de microgeração (menor ou igual a 75kW) e minigeração (maior do que 75kW).

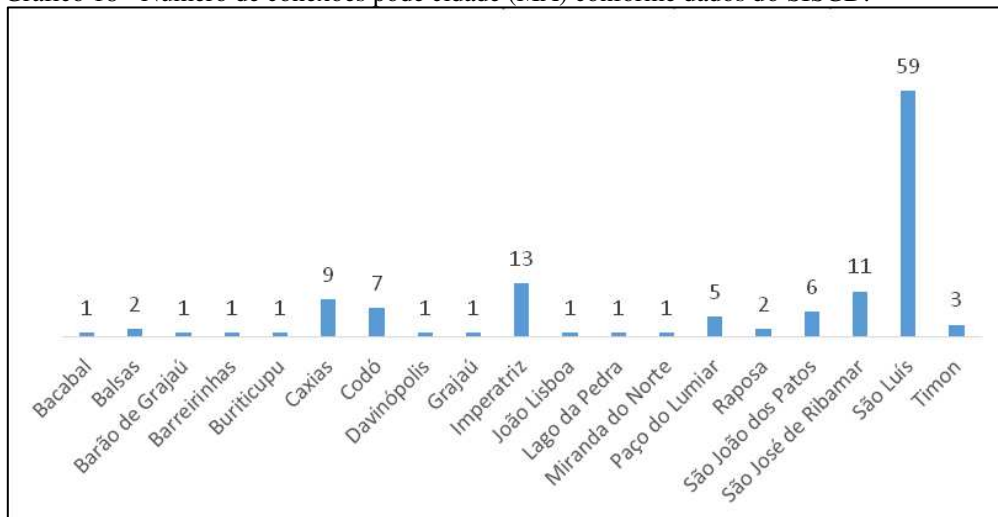
Gráfico 17 – Percentual de Registros por Potência Total Instalada (Maranhão) em 2017.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

A grande maioria das conexões registradas no SISGD de microgeração no Maranhão estão localizadas na cidade de São Luís, com 59 conexões. A cidade de Imperatriz aparece em segundo lugar, com 13 conexões, seguida da cidade de São José de Ribamar, com 11 conexões. No Gráfico 18 podemos observar o número de conexões de microgeração por cidade do Maranhão, conforme registros do SISGD da ANEEL.

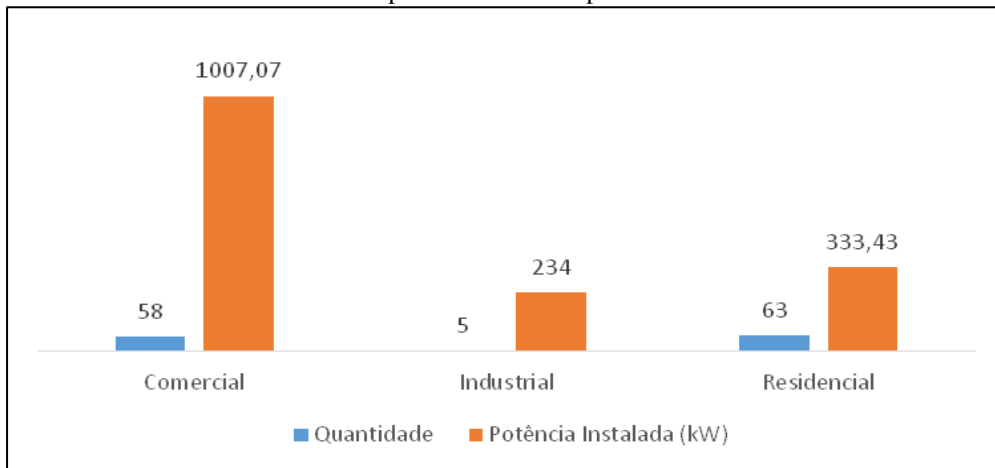
Gráfico 18 - Número de conexões por cidade (MA) conforme dados do SISGD.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

No Estado do Maranhão, a maior quantidade de conexões de microgeração se encontra na classe residencial, com 63 conexões, seguida da classe comercial, com 58 e da classe industrial, com 5. Em relação à potência total instalada por classe, a classe comercial representa a maior parcela, com 1.007kW, seguida da classe residencial com 333kW e da classe industrial, com 234kW. Esses números são representados pelo Gráfico 19, abaixo.

Gráfico 19 - Número de conexões e potência instalada por classe de consumo em 2017.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Conforme se observou, a maior quantidade de conexões de geração distribuída no Estado do Maranhão corresponde à microgeração, instaladas especialmente na classe residencial. No entanto, os registros de microgeração da classe comercial representa a maior parte da potência total instalada de microgeração no Estado.

2.7 Conclusões do Capítulo

Pela análise do histórico de registros da ANEEL, percebe-se um considerável crescimento, desde a edição da Resolução 414/2010 da microgeração, tanto no Brasil quanto no estado do Maranhão.

Essa evolução significativa justifica a preocupação plantada no presente trabalho, tendo em vista que, mesmo diante de todos os percalços vividos pela desenvolvimento e disseminação da microgeração, cujas causas não são objeto do presente trabalho, há um considerável crescimento anual na quantidade de registros de microgeração.

A disseminação dessa tecnologia e inserção na rede tem o potencial de gerar não somente impactos técnicos, a serem suportados e superados pelas distribuidoras, mas também econômicos e sociais, já que os custos da microgeração, na formação da tarifa de energia elétrica, podem não estar distribuídos de uma forma equânime, pela lógica da política tarifária vigente.

Para fins de análise da política tarifária atual está aderente e suportará uma possível expansão da microgeração no Brasil, sem impactar os contratos de concessão de energia elétrica e, conseqüentemente as distribuidoras e consumidores, é necessário que seja compreendida a estrutura tarifária do setor de distribuição de energia no Brasil.

Ocorre que uma correta e abrangente compreensão da estrutura tarifária brasileira depende do entendimento do funcionamento do modelo do setor elétrico brasileiro, o que não é uma tarefa simples. Para tanto, apesar de não ser o foco do presente trabalho, esses dois importantes temas serão abordados nos capítulos seguintes.

3 A ESTRUTURA DO SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO

3.1 Introdução

Segundo El Hage, Ferraz e Delgado (2011), estrutura tarifária é o conjunto de regras, métodos e processos que definem a diferenciação de preços aos diversos produtos e/ou consumidores de um determinado mercado.

Em outras palavras, a estrutura tarifária é a forma pela qual define-se o preço final pela prestação de um serviço. No caso do setor de energia elétrica, trata-se da estrutura que define a forma de divisão dos custos inerentes à cadeia produtiva da energia elétrica entre os seus usuários. Os critérios adotados para a divisão dos custos são feitos conforme as responsabilidades dos usuários na formação de tais custos.

Tem-se, então, três palavras-chave para o entendimento da estrutura tarifária do sistema de distribuição de energia elétrica: custo, responsabilidade e alocação. Antes, no entanto, de partir-se para o papel de cada uma dessas premissas na conta final da tarifa, é necessário que se entenda os aspectos institucionais do setor de distribuição de energia elétrica, partindo do modelo constitucional estabelecido na República Federativa do Brasil, passando pela análise da atual estrutura do setor elétrico brasileiro e pelo estudo do novo modelo do setor elétrico vigente no país.

3.2 O modelo constitucional brasileiro

A prestação de certos serviços, por parte do poder público, à comunidade, é reservada à própria administração pública. Por essa razão, eles são indelegáveis. São serviços indispensáveis à população e, por essa razão, não podem ser realizados por terceiros. Dentre esses serviços, podem-se citar os relativos à saúde e à segurança pública, bem como à defesa da soberania nacional (GARCIA, 2011).

Por outro lado, existem outros serviços públicos que, ante sua natureza não indispensável, ou melhor dizendo, diante da sua não completa indispensabilidade, são delegados a particulares e prestados mediante concessão, permissão ou autorização⁷. No entanto, nessas hipóteses, cabe ao Estado o controle, a regulamentação e a fiscalização,

⁷ Sobre a diferenciação e natureza jurídica de concessão, permissão e autorização, consulte-se a obra “Manual de Direito Administrativo” de Carvalho Filho (2013), em especial Capítulo 8, p. 367.

através de instrumentos estatais de compatibilização entre o direito e a economia⁸.

De acordo com essa linha de raciocínio, o Poder Legislativo, quando da elaboração da Constituição Federal, previu em seu artigo 21⁹, a competência da União Federal para explorar, direta ou indiretamente, os serviços de energia elétrica, os quais são considerados serviços não absolutamente essenciais¹⁰. Sendo assim, conclui-se que a prestação dos serviços públicos de energia elétrica pode ser confiada aos particulares, mediante concessão, permissão ou autorização do poder público competente.

Autorização e permissão são atos administrativos emanados pelo Estado no qual a administração pública permite ao particular que este exerça atividade ou utilize determinado bem público para o interesse particular. A autorização e a permissão são atos administrativos discricionários e precários. A concessão é feita através de contrato administrativo, cujo objetivo é a delegação da prestação do serviço público a pessoa privada (CARVALHO FILHO, 2013).

Para preservar as características de essencialidade, de acessibilidade e de modicidade na prestação desses serviços, o Estado trouxe para si a missão de gerenciar e fiscalizar, fazendo valer os interesses públicos e sociais inseridos no contexto desses serviços. Assim, por mais que prestados por particulares, esses serviços são gerenciados e fiscalizados pelo Estado, através dos diversos órgãos reguladores.

Esse gerenciamento e essa fiscalização dos serviços públicos de energia elétrica, no Brasil, são feitos pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, que foi criada pela Lei 9.427/1996. A ANEEL substituiu o antigo Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAEE) e é uma autarquia sob regime especial¹¹, vinculada ao Ministério de Minas e energia, tem como principal finalidade regular e fiscalizar a produção, a transmissão, a

⁸ “Nas últimas décadas, a intervenção direta na economia deixou de ser a opção preferencial dos governos, passando a fazer parte do senso comum que a liberalização econômica, reservando-se ao Estado apenas uma função regulatória, seria a melhor maneira de aliar eficiência e qualidade na produção de bens e prestação de serviços” (SILVA, 2014, p. 17).

⁹ Constituição da República Federativa do Brasil de 1988: “Art. 21: Compete à União: [...] XII – explorar, diretamente ou mediante concessão, autorização ou permissão: [...] b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos” (BRASIL, 1988).

¹⁰ Na atual conjuntura da sociedade moderna, é cristalina a importância da energia elétrica para o bem estar e o desenvolvimento social e econômico. Essa classificação, no entanto, leva em consideração que os serviços essenciais absolutamente indispensáveis são aqueles elementares à dignidade da pessoa humana, tais como saúde e segurança, dentre outros.

¹¹ “No processo de modernização do Estado, uma das medidas preconizadas pelo Governo foi a criação de um grupo especial de autarquias a que se convencionou denominar de *agências*, cujo objetivo institucional consiste na função de controle de pessoas privadas incumbidas da prestação de serviços públicos, em regra sob a forma de concessão ou permissão, e também na intervenção estatal no domínio econômico, quando necessário para evitar abusos nesse campo, perpetrados por pessoas da iniciativa privada” (CARVALHO FILHO, 2013, p. 489).

distribuição e a comercialização de energia elétrica em conformidade com as políticas e diretrizes do governo federal.

3.3 Histórico do setor elétrico brasileiro

O setor elétrico nacional passou por profundas transformações ao longo dos anos. Para que se bem compreenda a atual estrutura do setor elétrico brasileiro, é necessário que se entenda as reformas pelas quais o setor elétrico nacional passou durante as últimas décadas.

O uso da energia elétrica, no Brasil, durante o século XIX teve um forte crescimento devido aos lucros oriundos do cultivo do café, principal atividade econômica à época. O primeiro passo para a expansão do uso da energia elétrica no Brasil foi dado em 1879, através da energia elétrica gerada à dínamo, destinada à iluminação da Central do Brasil, localizada na cidade do Rio de Janeiro (DOYLE, 2012).

Segundo Doyle (2012), a cidade de Campo, no Rio de Janeiro, foi a primeira da América do Sul a ofertar serviços de iluminação pública aos seus moradores. A fonte geradora da eletricidade destinada à iluminação era uma central termelétrica a lenha.

Durante esse período, a prestação dos serviços de energia elétrica era feita por empresas privadas nacionais e principalmente internacionais, sob forma de regulamentação mínima, e apenas os grandes municípios brasileiros eram abastecidos por energia elétrica.

Após esse período de inexistência de regulamentação e fiscalização do Estado no setor de energia elétrica, segundo Gomes et al. (2002), durante a década de 30, houve um crescimento da intervenção do Estado, visando garantir uma maior regulamentação sobre os serviços públicos.

O papel intervencionista do estado no gerenciamento dos setores de água e energia elétrica foi consolidado com a promulgação do Decreto 24.643/1934 (Código de Águas), que tratava, dentre outras questões, do aproveitamento de potenciais hidráulicos e demais questões relacionadas à energia elétrica. Outros dispositivos legais foram editados, como o Decreto 41.019/1957¹².

Seguindo o modelo existente naquela época, o Estado passou a ampliar seu papel intervencionista, atuando diretamente na produção de energia elétrica. Nessa intenção, foi

¹² Regulamenta os serviços de energia elétrica (BRASIL, 1957).

criada a primeira empresa pública de energia elétrica do Brasil, a CHESF¹³. Demais empresas estatais também foram criadas com o intuito de investir na geração de energia elétrica, como a FURNAS¹⁴, no âmbito federal e CEMIG e COPEL no âmbito estadual, dentre outras.

O Quadro 1, abaixo, traz as empresas estaduais criadas no Brasil entre os anos de 1943 a 1966.

Quadro 1 – Criação das companhias de eletricidade estaduais no Brasil (1943-1966).

Ano	Empresa
1943	Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE
1945	Empresa Fluminense de Energia Elétrica – EFE
1952	Centrais Elétricas de Minas Gerais – CEMIG
1953	Usinas Hidrelétricas do Paranapanema – USELPA
1954	Companhia Paranaense de Energia Elétrica – COPEL
1955	Companhia Hidrelétrica do Rio Pardo – CHERP
1955	Centrais Elétricas de Santa Catarina – CELESC
1955	Centrais Elétricas de Goiás – CELG
1956	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A – ESCELSA
1956	Companhia de Eletricidade do Amapá – CEA
1958	Centrais Elétricas do Mato Grosso – CEMAT
1959	Centrais Elétricas do Maranhão – CEMAR
1960	Companhia de Eletricidade da Bahia – COELBA
1960	Empresa Distribuidora de Energia do Sergipe – ENERGIPE
1960	Companhia de Eletricidade de Alagoas – CEAL
1961	Centrais Elétricas de Urubupungá – CELUSA
1961	Centrais Elétricas do Piauí – CEPISA
1962	Bandeirantes de Eletricidade – BELGA
1962	Companhia de Serviços Elétricos do Rio Grande do Norte – COSERN
1962	Companhia de Eletricidade de Pernambuco - CELPE
1964	Companhia de Melhoramentos da Paraíba - COMEPA
1966	Centrais Elétricas de São Paulo – CESP

Fonte: Adaptado de Ramalho (2003).

No início dos anos 1970, quando então, quando da edição da Lei 5.655/1971, houve significantes alterações na estrutura tarifária. Essa norma implementou uma taxa de retorno de capital que visasse garantir um lucro sobre o capital investido na prestação do

¹³ A Companhia Hidrelétrica do São Francisco – CHESF foi criada pelo Decreto Lei n.º 8.031, de 03 de outubro de 1945, e constituída na 1ª Assembleia Geral de Acionistas, realizada em 15 de março de 1948. Trata-se de uma sociedade de economia mista cujo maior acionista é o Governo Federal, através da Eletrobrás.

¹⁴ A FURNAS, ou Centrais Elétricas S.A foi fundada em 28 de fevereiro de 1957, através do Decreto-Lei nº 41.066.

serviço. Esse modelo tarifário não foi capaz de equalizar as diferenças regionais que causavam grandes distorções no custo de produção e distribuição de energia elétrica, e, então o Governo Federal determinou que as empresas superavitárias transferissem parte de seus lucros para as deficitárias (NERY, 2012).

No entanto, todo o arcabouço legal até então existente foi profundamente alterado pela Constituição da República Federativa do Brasil, de 1988. No entanto, efeitos práticos dessas alterações somente começaram a ser percebidos quando da edição da Lei 8.987/1995¹⁵ (GARCIA, 2011). A equalização tarifária, na qual as empresas superavitárias eram obrigadas a repartir os lucros com as empresas deficitárias foi extinta em 1993¹⁶ (NERY, 2012).

O que pode ser denominado como a “Reforma dos Anos 1990” (NERY, 2012, p. 470), foi marcado por políticas, regulamentadas por diversas normas, que visavam dois primordiais fins: a desestatização e a derverticalização do setor elétrico brasileiro.

a) A Desestatização

O Programa Nacional de Desestatização – PND surgiu com o intuito de delegar à terceiros as atividades inerentes aos setores de distribuição, transmissão e geração de energia elétrica. A partir de então, o Estado transferiu a particulares, mediante a privatização de empresas de energia elétrica, o direito de prestar tais serviços. A privatização atingiu parcialmente o setor de distribuição, mantendo-se inalterados os de geração e transmissão, que continuam, em sua grande maioria, a cargo do próprio poder público (NERY, 2012).

A ideia central do PND era, através do aporte de recursos privados para o setor, melhorar a qualidade do atendimento e do fornecimento de energia elétrica. Abaixo, a lista das empresas de Distribuição de Energia Elétrica que foram privatizadas.

¹⁵ Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências (BRASIL, 1995).

¹⁶ A extinção da equalização tarifária foi prevista no Plano Nacional de Desestatização, instituído pela Medida Provisória 155/1990, posteriormente convertida nas Leis 8.031/1990 (posteriormente revogada 9.491/1997) e 8.631/1993.

Quadro 2 - Lista de Privatizações do Setor Elétrico.

Nome da Empresa	Data de Privatização	Localização
ESCELSA	12/jul/95	ES
LIGHT	21/mai/96	RJ
CERJ (AMPLA)	20/nov/96	RJ
COELBA	31/jul/97	BA
AES SUL	21/out/97	RS
RGE	21/out/97	RS
CPFL	05/nov/97	SP
ENERSUL	19/nov/97	MS
CEMAT	27/nov/97	MT
ENERGIPE	03/dez/97	SE
COSERN	11/dez/97	RN
COELCE	02/abr/98	CE
ELETROPAULO	15/abr/98	SP
CELPA	09/jul/98	PA
ELEKTRO	16/jul/98	SP/MS
CACHOEIRA DOURADA	05/set/97	GO
GERASUL	15/set/98	RS
BANDEIRANTE	17/set/98	SP
CESP Tiête	27/out/99	SP
BORBOREMA	30/nov/99	PB
CELPE	20/fev/00	PE
CEMAR	15/jun/00	MA
SAELPA	31/nov/00	PB
CTEEP	28/jun/2006	SP

Fonte: Adaptado de ABRADÉE (2017).

Segundo Garcia (2011), fatores de cunho político e social interferiram no processo de desestatização, itens que fogem ao escopo do presente trabalho.

Porém, a ideia central das reformas do setor elétrico eram eliminar os déficits das empresas estatais e equilibrar as contas do poder público, num aspecto macroeconômico, e, por outro lado, numa visão microeconômica, aumentar a eficiência do setor obter o financiamento através do capital privado (ABREU, 1999).

b) A Desverticalização

Tem-se por desverticalização o projeto de separação dos setores de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica (GARCIA, 2011).

Esse projeto foi levado à cabo pelo programa de Reestruturação do Setor Elétrico Brasileiro – RE-SEB, de autoria do Ministério de Minas e Energia – MME, no ano de 1996 e, para regular e fiscalizar essas atividades, foi criada a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, no mesmo ano (DOYLE, 2012).

3.4 O novo modelo do setor elétrico brasileiro

O setor elétrico brasileiro passou por um período de desregulamentação, onde os serviços eram prestados por empresas privadas nacionais e estrangeiras, para, após isso, experimentar um modelo estatizado, que apresentou problemas de endividamento das empresas públicas e incapacidade de recursos para expansão das redes de abastecimento. Esses problemas culminaram nos processos de desestatização e privatização, conforme anteriormente explicado. O quadro abaixo resume a trajetória do setor elétrico até então.

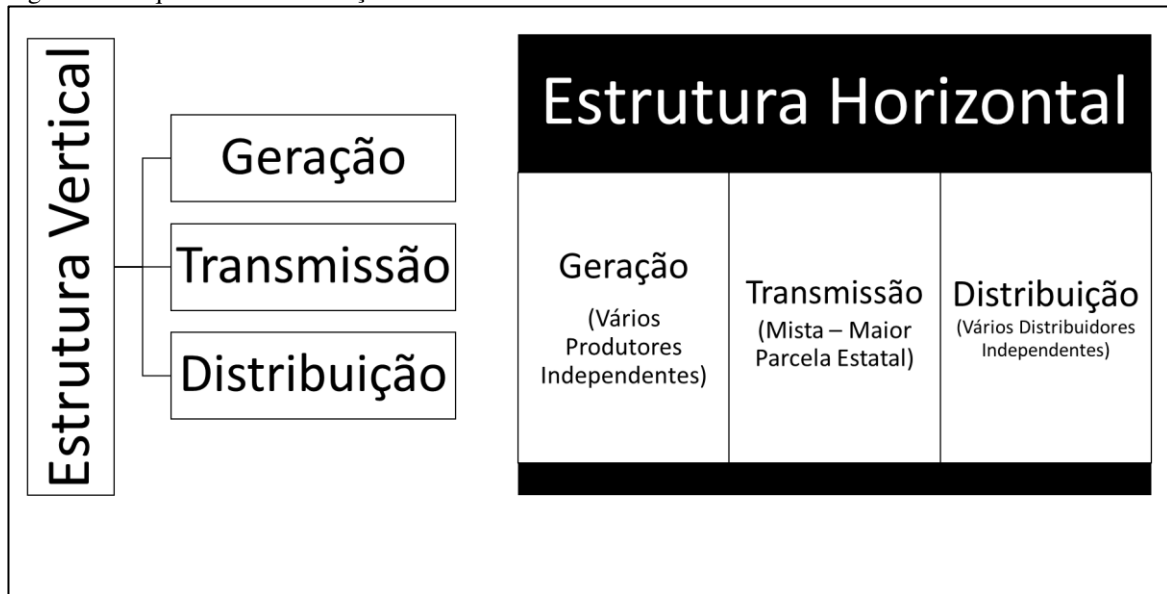
Quadro 3 – Trajetória do Setor Elétrico Brasileiro até 1995.

Nascimento	Estatização			Desestatização e Privatização
Capital Estrangeiro	Nacionalização	Consolidação	Crise	Marco Regulatório
Até 1930	De 1930 a 1960	De 1960 a 1960	1970 a 1995	A partir de 1995
Empresas Privadas Concessões Municipais Escassa Regulamentação Desequilíbrio entre Oferta e Demanda	Intervenção Estatal Código de Águas Criação da Chesf Criação da Furnas	Criação de Empresas Federais Criação das Empresas Estaduais Expansão do Parque Gerador	Endividamento das Empresas Tarifas como Instrumento Macroeconômico Inadimplência Generalizada Redução no Programa de Obras de Expansão	Contratos de Concessão para Setor Privado Criação de Novos Agentes Desverticalização e Privatização de Ativos Racionamento de Energia

Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

A Figura 3, abaixo, demonstra o modelo antigo do setor elétrico nacional, onde o serviço era prestado diretamente pelo Estado.

Figura 3 – Esquema de Estruturação do Setor Elétrico.



Fonte: Adaptada de Leme (2000).

Após as reformas ocorridas a partir do ano de 1995 o Setor Elétrico Brasileiro passou por dificuldades de abastecimento, que demandaram novas medidas. A ausência das chuvas culminou na diminuição dos reservatórios de usinas hidrelétricas, principal componente da matriz energética nacional, requereram atuação do Governo Federal no sentido de evitar o colapso no abastecimento de energia elétrica no país.

Tolmasquim (2011, p. 3) descreve bem o momento de crise vivido pelo país no que tange ao setor energético, ao dizer que:

No início de 2002, o Brasil vivia ainda sob o racionamento de energia elétrica. O impacto sobre a economia nacional era enorme. O aquecimento econômico dos primeiros meses de 2001 foi bruscamente contido pela imposição de restrições severas ao consumo de energia.

A crise de 2001, como já dito, foi ocasionada pela ausência de segurança no abastecimento de energia elétrica. Em abril daquele mesmo ano, o nível dos reservatórios de águas das hidrelétricas girava em torno de 32% da capacidade de armazenamento, com um risco de déficit de 15% (quando o nível aceitável era de 5%) (TOLMASQUIM, 2011).

Com o fim de evitar a crise no abastecimento de energia elétrica, o Governo Federal foi obrigado a decretar o racionamento de energia nas regiões Sudeste, Centro-Oeste, Norte e Nordeste do país (TOLMASQUIM, 2011).

A crise no abastecimento e a necessidade de racionamento de energia elétrica mostrou a necessidade de se alterar a estrutura do setor elétrico brasileiro. Em um breve apanhado, o marco regulatório do novo modelo do setor elétrico brasileiro apresentou as

seguintes premissas: (i) profundas modificações na comercialização de energia no SIN, sendo criados o ACR e o ACL; (ii) alterações institucionais, com a reestruturação das competências entre os agentes do setor e a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE); (iii) retomada do planejamento setorial, a partir da contratação regulada através de leilões de energia elétrica e com a criação da EPE e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE; (iv) foco na universalização e; (v) atração de investimentos e expansão do mercado, através do estabelecimento da segurança jurídica e da estabilidade regulatória onde o Estado, gradualmente, chamou pra si as diretrizes da política do setor elétrico brasileiro, (TOLMASQUIM, 2011).

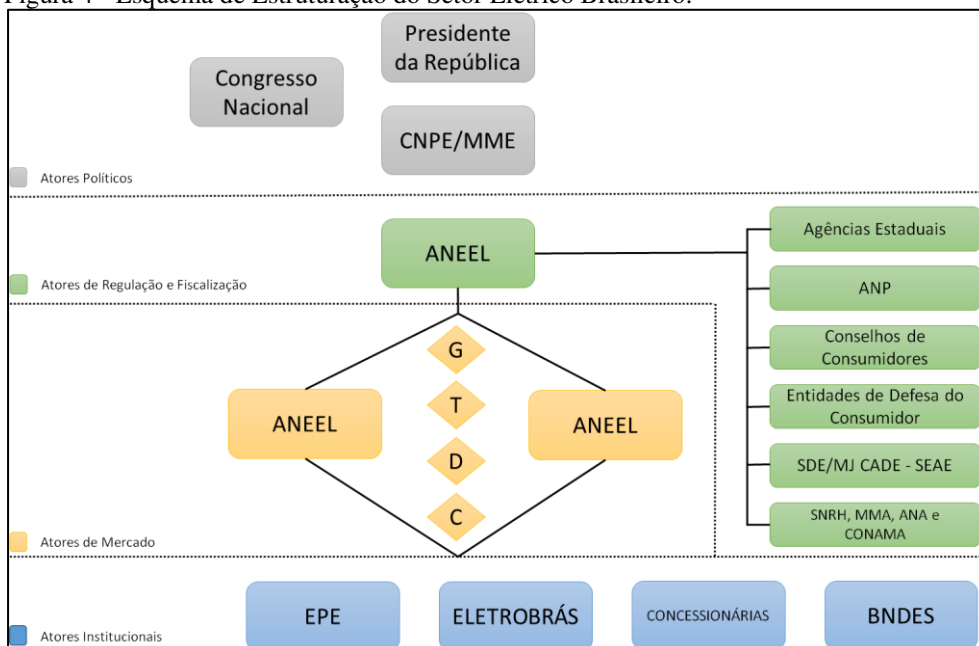
Para fazer frente à escassez no abastecimento, foi dado início ao Programa Prioritário de Térmica – PPT, utilizando-se a energia produzida por usinas que operavam a biomassa, bagaço de cana e gás natural (DOYLE, 2012).

No atual modelo do setor elétrico brasileiro, as decisões políticas de coordenação e de planejamento do setor elétrico são feitas pela Presidência da República, assessorada diretamente pelo Conselho Nacional de Políticas Energéticas – CNPE e pelo Ministério de Minas e Energia – MME, e a regulação e fiscalização fica a cargo da ANEEL.

As relações comerciais entre os setores de geração, transmissão, distribuição e comercialização são centralizadas na CCEE e a coordenação e controle da operação da geração e transmissão de energia elétrica fica a cargo do ONS.

A Figura 4 demonstra o esquema de estruturação do SEB.

Figura 4 - Esquema de Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte: Adaptado de ANEEL (2008).

A ANEEL (2008) segrega os atores do Setor Elétrico Brasileiro em políticos, de regulação e de fiscalização, de mercado e institucionais.

Os agentes políticos podem ser representados pelo Poder Executivo Federal, através da figura do presidente da república e dos Ministros de Estado. O Conselho Nacional de Política Energética – CNPE está ligado diretamente ao Presidente da República e é presidido pelo Ministro de Minas e Energia. O Poder Legislativo Federal, representado pelo Congresso Nacional, é composto pela Câmara dos Deputados e pelo Senado Federal.

Os agentes de regulação e fiscalização são representados pela ANEEL, no âmbito federal, e pelas demais agências reguladoras estaduais, no âmbito dos estados da federação. Entidades de defesa do consumidor e conselhos de consumidores também fazem dessa categoria, bem como outros agentes como o SNRH, o MMA, a ANA e o CONAMA.

Os agentes de mercado são a CCEE e o ONS. A CCEE é responsável pelas atividades de operação e comercialização de energia elétrica, nos ambientes de contratação regulada – ACR e nos ambientes de contratação livre – ACL.

Por fim, os agentes institucionais podem ser representados pela EPE, pela ELETROBRÁS, pelas Concessionárias e pelo BNDES.

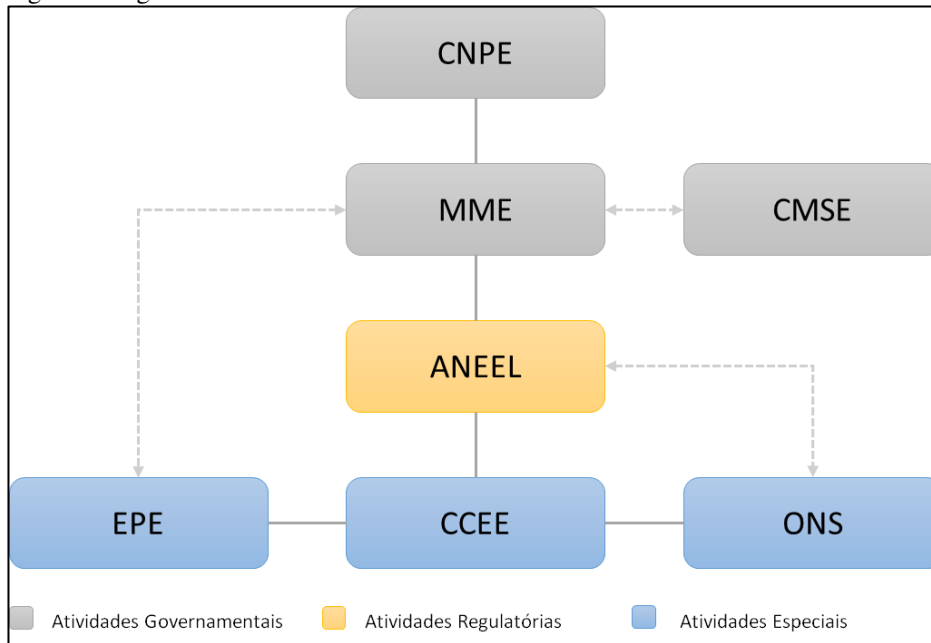
a) Agentes do Setor Elétrico Brasileiro

A classificação dos agentes do setor elétrico varia entre os autores. Para efeito de facilitação do entendimento e compreensão do papel de cada um deles no setor elétrico brasileiro, utilizaremos a classificação adotada por Tolmasquim (2011).

Para esse autor, existem os agentes institucionais, cujas competências e atribuições estão ligadas às atividades políticas, regulatórias, fiscalizatórias, de planejamento e viabilização do correto funcionamento do setor, e os agentes econômicos, que são aqueles de detém a concessão, a permissão ou a autorização para a exploração da atividade, incluídos aí, também, os consumidores de energia elétrica (TOLMASQUIM, 2011).

Os agentes institucionais podem ser classificados em três categorias: (i) agentes que executam atividades do governo; (ii) agentes que executam atividades regulatórias e; (iii) agentes que executam atividades especiais. Eles estão representados na Figura 5, abaixo.

Figura 5 - Agentes institucionais do setor elétrico brasileiro.



Fonte: Adaptada de Tolmasquim (2011).

Os agentes que desenvolvem atividades governamentais são o Conselho Nacional de Política Energética – CNPE, o Ministério de Minas e Energia – MME e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE. O agente que desempenha atividade regulatória é a Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Por fim, os agentes do setor elétrico brasileiro que exercem atividades especiais são a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CEE e o Operador Nacional do Sistema – ONS.

O CNPE foi criado pela Lei nº. 9.478 de 1997, com a finalidade de políticas e diretrizes direcionadas ao setor elétrico brasileiro. É órgão do governo, e está vinculado à Presidência da República.

O MME é órgão do governo federal e também está vinculado à Presidência da República, suas atribuições são a formulação e implantação de políticas do setor energético brasileiro, com base nas diretrizes do CNPE. O MME foi criado pela Lei nº. 8.422 de 1992.

O CMSE foi criado pela Lei nº. 10.848 de 2004, e sua função primordial é monitorar setor elétrico para garantir a continuidade e segurança do suprimento de energia elétrica em todo o território nacional.

A ANEEL é uma autarquia especial¹⁷ e está vinculada ao MME. Foi criada pela Lei nº. 9.427 de 1996, com a função de regular e fiscalizar os setores de produção, de

¹⁷ As autarquias especiais podem ser definidas como sendo uma pessoa jurídica integrante da Administração Indireta, regidas por uma disciplina e finalidades específicas. Para um estudo aprofundado sobre essas entidades, consulte-se Carvalho Filho (2013, p. 478.), em especial Capítulo 8.

transmissão, de distribuição e comercialização de energia elétrica.

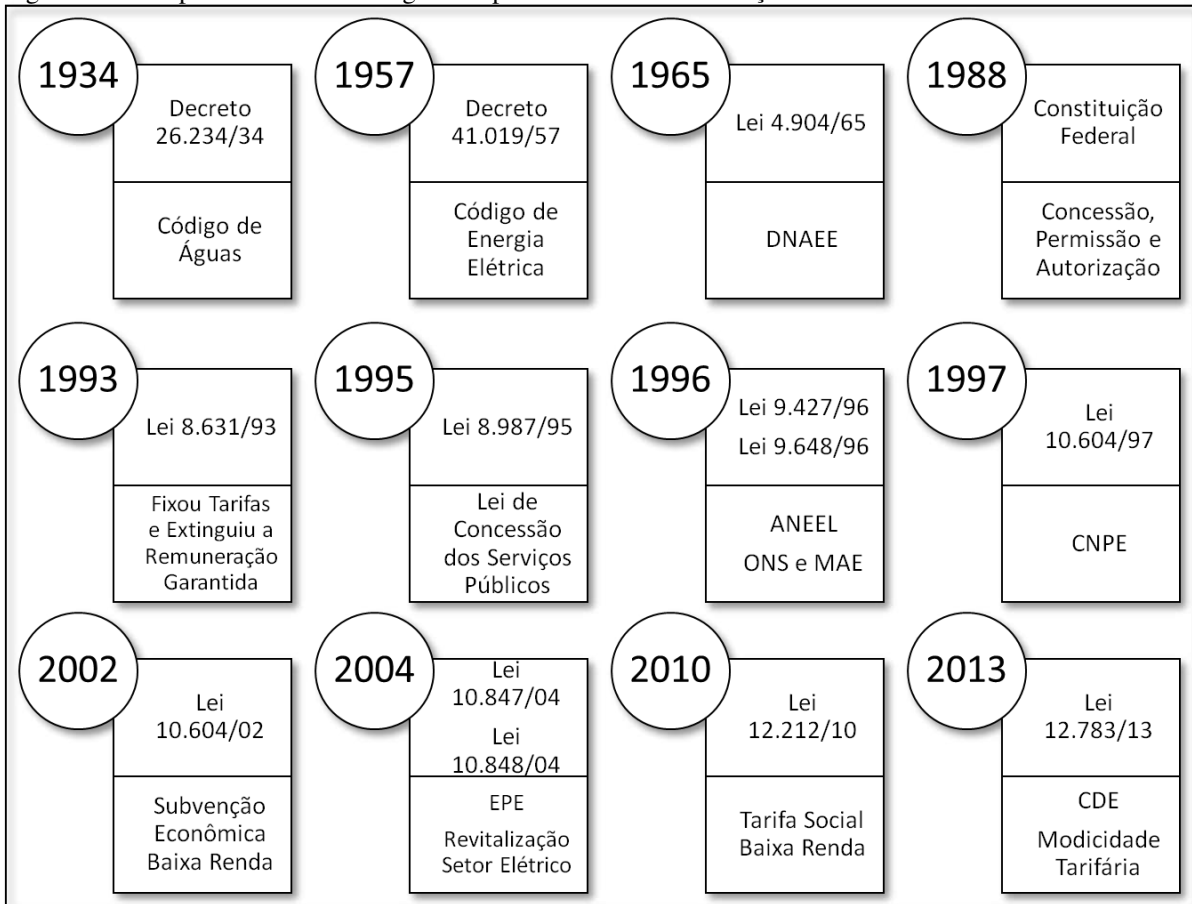
A EPE foi criada pela Lei nº. 10.847 de 15 de março de 2004, com o encargo de expandir o sistema de energia elétrica e de reduzir os riscos de racionamentos através de estudos de planejamento da matriz energética brasileira.

A CCEE foi criada pela Lei nº. 10.848 de 2004, em substituição ao antigo Mercado Atacadista de Energia Elétrica – MAE. Suas funções são as de comercializar a energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN, nos ambientes de contratação regulada – ACR e de contratação livre – ACL, bem como de promover os leilões de energia elétrica e de administrar os contratos de compra e venda de energia – CCEAR. O ONS, criado pela Lei nº. 9.648 de 1998, é uma pessoa jurídica de direito privado que desempenha Função de interesse público, que é a de coordenar o SIN. Este último, por sua vez, é um sistema de geração e transmissão de energia elétrica que engloba as cinco regiões do Brasil, e sua função é justamente a de transportar essa energia a essas regiões.

b) Evolução legislativa do Setor Elétrico Brasileiro

A estruturação do atual setor elétrico brasileiro foi consolidada por um conjunto de leis e de atos normativos legais, cuja linha do tempo pode ser representada pela Figura 6, abaixo, que traz as principais normas e demais instrumentos legais que possibilitaram a formação dessa conjuntura, desde 1934, quando do advento do Código de Águas, até o chamado novo modelo do setor elétrico nacional.

Figura 6 - Principais Instrumentos Legais Responsáveis Pela Estruturação do Setor Elétrico Brasileiro.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Abaixo um quadro resumo das mudanças pelas quais passou o setor elétrico brasileiro, desde o modelo antigo (até 1995), até o novo e atual modelo (2004-2017).

Quadro 4- Principais Mudanças no Setor Elétrico Brasileiro.

Modelo Antigo (Até 1995)	Modelo de Livre Mercado (1995 a 2003)	Novo Modelo (2004)
Financiamento através de recursos públicos	Financiamento através de recursos públicos e privados	Financiamento através de recursos públicos e privados
Empresas verticalizadas	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição e comercialização	Empresas divididas por atividade: geração, transmissão, distribuição, comercialização, importação e exportação
Empresas predominantemente Estatais	Abertura e ênfase na privatização das Empresas	Convivência entre Empresas Estatais e Privadas
Monopólios - Competição inexistente	Competição na geração e comercialização	Competição na geração e comercialização
Consumidores Cativos	Consumidores Livres e Cativos	Consumidores Livres e Cativos
Tarifas reguladas em todos os segmentos	Preços livremente negociados na geração e comercialização	Ambiente livre: Preços livremente negociados na geração e comercialização. Ambiente regulado: leilão e licitação pela menor tarifa
Mercado Regulado	Mercado Livre	Convivência entre Mercados Livre e Regulado
Planejamento Determinativo - Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS)	Planejamento Indicativo pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)	Planejamento pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE)
Contratação: 100% do Mercado	Contratação: 85% do mercado (até ago/2003) e 95% mercado (até dez/2004)	Contratação: 100% do mercado + reserva
Sobras/déficits do balanço energético rateados entre compradores	Sobras/déficits do balanço energético liquidados no MAE	Sobras/déficits do balanço energético liquidados na CCEE. Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD) para as Distribuidoras.

Fonte: Adaptada de CCEE (2017).

Conforme se percebe, após a crise no abastecimento de energia elétrica ocorrido no ano de 2001, o Estado adotou diversas medidas para reestruturar o Setor Elétrico, criando diversos órgãos diretamente ligados ao MME. As alterações ocorridas nos anos 2000 foram significativas e continuam vigentes, sem alterações substanciais, até os dias de hoje.

3.5 Conclusões sobre o Capítulo

Conforme se viu no desenvolver do presente capítulo, o setor elétrico brasileiro passou por profundas transformações desde a sua origem.

Primeiramente, passando por uma fase de desregulamentação, o setor energético era composto por empresas privadas, essencialmente de capital estrangeiro, que exploravam o negócio conforme seus próprios interesses. As outorgas e permissões para exploração dos

serviços eram fornecidos pelos próprios estados e municípios.

Os primeiros movimentos de regulamentação do setor de energia no Brasil se deram quando da percepção, por parte do Estado, da importância da energia no crescimento do país. Foi nesse contexto que surgiu o Código de Águas, delegando à União Federal a competência para legislar e outorgar concessões de serviços públicos de energia elétrica, bem como estabelecer o processo de fixação de tarifas. Tendo em vista as incertezas existentes no mercado e a quantidade de capital estrangeiro na produção de energia, o estado passou a atuar mais diretamente no setor de geração.

No final da década de 90 o modelo foi posto em cheque devido à ausência de recursos públicos para investir no setor e ao grande endividamento das empresas estatais, iniciando o processo de desestatização e privatização do setor.

4 COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA ELÉTRICA

4.1 Introdução

Falou-se anteriormente que existiam três palavras-chave para o entendimento da estrutura tarifária do sistema de distribuição de energia elétrica: custo, responsabilidade e alocação. Para El Hage, Ferraz e Delgado (2011), os custos do setor elétrico surgem em diversos segmentos – na geração, na transmissão, na distribuição e na comercialização. Nesse contexto, cada categoria de consumidores tem suas responsabilidades na formação dos custos, seja ao longo da rede, seja no seu uso ao longo do dia, da semana ou do mês. Definidos os custos e as responsabilidades dos usuários em cada um deles, cabe aloca-los de forma justa, com o objetivo de que os custos sejam mínimos para cada consumidor e que os benefícios sejam sentidos por todos.

O esgotamento dessa complexa estrutura não é tarefa fácil e sequer é o objetivo do presente trabalho. No entanto, uma correta compreensão da composição da tarifa de energia elétrica é necessária para que o problema apresentado no presente trabalho seja debatido.

Primeiramente, é preciso fixar a ideia de que a prestação dos serviços de energia elétrica é feita através de delegação do poder público a particulares, que são remunerados através da tarifa, que é paga pelos usuários.

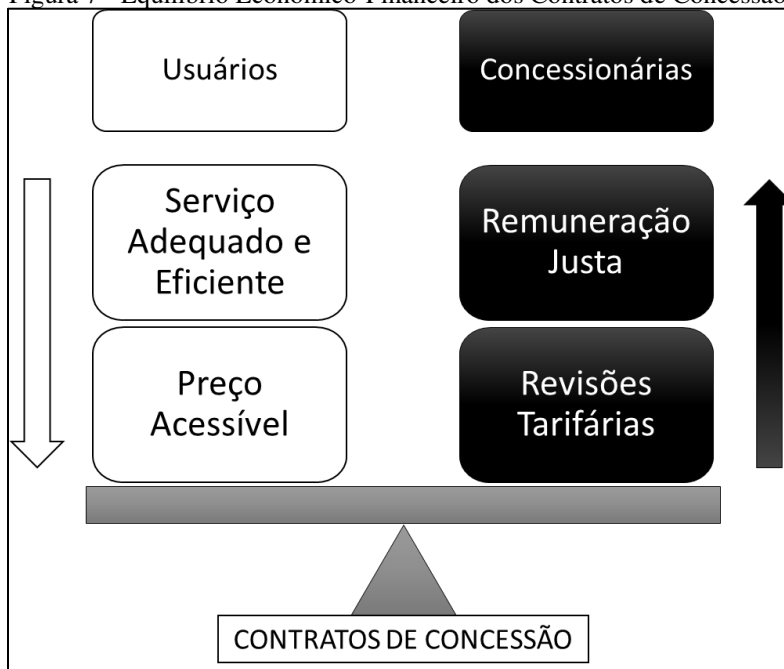
Sendo assim, estrutura tarifária é a forma de composição do preço pelo serviço público prestado. Tarifa, por sua vez nada mais é do que a contraprestação, por parte dos usuários, pela utilização do serviço público (CARVALHO FILHO, 2013).

A estrutura tarifária é definida pelo Poder Público Concedente, ou seja, a forma de composição da tarifa é definida pela União Federal, e o exercício dessa função é delegado à ANEEL, por força da Leis nº. 8.791/95 e nº. 9.427/96, alterada principalmente pela Lei nº. 10.848/2004.

Também por força de Lei, os concessionários de serviços públicos, ou seja, aqueles que recebem a delegação de prestar os serviços públicos essenciais, como os de distribuição de energia elétrica, são obrigados a prestar um serviço adequado aos seus usuários ou consumidores. A prestação de um serviço adequado requer uma remuneração adequada, para que o equilíbrio do contrato de concessão seja mantido. A manutenção desse equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de serviços públicos é garantida pela Constituição Federal, pelas Leis aplicáveis ao setor de energia brasileiro e é parte integrante dos contratos de concessão (GARCIA, 2011).

Percebe-se que o equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão é o balanceamento de fatores que impactam os usuários e os prestadores do serviço público prestado. De um lado, há a obrigação do Poder Concedente de prestar um serviço adequado por um preço acessível. Por outro, a concessionária, para prestar esse serviço de forma adequada, deve ser remunerada para tanto, sendo garantida a revisão da tarifa em caso de alterações econômico, sociais, naturais, etc. que impactem direta ou indiretamente nos custos. A Figura 7, abaixo, representa o equilíbrio desses fatores.

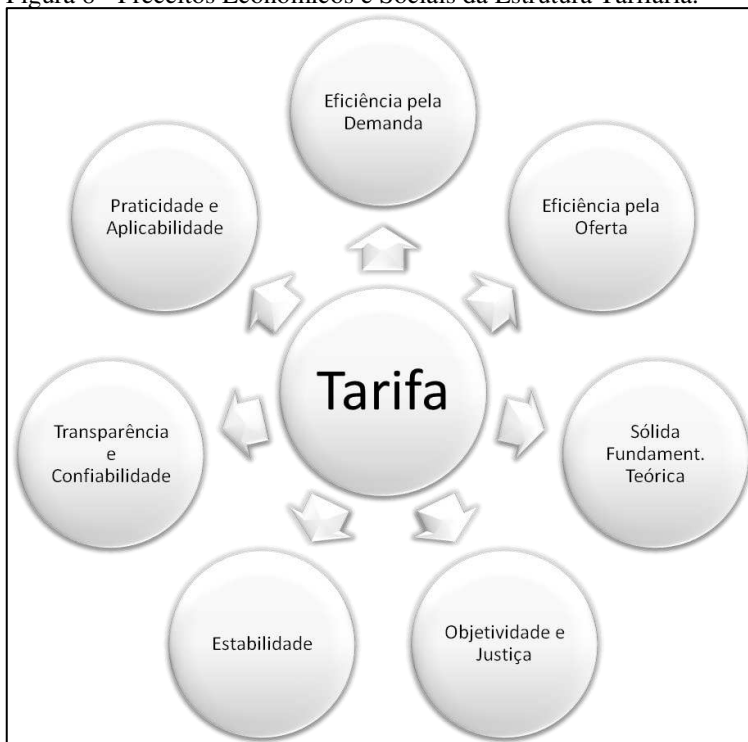
Figura 7 - Equilíbrio Econômico-Financeiro dos Contratos de Concessão.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

De uma forma geral, para El Hage, Ferraz e Delgado (2011), a metodologia de estrutura tarifária deve obedecer alguns preceitos econômicos e sociais para manter o equilíbrio entre a adequação do serviço e a tarifa a ser paga pelos usuários. Esses preceitos econômicos e sociais podem ser representados pela Figura 8, abaixo.

Figura 8 - Preceitos Econômicos e Sociais da Estrutura Tarifária.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

El Hage, Ferraz e Delgado (2011) explicam cada um dos preceitos econômicos e sociais acima elencados da seguinte forma:

- a) Eficiência pelo lado da demanda: a demanda de energia elétrica fornecida aos consumidores deve ser o mais próximo possível dos custos dos serviços;
- b) Eficiência pelo lado da oferta: a oferta da energia elétrica aos consumidores deve ter cobertura suficiente de custos, para que os serviços requeridos pelos usuários sejam prestados de maneira satisfatória;
- c) Sólida fundamentação teórica: as metodologias empregadas na composição da tarifa devem ser baseadas em uma sólida fundamentação teórica, com efeitos práticos que mantenham o equilíbrio econômico-financeiro do contrato de concessão;
- d) Objetividade e justiça: os critérios de definição da metodologia devem ser objetivos, de forma que os preços sejam estáveis para os consumidores;
- e) Estabilidade: a metodologia aplicada deve resguardar, sempre que possível, uma certa estabilidade de preços aos consumidores, tendo em vista a essencialidade do serviço;

- f) Transparência e confiabilidade: o regime de preços deve ser confiável e transparente, ou seja, deve ser defensável e justificável por parte do órgão definidor, no caso a ANEEL, e compreendido pelos consumidores;
- g) Praticidade e aplicabilidade: os preços das tarifas devem de fácil e prática implementação, sem burocracias e demoras desnecessárias.

Conforme se observa, os métodos da estrutura tarifária devem ser utilizados de forma a considerar todos os papéis na cadeia de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica, para que, ao final, possam ser aplicados aos usuários dos serviços públicos.

Os serviços públicos, como os de energia elétrica devem levar em consideração a sua essencialidade, ou seja, devem ser serviços acessíveis à população, não deixando de lado, porém, sua adequada estruturação e expansão, tendo em vista que o crescimento de diversas áreas produtivas da economia dependem do crescimento da oferta e cobertura desses serviços.

Em outras palavras, deve-se buscar o equilíbrio do preço desse serviço, levando-se em consideração a acessibilidade e a sua viabilidade econômica (EL HAGE; FERRAZ; DELGADO, 2011). Assim como o serviço deve ser prestado de forma adequada, o preço a ser pago pelos usuários deve ser justo o suficiente para que a atividade econômica desenvolvida possa ser rentável aos particulares que se incumbiram nesse dever.

Cabe ao Estado, no seu atual papel, o dever de regulamentar os critérios de composição das tarifas dos serviços públicos concedidos, na forma da Constituição Federal e das legislações ordinárias vigentes e aplicáveis ao setor, buscando-se manter o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão.

Apesar de grande parte da história do setor elétrico brasileiro levar em consideração, para a composição da tarifa de energia elétrica, o sistema de tarifação pelos custos, que se mostrou ineficiente quanto às condições ideais de manutenção e expansão dos serviços. Percebeu-se que, com a utilização desse método por custo, não havia incentivos suficientes para o aumento da produtividade e, conseqüentemente, redução dos custos e diminuição do valor da tarifa.

Desde a extinção da “cláusula-ouro”¹⁸ e a operacionalização do código de águas, até o fim da remuneração garantida, por meio da publicação da Lei nº. 8.631/93, o setor

¹⁸ Segundo Araújo (2002, p. 46), esse regime tarifário garantia o reajuste das tarifas pela variação cambial. Para mais detalhes sobre a cláusula ouro, consulte-se a dissertação “A reestruturação do mercado de energia Elétrica no Brasil: uma análise através do paradigma estrutura-conduta-desempenho” de Renato José Pino Araújo.

elétrico brasileiro adotou o critério da tarifa pelo custo, acima descrito, que nada mais era do que um modelo que assegurava uma remuneração que permitia a amortização dos investimentos, a compensação dos custos e a garantia de um retorno pré-fixado (GARCIA, 2011).

Segundo El Hage, Ferraz e Delgado (2011), nesse modelo, as concessionárias poderiam manipular os dados para obter lucros extraordinários, já que a taxa de remuneração garantida estimulava as empresas a sobre investir nos seus ativos, aumentando o parque instalado de forma irresponsável. Isso acarretaria num impedimento de acesso da população ao serviço, já que as tarifas estariam inflacionadas. Da mesma forma, a consideração, para a composição da tarifa, de todo e qualquer investimento nos ativos, diminuiria a eficiência das concessionárias e, conseqüentemente, impactando a prestação do serviço.

Nesse antigo modelo, as tarifas entre as concessionárias eram equalizadas, ou sejam as tarifas de energia elétrica eram iguais entre as distribuidoras de todo o país. Isso fazia com que, até 1993, as concessionárias mais eficientes repassavam recursos às empresas menos eficientes, através da Conta de Resultados a Compensar – CRC e da Reserva Nacional de Compensação de Remuneração – RENCOR (GARCIA, 2011).

Dessa forma, não havia um incentivo à correta administração dos serviços e à gestão pela eficiência, já que havia a remuneração garantida que permitia à concessionária a obtenção de receita mesmo quando a empresa não gerava lucros.

Com o aumento do déficit e, conseqüentemente, das dívidas das concessionárias, a União Federal, na qualidade de Poder Concedente, reviu a forma de remuneração, extinguindo a remuneração garantida e passando cada concessionária a ter sua tarifa própria. Nesse sentido, cada concessionária passou a ser responsável por seus atos de gestão, que influenciariam diretamente no preço final da tarifa a ser cobrada de seus usuários.

A nova metodologia de definição das tarifas, denominada de *price cap*, que é um sistema que no conceito de eficiência econômica seletiva, teve por objetivo a manutenção do equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão, o aumento da qualidade nos serviços prestados, a universalização do atendimento, a expansão dos sistemas, a adequada remuneração do capital investido, de forma responsável, já que parte dos custos seriam considerados e outros não, e o alcance da modicidade tarifária (EL HAGE; FERRAZ; DELGADO, 2011).

Para isso, foram separados os custos que dependiam da gestão administrativa das concessionárias de energia elétrica e daqueles que não poderiam ser gerenciados. Os custos não gerenciáveis pelas distribuidoras foram denominados de Parcela A, e os custos

gerenciáveis de Parcela B, sendo criado também um mecanismo de controle denominado de Fator X.

4.2 A Parcela A

Os custos não gerenciáveis ou os custos que independem da atuação das concessionárias, conforme dito acima, foram agrupados na Parcela A. Fazem parte da Parcela A os custos das distribuidoras decorrentes da compra de energia, os custos da transmissão da energia, os encargos setoriais e as perdas elétricas.

Para suprir a demanda dos seus usuários, as distribuidoras de energia, nos limites territoriais estabelecidos em seus contratos concessão, devem adquirir energia das geradoras. Desde 2004, essa aquisição de energia se dá por meio de leilões públicos, onde os vencedores são aqueles geradores que vendem a energia produzida pelos menores preços.

O transporte da energia gerada até os usuários também entra na Parcela A, em conformidade com a contabilização feita pelo ONS. O sistema de transmissão de energia é um monopólio natural, ou seja, é feito pelo próprio Estado (União Federal). A justificativa para esse monopólio é a de que a concorrência nesse setor não geraria ganhos econômicos (ANEEL, 2016c).

Os encargos setoriais são custos globais, criados por instrumentos legais e que são rateados pelos consumidores que indiretamente deles se beneficiaram ou se beneficiarão. Os encargos setoriais incidentes na tarifa de energia elétrica são:

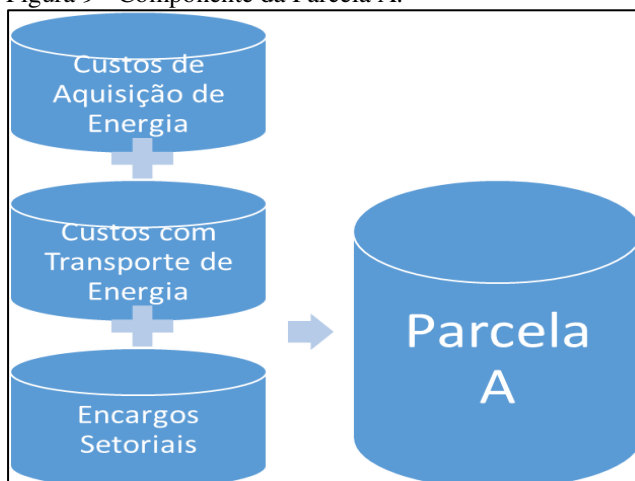
- a) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE: Criado pela Lei 10.438/02 com o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos estados, angariar recursos para o plano de universalização, fomentar a geração de energia através de fontes renováveis e subsidiar as tarifas da subclasse residencial baixa renda;
- b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE: Criada pela Lei nº. 9.426/1996, tem por finalidade custear as despesas operacionais da ANEEL, exclusivamente decorrentes de sua atividade fiscalizatória;
- c) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA: Criado pela Lei nº. 10.438/2002, com a finalidade de custear o funcionamento da ANEEL estritamente nos que tange às atividades de fiscalização e regulação econômica;
- d) Reserva Global de Reversão – RGR: Criada pelo Decreto nº. 41.019/1957, com

o objetivo de alocação de recursos para eventuais reversões das instalações de geração e transporte de energia em favor das concessionárias, bem como também financiar a expansão e a melhoria do serviço;

- e) Compensação Financeira pela Utilização dos Recursos Hídricos – CFURH: Prevista na Constituição Federal de 1988 (vigente) com a finalidade de compensar financeiramente a União, Estados e Municípios pela utilização das águas e de terras produtivas e de terras produtivas utilizadas na geração de energia;
- f) Encargos de Serviços do Sistema – ESS: Criado pelo Decreto nº. 2.655/1998, com a finalidade de aumentar a confiabilidade e a segurança da oferta de energia no país;
- g) Operador Nacional do Sistema – ONS: Prevista na Lei nº.9.648/1998, com o objetivo de financiar o funcionamento do ONS;
- h) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D/EE: Criado pela Lei nº. 9.991/2000, alterado pelas Leis nº. 11.465/2007 e nº. 12.212/2012, tem por função criar um fundo para estimular pesquisas científicas e tecnológicas relacionadas à geração de energia elétrica através de recursos sustentáveis;
- i) Encargo de Energia de Reserva – ERR: Criado pela Lei nº. 10.848/2004 e regulamentado pela Resolução Normativa nº. 337 de 2008 da ANEEL, tem por objetivo cobrir custos administrativos, financeiros e tributários decorrentes da contratação de energia de reserva.

A Figura 9, abaixo, traz resumidamente os componentes da Parcela A.

Figura 9 - Componente da Parcela A.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Em suma, os componentes da parcela A são a energia a ser adquirida para fazer frente ao mercado de usuários, os custos com transmissão da energia adquirida e os encargos setoriais estabelecidos na legislação.

4.3 A Parcela B

Na Parcela B são contabilizados os custos que podem ser gerenciados pelas concessionárias. Estes custos dependem exclusivamente do poder de gestão e da eficiência administrativa das distribuidoras de energia elétrica.

Para evitar a subjetividade na valoração desses custos, o Regulador concebe uma empresa ideal, hipotética e teórica que, para aquela situação, reúne todas as condições de prestar o serviço de forma eficiente e ideal.

Esta empresa ideal, denominada de empresa de referência, idealizada pela ANEEL, define os custos necessários para a operação da concessionária no seu limite territorial, e só considera os custos das distribuidoras dentro desse cenário. Todo e qualquer custo que exceda os previstos pela ANEEL quando da definição da empresa de referência não são contabilizados.

Garcia (2011, p. 116) resume bem a impossibilidade de consideração de custos que excedam os previstos pela empresa de referência, ao dizer que:

Desta forma, é absolutamente irrelevante em termos tarifários que a concessionária adote uma estrutura administrativa pesada, que remunere generosamente seus executivos, que efetue despesas desnecessárias, ou que pague altos salários a seus empregados, pois todos esses elementos concretos serão desconsiderados pelo Regulador para efeito de formação das tarifas, que não ficarão de forma alguma por ela influenciadas, de sorte que todos os gastos que excederem os considerados para a operação da empresa hipotética serão suportados pelos acionistas, mas não pelos consumidores.

Conforme se observa, gastos desnecessários e irresponsáveis, feitos pelas distribuidoras, serão desconsiderados pelo Órgão Regulador quando do cálculo da composição da tarifa. Dessa forma, as empresas tornam-se obrigadas a fazer mais por menos, ganhando eficiência e melhorando seus processos sem a necessidade de realização de grandes investimentos em pessoal, na operação e na manutenção do sistema elétrico.

Dessa forma, os ganhos de produtividade da concessionária são repassados aos consumidores quando da próxima revisão tarifária. Quanto maior for a eficiência das concessionárias, menor será as tarifas para os usuários, e vice-versa. Veja-se que os usuários

dos serviços estão protegidos de investimentos desnecessários e irresponsáveis, pois eles não serão contabilizados quando da composição dos custos da Parcela B.

Os elementos considerados pela Parcela B são os (i) custos operacionais, (ii) as receitas irrecuperáveis e a (iii) cota de depreciação. A consideração final da Parcela B é o resultado da soma dos custos acima elencados menos as receitas percebidas pelas distribuidoras provenientes de (iv) outras receitas.

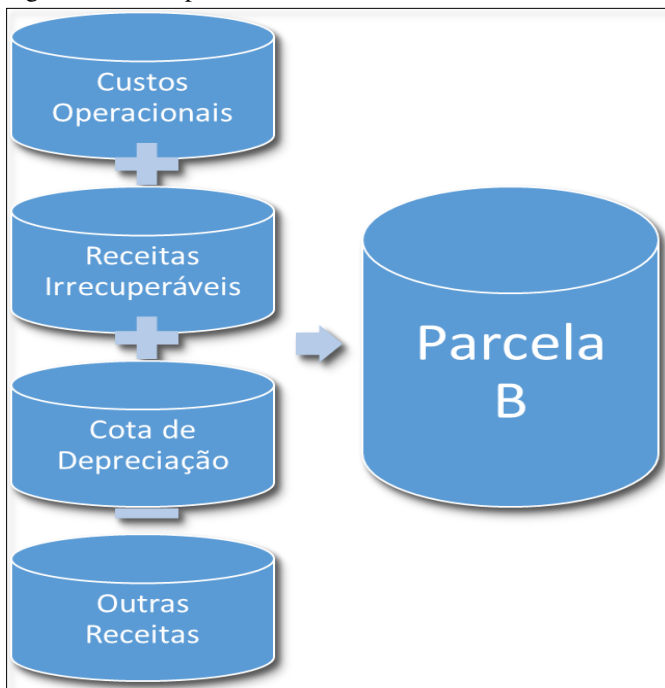
Os custos operacionais são aqueles relacionados às atividades próprias do serviço de distribuição de energia elétrica, como as atividades de manutenção e operação da rede, os serviços comerciais e administrativos, custos com leitura de consumo e entrega de faturas de energia elétrica, vistoria de unidades consumidoras, serviços relacionados a podas de árvore, operação e manutenção de subestações, atividades de combate às perdas, de administração, de contabilidade, etc.

Para distribuir energia elétrica aos usuários, as concessionárias devem fornecer energia para aquela unidade consumidora e, após efetuar a leitura do consumo daquele cliente, entregar a fatura de energia elétrica para o consumidor. Após isso, o cliente deve efetuar o pagamento daquela fatura de energia elétrica. Caso não o faça, com o passar do tempo, essa dívida vai envelhecendo. Essa fatura envelhecida e não paga é considerada como sendo uma receita irrecuperável, pela probabilidade daquele usuário manter-se inadimplente. Cabe à ANEEL definir o percentual de receitas irrecuperáveis a ser considerado na Parcela B das distribuidoras, considerando o porte econômico das concessionárias e as condições socioeconômicas da área de concessão.

Segundo a ANEEL (2015), a cota de depreciação refere-se à recomposição do capital investido, à remuneração dos investimentos e à rentabilidade do negócio de distribuição. A ANEEL (2015) define a metodologia de cálculo a ser utilizada, no Módulo 2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET.

O valor da soma dos custos operacionais, das receitas irrecuperáveis e da cota de depreciação é subtraído por outras receitas obtidas pelas distribuidoras. Essas receitas são provenientes de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica, como as receitas provenientes de serviços cobráveis, tais como arrecadação de convênios, compartilhamento de infraestrutura, serviços de avaliação técnica e aferição de medidores, etc. A Figura 10 relaciona os custos que são considerados para a formação da Parcela B.

Figura 10 – Componentes da Parcela B.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Em resumo, essa é a fórmula utilizada pelo ente regulador para a composição dos custos a serem considerados na Parcela B. Conforme se percebe, parte das receitas obtidas pelas distribuidoras a título de outros serviços, como os acima elencados, são revertidos para a modicidade tarifária, pois abatem a soma dos valores dos custos operacionais, das receitas irrecuperáveis e da cota de depreciação.

4.4 O fator X

Segundo a ANEEL (2015) o Fator X é um índice fixado pela Agência Reguladora com a finalidade de repassar ao consumidor os ganhos de produtividade estimados da concessionária decorrentes do crescimento do mercado e do aumento do consumo dos clientes existentes, bem como de perpetuar o interesse das concessionárias em aprimorar suas práticas de gestão e, com isso, aumentar os seus lucros.

Para Garcia (2011), essa metodologia incentiva os investimentos responsáveis por parte das concessionárias, de maneira a ofertar aos consumidores do serviço público objeto da concessão um serviço de alta qualidade a um custo acessível.

O Fator X é composto por três componentes, sendo eles o Pd, que mensura ganhos de produtividade das concessionárias de energia elétrica, o Q, que serve para avaliar a qualidade dos serviços técnicos e comerciais das distribuidoras, e o componente T, cuja

função é ajustar, ao longo de um período pré-definido, os custos operacionais efetivamente realizados pelas concessionárias ao custo operacional eficiente (ANEEL, 2015).

4.5 As perdas

Perdas são a diferença entre a energia adquirida pelas concessionárias e a efetivamente vendida aos usuários, que podem ser agrupadas em duas espécies: as perdas técnicas e as perdas não técnicas, também chamadas de perdas comerciais.

As perdas técnicas são aquelas decorrentes do próprio processo de transporte da energia elétrica, através das redes de energia. Esses custos ocorrem naturalmente entre os processos de geração, de transmissão e de distribuição de energia elétrica, e são calculados por valores estimados.

As perdas não técnicas ou comerciais ou não técnicas são as decorrentes dos furtos e do consumo irregular de energia elétrica, bem como os decorrentes dos defeitos nos equipamentos de medição das unidades de consumo dos usuários.

Para Rocha (2011), as perdas comerciais impactam a formação dos custos a serem considerados pela ANEEL na formação da tarifa da distribuidora e, conseqüentemente, na definição do valor final da tarifa a ser paga naquela área de concessão. Para esse autor, os seguintes fatores, dentre outros, são considerados pela ANEEL quando do procedimento da fixação da tarifa de energia elétrica:

- a) Nível atual de perdas e da inadimplência da distribuidora, bem como o histórico dessas perdas e de receitas perdidas dos últimos anos;
- b) Estudo feito e apresentados pelas concessionárias contendo: o diagnóstico completo da situação atual das perdas comerciais na sua área de concessão bem como as ações a serem desenvolvidas para debelar a situação; as metas para a diminuição dos índices de perdas comerciais para as próximas revisões tarifárias periódicas;
- c) Investimentos no combate às perdas comerciais de energia elétrica e despesas decorrentes de projetos para essa finalidade;

Certo é que, como apenas parte desses custos serão considerados na formação da tarifa, tendo em vista que investimentos fora dos padrões estabelecidos na empresa de referência serão desconsiderados, a concessionária deverá combater as perdas em todos os

aspectos, sob pena de, além de ver sua tarifa de energia elétrica ser aumentada, e com isso o índice de inadimplência e de crescimento do mercado ser impactado, arcar sozinha com os custos que eventualmente não sejam considerados.

Assim, as concessionárias têm o dever legal de combater as perdas técnicas, através do uso de equipamentos que mitiguem a perda pelo processo natural de transporte da energia, e as perdas comerciais, por meio de investimentos em detecção de fraudes e recuperação da receita.

Além dos impactos acima relacionados, resta demonstrar que as perdas ainda interferem no montante de energia adquirida, pois a distribuidora que tem altos índices de perdas deve comprar mais energia do que a requerida pelos seus consumidores regulares, que conseqüentemente serão impactados no momento de revisão da tarifa, já que aqueles que consomem irregularmente não fazem parte do mercado da distribuidora e, portanto, não são contabilizados para fins de divisão dos custos.

4.6 Os tributos

Os tributos incidentes na conta do usuário do serviço público de energia elétrica são de origem federal, estadual e municipal. Os tributos federais possuem alíquota única, ou seja, os percentuais incidentes são únicos em todo o país. Os tributos estaduais variam de acordo com as leis estaduais que os criam, bem como os municipais. Sendo assim, esses dois últimos serão variáveis dependendo de cada unidade federativa e de cada município em que o serviço de distribuição é prestado.

Os tributos federais são o Programa de Integração Social – PIS e a Contribuição para o financiamento da Seguridade Social – COFINS. Esses dois tributos são estabelecidos pelo governo federal (União) e suas alíquotas são de 1,65% (PIS) e 7,6 (COFINS).

O tributo estadual é o Imposto Sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços e, conforme já adiantado. No Estado do Maranhão, a Lei nº 10.542/2016 modificou o Sistema Tributário do Estado e alterou alíquotas do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) para os serviços de energia elétrica (dentre outros).

Assim, a partir da alteração estabelecida pela lei acima citada, passam a vigorar no Estado do Maranhão as seguintes alíquotas:

- 1) ICMS – Comercial (todas as faixas de consumo): 19%.
- 2) ICMS – Industrial (todas as faixas de consumo): 19%.

- 3) ICMS – Baixa Renda (de 0kWh a 50kWh): Isento.
- 4) ICMS – Baixa Renda (de 51kWh até 100kWh): 12%.
- 5) ICMS – Baixa Renda (de 101kWh até 500kWh): 14%.
- 6) ICMS – Baixa Renda (Acima de 500kWh): 27%.
- 7) ICMS – Residencial (de 0 a 50kWh): Isento.
- 8) ICMS – Residencial (de 51kWh até 100kWh): 12%.
- 9) ICMS – Residencial (de 101kWh até 500kWh): 15%.
- 10) ICMS – Residencial (Acima de 500kWh): 27%.
- 11) ICMS – Rural (de 0kWh até 300kWh): Isento.
- 12) ICMS – Rural (Acima de 300kWh): 19%.

A Contribuição para Iluminação Pública é um tributo instituído pelo Municípios e tem a finalidade, conforme o próprio nome sugere, de custear, manter e expandir o sistema de iluminação público municipal.

Em São Luís, a contribuição é estabelecida pela Lei Municipal nº. 4.135 de 30 de dezembro de 2002, que estabelece as alíquotas conforme a classe e o consumo do usuário do serviço público de energia elétrica (SÃO LUÍS, 2002).

4.7 O custo de disponibilidade

Custo de disponibilidade é a cobrança, por parte das concessionárias, da tarifa mínima dos usuários que estão conectados ao sistema e apresentam consumo muito baixo ou nenhum (GARCIA, 2011).

O custo de disponibilidade foi primeiramente estabelecido pela Portaria nº. 388, de 26 de março de 1975 do DNAEE. A citada resolução instituiu o valor mínimo de consumo mensal, para consumidores do Grupo B. Segundo Carvalho Filho (2013), não há registros dos critérios para a fixação desses valores.

As Portarias nº. 958, de 06 de dezembro de 1976, e nº. 095, de 17 de novembro de 1981, ambas do DNAEE, mantiveram na íntegra o texto sobre os valores mínimos de consumo mensal faturáveis. Nesta última ficou determinado que, nos casos em que os valores mínimos mensais fossem inferiores aos valores de 30kWh, 50kWh e 100kWh, o faturamento mínimo também seria aplicável.

As Portarias do DNAEE nº. 222 de 1987 e nº. 466, de 12 de novembro de 1997 mantiveram os preceitos definidos pelas suas antecessoras, havendo inovação no assunto

somente quando da edição da Resolução n°. 456, de 29 de novembro de 2000, quando a agência reguladora especificou que os valores mínimos a serem faturados pelas distribuidoras representariam o custo de disponibilidade do sistema elétrico, que correspondiam aos valores em moeda corrente equivalentes ao consumo de 30kWh (monofásico e bifásico a 2 condutores), 50kWh (bifásico a 3 condutores) e 100kWh (trifásico).

A Resolução 456/2000 da ANEEL estabeleceu ainda que os valores mínimos seriam aplicados sempre que o consumo medido ou estimado fosse inferior a 30kWh (monofásico e bifásico a 2 condutores), 50kWh (bifásico a 3 condutores) e 100kWh (trifásico).

Na citada norma, o valor mínimo faturável pela concessionária foi denominado de custo de disponibilidade (SILVA FILHO, 2013).

A Resolução da ANEEL n°. 414, de 09 de setembro de 2010, então vigente, regula a matéria em seu artigo 98, Seção V – Do Custo de Disponibilidade, e estabelece os mesmos valores anteriormente definidos, acrescentando que, no caso de clientes classificados como residenciais baixa renda, os descontos oriundos da tarifa social devem ser aplicados ao valor do custo de disponibilidade (ANEEL, 2010).

A Resolução 414/2010 da ANEEL prevê, em seu artigo 98, a cobrança do custo de disponibilidade ao consumidor responsável pela unidade consumidora do grupo B nos valores abaixo:

- a) Valor em moeda corrente equivalente a 30kWh se monofásico ou bifásico a dois condutores;
- b) Valor em moeda corrente equivalente a 50kWh se bifásico a três condutores;
- c) Valor em moeda corrente equivalente a 100kWh se trifásico (ANEEL, 2010).

A citada Resolução determina ainda que a cobrança incidirá sempre que o consumo medido ou estimado daquela unidade consumidora seja inferior aos valores acima definidos.

A cobrança do custo de disponibilidade se justifica pelo fato de que o consumidor, quando tem a rede a sua disposição, deve remunerar a distribuidora pelos custos de disponibilização da rede, mesmo sem haver consumo.

Segundo Garcia (2011), o custo de disponibilidade possui cinco elementos justificadores, que são:

- 1) Custo da Disponibilidade do Serviço – Aquele que escolhe ficar conectado à rede de energia elétrica da concessionária sem consumir ou consumindo abaixo dos valores estabelecidos na Resolução da ANEEL traz despesas ao concessionário do serviço público de energia elétrica, que, independentemente do consumo do usuário, terá que fazer leituras, emitir contas, realizar vistorias e demais serviços inerentes à atividade de distribuição de energia elétrica.
- 2) Custo dos Equipamentos: Todo e qualquer usuário, consuma ou não energia, conta com um sistema de medição que representa um investimento da concessionária de energia elétrica.
- 3) Amortização dos Investimentos: O custo decorrente da conexão do usuário à rede elétrica da concessionária é um investimento que deverá ser amortizado pela retribuição futura do consumidor, através do consumo de energia elétrica. Se a concessionária dispusesse investimento para conectar o consumidor à sua rede, e este último não consumisse energia, os investimentos feitos pelas distribuidoras não seriam remunerados.
- 4) Manutenção das Instalações: Consuma ou não energia elétrica, o usuário conectado à rede das distribuidoras deverá ter equipamentos de medição em perfeito estado, o que gera um custo de manutenção para as concessionárias.
- 5) Quantidade de Energia contratada com as Supridoras: A quantidade de energia a ser adquiridas pelas concessionárias depende do número de consumidores conectados à sua rede, sendo que a totalidade da energia contratada deverá ser paga pela distribuidora independentemente do consumo por parte dos usuários.

Embates sobre a legalidade da cobrança do custo de disponibilidade existiram nos tribunais brasileiros, tendo sido pacificada a questão, quanto aos serviços de telefonia, quando do julgamento do Recurso Especial nº. 994.144/RS pelo Superior Tribunal de Justiça, que considerou legítima a cobrança de tarifa básica pelo uso dos serviços de telefonia fixa.

A razão de ser do entendimento do Tribunal Superior do país é a mesma do contexto exposto na presente discussão: mesmo que o usuário efetivamente não utilize os serviços, a concessionária teve custos para coloca-los a disposição e esses custos devem ser suportados por quem os deu causa, do contrário, seria suportado pela universalidade de consumidores, já que esse custo deveria ser incorporado à tarifa, aplicável a todos os usuários.

Sobre o tema, Justen Filho (2003, p. 380-382), esclarece que:

Observe-se que a fixação das tarifas segundo o custo marginal importa outro fenômeno inafastável. Daí pode derivar a necessidade de fixação de uma tarifa mínima. Para compreender essas questões bastam alguns rudimentos de conhecimento econômico.

Como visto, a solução mais adequada consistem fixar as tarifas segundo o custo marginal. Isso significará que o preço refletirá o custo necessário para o fornecimento da específica unidade consumida pelo interessado. Ocorre que a grande dificuldade reside em que a tarifa pelo custo marginal é ineficiente para remunerar o investimento necessário à implantação do empreendimento. Isso conduz, muitas vezes, a optar-se por tarifa formada no custo médio. Sobre essas questões, aludiu-se acima.

No entanto, há muitas hipóteses (especialmente no caso de serviços prestados em regime de concorrência) em que a tarifa é fixada segundo o custo marginal. Isso conduz à transferência para os usuários de benefícios que não existiriam se os serviços fossem prestados segundo o critério do custo médio.

Nesse caso, o preço praticado pelo prestador poderá acarretar a sua insolvência, a não ser que se adotem mecanismos destinados a neutralizar os efeitos negativos apontados.

Uma solução seria o subsídio estatal, o que poderia gerar efeitos muitos mais nocivos, já apontados.

Outra opção seria o chamado “*subsídio cruzado*”, que consiste na transferência de benefícios obtidos em outras operações para compensar a insuficiência do preço praticado em setores específicos. O subsídio cruzado conduz, em última análise, à prática de preços segundo os custos médios. Um exemplo permite compreender melhor a questão. Suponha-se que um operador seja obrigado a fornecer serviços de telefonia fixa tanto para centros urbanos como para regiões rurais distantes. O custo marginal de cada uma das operações é distinto. É muito menor o custo do serviço na região urbana do que se passa com a rural. Alude-se a subsídio cruzado para indicar a hipótese em que se eleva o custo da operação na região urbana para permitir o custeio do fornecimento de serviço na região rural. Isso significa que o preço praticado na região rural não é suficiente para o custeio da despesa correspondente e o operador apenas pode obter lucro na medida em que transfere uma parcela do custo daquele serviço para o preço cobrado dos usuários na região urbana. Dito de outro modo, os usuários localizados na região rural pagam menos do que seria necessário e os da região urbana pagam mais do que caberia.

É evidente, no entanto, que a prática do subsídio cruzado reconduz a tarifa a uma modalidade de custo médio, afastando propriamente o custo marginal. É que o preço não será fixado segundo o valor necessário à produção de uma unidade a mais.

Outra alternativa fornecida pela Economia consiste numa espécie de subsídio interno, consistente na fixação de tarifas mínimas, de valor mais elevado e para as primeiras unidades de consumo. Como ensina o pensamento econômico.

Se a empresa cobra diferentes preços por diferentes níveis de consumo (por exemplo, um preço mais elevado para o consumo até um certo número de unidade e então um preço mais baixo pelo consumo além desse número), o preço pelo consumo marginal pode, algumas vezes e dependendo de inúmeros fatores, ser mantido segundo o custo marginal sem acarretar prejuízo econômico para a empresa. Nesses casos, o preço mais elevado para níveis baixos de consumo promove o subsídio necessário.

A tarifa mínima reflete, sob um certo ângulo, o custo da disponibilidade de um serviço, cuja implantação demandou investimentos que não serão amortizados se a tarifa for fixada segundo o custo daquela específica operação. O valor mais elevado, cobrado pelo consumo das unidades iniciais, destina-se a compensar o desembolso necessário à implantação da infra-estrutura indispensável à prestação do serviço. Assim e à medida que se eleva o consumo, adota-se a tarifa progressivamente menos onerosa.

A tarifa mínima apresenta aspectos negativos, mas sua nocividade é muito menor do que outras opções fornecidas pela Economia – inclusive para o próprio usuário.

Se o critério fosse o custo médio ou se envolvesse subsídio cruzado, o valor da tarifa seria fixo, independentemente da margem de consumo. Isso significaria, eventualmente, que o preço inicial seria menor do que a tarifa mínima. Mas, à medida que se elevasse o consumo, o sujeito continuaria a pagar o mesmo valor. Ou seja, não se poderia aludir a uma tarifa pelo custo marginal, apenas que a partir do montante necessário a amortizar os investimentos necessários à implantação do empreendimento. Até esse limite, existe uma espécie de tarifa pelo custo médio.

Ou seja, há duas alternativas econômicas para fixação da tarifa pelo custo. Ou se escolhe o custo médio ou o custo marginal. A alternativa do custo médio importa uma espécie de diluição entre todos os usuários dos custos necessários à implantação do empreendimento. Isso significa a prática de preços mais elevados do que o custo marginal.

Quando se opta pelo custo marginal, a única solução reside em contratar uma alternativa que viabilize a amortização dos investimentos necessários à implantação do empreendimento. Essa última figura apresenta menor nível de nocividade e permite manter a prática do pelo preço custo marginal.

Em outras palavras, ou se mantém a cobrança do custo de disponibilidade, adotando-se critérios tarifários de custos marginais, impactando os consumidores que dão causa à esse custo – no caso do fornecimento de energia elétrica, aqueles consumidores que têm a sua disponibilidade a rede de energia elétrica da concessionária de distribuição – ou adotam-se critérios tarifários de custos médios, onde todos os consumidores repartem igualmente os custos necessários para implantação do empreendimento – no caso do fornecimento de energia elétrica, os custos para disponibilização da rede para os usuários que não consomem regularmente energia seria dividido entre todos os consumidores de determinada concessionária

Segundo Garcia (2011), a abolição da tarifa mínima ou custo de disponibilidade não representaria um benefício social, mas sim em uma injustificável penalização da universalidade de consumidores contidos numa área de concessão, pois eles passariam a arcar com os custos originados por uma minoria que, não precisando consumir energia, optou por manter a disponibilidade de sua utilização, mantendo sua rede conectada ao sistema da distribuidora, quando poderia pedir o desligamento.

Dessa forma, mostra-se arrazoada a cobrança do custo de disponibilidade aos usuários que têm a sua disposição a rede de energia elétrica, com vistas à compensar os custos que as concessionárias distribuidoras de energia elétrica tiveram para implementar aquela estrutura. Ressalte-se que os custos, no caso da distribuição de energia elétrica, não se limitam aos equipamentos de medição e aos demais necessários à implantação e interligação da rede para determinado consumidor, mas também os referentes à manutenção daqueles equipamentos, de estudo de dimensionamento de carga, troca de fios, etc.

Superado esse ponto, nota-se a importância do custo de disponibilidade para a microgeração. Nos casos de unidades consumidoras do Grupo B (baixa tensão), caso a energia

injetada na rede seja igual ou superior ao consumo, o microgerador deverá pagar o custo de disponibilidade que, conforme já dito, é o valor em reais correspondente a 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico), critérios estabelecidos desde o surgimento da cobrança, em 1975, pela Portaria do DNAEE nº. 388.

Diante disso, nota-se que os custos despendidos pelas distribuidoras para disponibilização para as unidades consumidoras com microgeração são suportados pela universalidade de consumidores, visto que o microgerador que gera energia equivalente ou superior ao seu consumo paga apenas o custo de disponibilidade.

Dentre esses custos, estão os gastos com a expansão da rede, com materiais para realizar a interligação, com equipe para análise e aprovação dos projetos, com medidores bidirecionais, dentre outros, todos incluídos na Parcela B da tarifa de energia elétrica.

O custo de disponibilidade, na sua concepção, foi instituído para remunerar as concessionárias pelas despesas de disponibilizar energia elétrica à rede do usuário, mesmo que ele não a utilize, porém, os custos relacionados a microgeração não se resumem a isso. Os demais custos realizados pelas distribuidoras inevitavelmente compõem a Parcela B da tarifa e serão solidarizados para os demais usuários não microgeradores, ocasionando um fenômeno similar ao relatado acima por Justen Filho (2013), denominado de subsídio cruzado.

Os impactos da penetração da microgeração não serão percebidos somente na Parcela B, mas também na Parcela A. Imagine-se que uma grande quantidade de usuários passe a aderir a microgeração, e, dentre eles, muitos produzirão energia equivalente ou maior ao seu consumo. Isso quer dizer que a distribuidora não só será remunerada somente pelo custo de disponibilidade, mas também terá que adquirir menor energia para abastecimento de seu mercado.

4.8 Equação Econômico-Financeira

Para Carvalho Filho (2013), equação econômico-financeira do contrato é a relação de adequação entre o objeto e o preço. As formas de adequação do preço ao objeto do serviço prestado, nos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica, são o reajuste e a revisão tarifários.

Os mecanismos de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão são direitos subjetivos das concessionárias de distribuição de energia elétrica, bem como aplicável aos contratos administrativos como um todo (CÂMARA, 2009).

A definição das tarifas de energia elétrica a serem cobradas dos usuários dos serviços de distribuição decorre de uma complexa metodologia. Além de complexa, a metodologia não é exata, pelo que se conclui que eventuais imprecisões na definição da tarifa, tanto para maior valor quanto para menor, devem ser corrigidas (GARCIA, 2011).

A correção dessas imprecisões se dá após um lapso temporal, onde nele devem ser verificar se as premissas aplicadas se materialização. Esse processo de correção de imprecisões e de redefinição de valores, cuja finalidade é confirmar se a receita auferida pela concessionária ficou aquém ou além da receita requerida, é conhecido como revisão tarifária (GARCIA, 2011).

Além da revisão tarifária, que se dá entre períodos de três a cinco anos, as normas preveem uma outra forma de garantir a adequação do preço ao serviço prestado – equilíbrio econômico-financeiro do contrato –, que é o reajuste tarifário.

O reajuste tarifário é um mecanismo de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato e visa proteger os contratados dos efeitos do regime inflacionário (CARVALHO FILHO, 2013). Há ainda um terceiro mecanismo de manutenção do equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão denominado de revisão extraordinária, desde que verificada uma ruptura no equilíbrio econômico-financeiro (NERY, 2012).

Conforme dito inicialmente, a Constituição da República Federativa do Brasil estabelece que os serviços públicos e instalações de energia elétrica serão explorados pela União Federal, pela via direta, ou seja, sendo prestado pelo próprio estado, ou pela via indireta, prestada por particulares mediante os regimes de concessão, permissão e autorização.

A Constituição Federal estabelece, também, que é direito das concessionárias de distribuição de energia elétrica a manutenção do equilíbrio econômico financeiro do contrato, instrumento necessário para que o serviço seja prestado de forma eficiente, sendo remunerada de forma justa para tanto.

A outorga da atividade de distribuição de energia elétrica aos particulares foi regulamentada pela Lei de Concessões, nº. 9.074 de 07 de julho de 1995, que também prevê expressamente a necessidade de os contratos de concessão incluírem mecanismos voltadas a proteger o equilíbrio econômico e financeiro da avença que regulamenta a prestação do serviço.

Assim, os processos de revisão e de reajuste tarifários referentes ao serviço de distribuição de energia elétrica foram previstos tanto na Constituição Federal quanto na legislação infraconstitucional aplicável ao setor elétrico brasileiro, especificamente na Lei

9.427 de 26 de dezembro de 1996, atribuindo à ANEEL a condução desse processo.

Atualmente, a ANEEL, na sua função legalmente estabelecida, editou os procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que determina as regras e princípios para a realização das revisões e reajustes tarifários. O PRORET é objeto de constante atualização e aprimoramento, por parte da ANEEL, no âmbito de audiências públicas com participação popular e de demais partes interessadas, visando garantir a modicidade tarifária aos usuários dos serviços públicos e a justa contraprestação das distribuidoras pela prestação dos serviços.

No caso da distribuidora de energia elétrica que detém a concessão do serviço no Estado do Maranhão, a Companhia Energética do Maranhão – CEMAR, os processos de revisão e de reajuste tarifários também estão previstos no contrato de concessão.

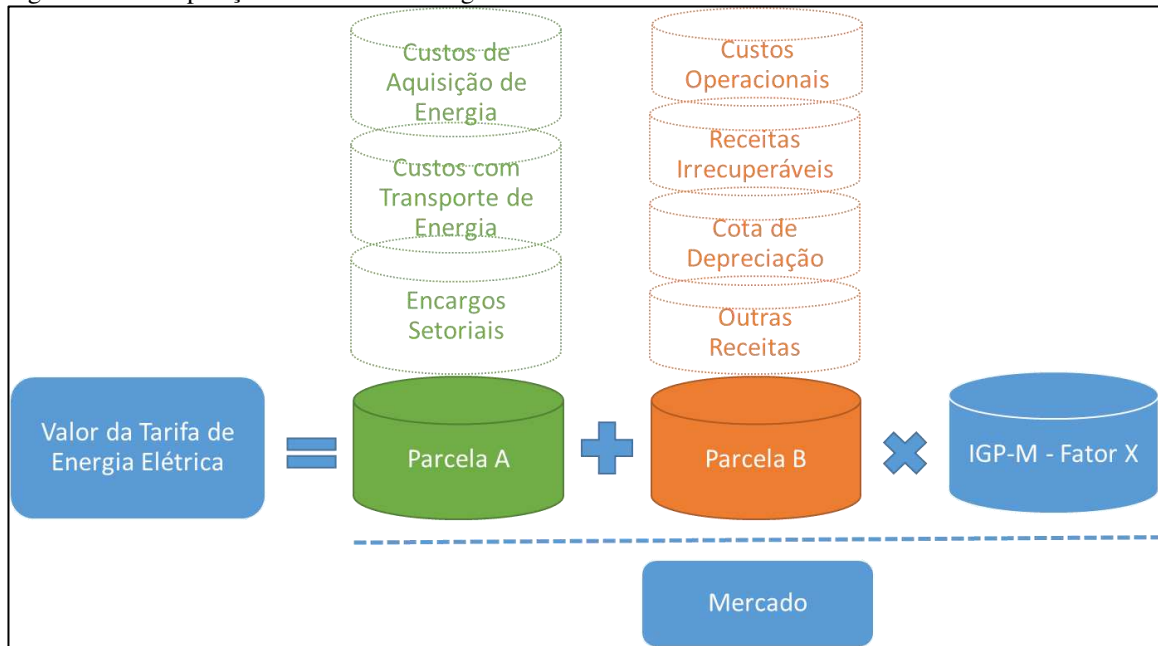
O equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica é condicionante inserida nos diplomas legais e nas normas que definem a metodologia de cálculo, que estão em constante atualização, buscando adequação à realidade atual do setor. A microgeração pode ser considerada uma condicionante que impacta a tarifa final, na forma de revisão tarifária atualmente prevista, conforme será tratado adiante.

4.9 Conclusões sobre o Capítulo

O presente capítulo tratou da composição da tarifa de energia elétrica não de modo exaustivo, pois fugiria ao objetivo do presente trabalho, mas de forma a possibilitar ao leitor uma base de conhecimento suficientemente seguro para compreender os critérios de composição da tarifa de energia elétrica e os possíveis e eventuais impactos em caso de adesão em massa de microgeradores ao sistema da concessionária.

Conforme se viu, a tarifa de energia elétrica é composta pelos custos da Parcela A, que são os não gerenciáveis pelas distribuidoras e pelos da Parcela B, que são os gerenciáveis. Somados esses custos, eles são multiplicados pelo fator de correção IGP-M subtraído do Fator X. Esse valor, ao final, é dividido pelo mercado da distribuidora. Abaixo figura que demonstra de forma simplificada a composição da tarifa de energia elétrica.

Figura 11 – Composição da Tarifa de Energia Elétrica.



Fonte: Adaptado de Rocha (2011).

Conforme se verá adiante, os impactos decorrentes de uma eventual adesão em massa de microgeradores podem ser sentidos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica e, de acordo com a atual conjuntura do setor elétrico brasileiro, pode ser repassado aos usuários do serviço público por meio dos instrumentos de manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão previstos na legislação.

Isso porque, conforme se observou, os custos gerenciáveis e os não gerenciáveis são considerados para efeito de composição da tarifa de energia elétrica, de modo que, conforme se demonstrará adiante, a microgeração, em tese, levaria as distribuidoras a terem mais custos e/ou, no mínimo, menos receita.

No cenário de crescimento em que a microgeração se encontra, a análise desses possíveis impactos é de essencial importância para possíveis alterações políticas, regulatórias e jurídicas no contexto do setor elétrico brasileiro.

No capítulo seguinte, será tratado os possíveis impactos da inserção da microgeração na tarifa de energia elétrica, considerando os custos que as distribuidoras deverão ter com a manutenção e expansão do seu sistema, levando em consideração o crescimento de adesões de microgeradores, e também a perda da receita das distribuidoras, já que o microgerador que produz energia excedente ao seu consumo pagará apenas o valor correspondente ao custo de disponibilidade que, conforme acima explicitado, foi instituído primeiramente em 1975 e replicado por normas do antigo DNAEE até subsistir até a presente data.

Impactos e soluções decorrentes do problema acima exposto no cenário internacional serão abordados, com vistas a análise de viabilidade de adequação ao cenário brasileiro, considerando-se as diferenças culturais, normativas, regulatórias e principalmente econômicas. A análise de alternativas para evitar ou mitigar os impactos da microgeração no equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e na tarifa para os usuários será tratada no próximo Capítulo.

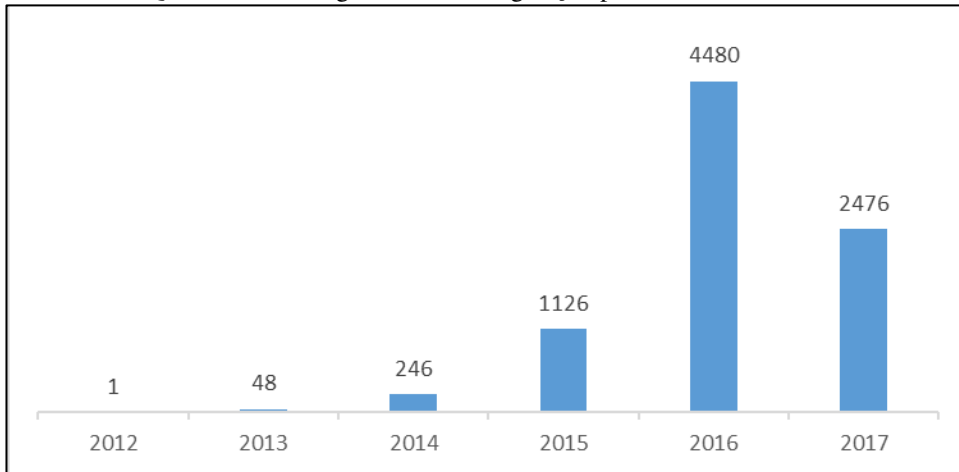
5 PERSPECTIVAS DO AMBIENTE REGULATÓRIO DA DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA COM MICROGERAÇÃO

5.1 Introdução

Os dados contidos no SISGD da ANEEL demonstram crescimento no registro de centrais microgeradoras no Brasil. Desde a data da entrada em vigor da Resolução nº. 482/2012 da ANEEL, 11.233 centrais microgeradoras foram registradas na ANEEL.

Esse crescimento mostra-se com tendência de aumento ano a ano, conforme Gráfico 20, logo abaixo:

Gráfico 20 – Quantidade de Registros de Microgeração por Ano.



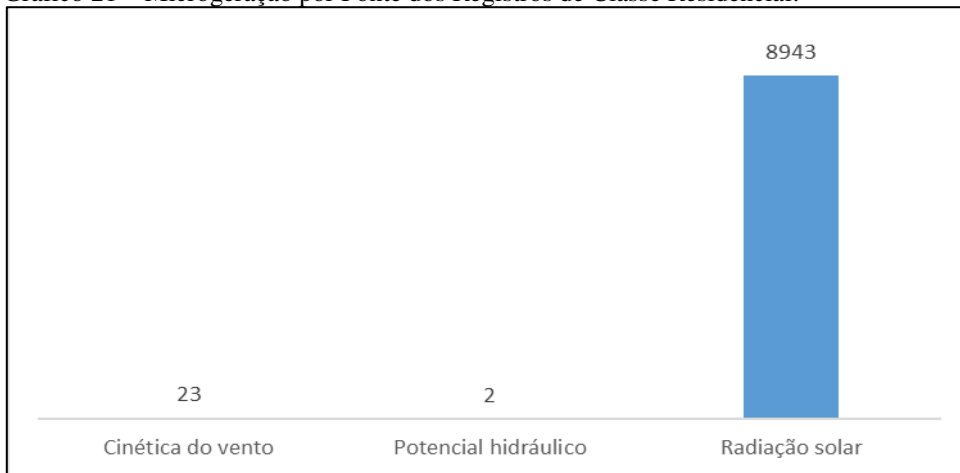
Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Ressalta-se que o ano de 2017 estão contemplados apenas os registros de microgeração contidos no SISGD até o mês de junho de 2017.

Dados do SISGD da ANEEL demonstram que a grande maioria das conexões registradas possuem a fonte solar fotovoltaica. Dados da EPE (2014a) corroboram essa afirmativa e colocam a geração distribuída fotovoltaica como alternativa à diversificação da matriz energética brasileira, pois o país apresenta um grande potencial de geração solar fotovoltaico.

Os dados extraídos do SISGD também confirmam que a grande maioria dos registros de microgeração estão na classe residencial, com 8.968 registros, de um total de 11.233. Dos 8.968 registros residenciais de microgeração, 8.943 são por fonte solar fotovoltaica, conforme Gráfico 21, abaixo.

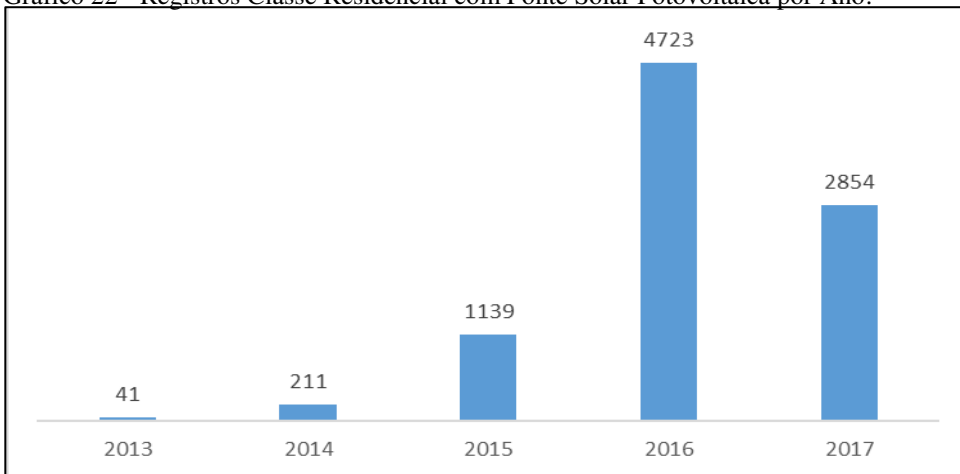
Gráfico 21 – Microgeração por Fonte dos Registros de Classe Residencial.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Conforme se percebe, dos registros do SISGD da ANEEL, a grande maioria das microgerações possuem fonte solar fotovoltaica. A Microgeração na classe residencial, com fonte solar fotovoltaica, também tem crescido ano a ano, conforme demonstra o Gráfico 22.

Gráfico 22 - Registros Classe Residencial com Fonte Solar Fotovoltaica por Ano.



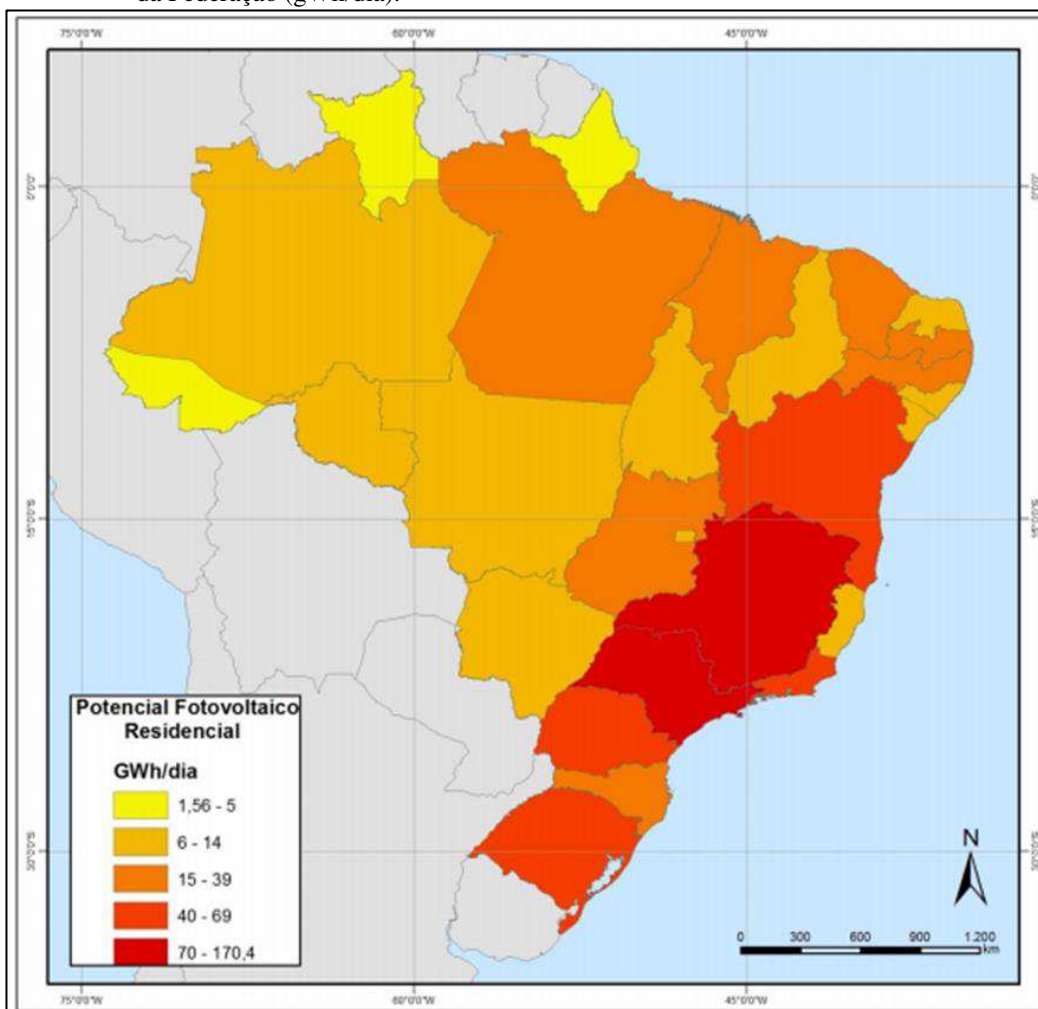
Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Os dados acima demonstram não só um crescimento dos registros de microgeração ano a ano, como também um crescimento nos registros de microgeração na classe residencial por fonte solar fotovoltaica por ano, o que demonstra uma tendência de adesão da microgeração principalmente na fonte solar fotovoltaica.

Esses dados podem ser corroborados com base nas conclusões obtidas nos estudos realizados pela EPE (2014a), que concluíram que o Brasil possui um grande potencial de geração, em se tratando de geração solar fotovoltaica em telhados residenciais.

A conclusão de um dos estudos da EPE (2014b) traz a quantidade de GWh/dia por unidade da federação, conforme abaixo.

Figura 12 - Potencial Técnico de Geração Fotovoltaica em Telhados Residenciais por Unidade da Federação (gWh/dia).



Fonte: EPE (2014b)

Outro estudo da EPE (2014b) aponta que todos os estados brasileiros possuem potencial de geração de energia solar fotovoltaica em telhados residenciais maiores do que a capacidade de consumo, conforme Tabela 1 abaixo.

Tabela 1 - Potencial Técnico Fotovoltaico por Estado.

<i>UF</i>	<i>Potencial Fotovoltaico Residencial (MW médios)</i>	<i>Potencial Fotovoltaico Residencial (GWh/ano)</i>	<i>Consumo Residencial Anual 2013 (GWh)</i>	<i>Potencial Fotovoltaico/Consumo Residencial</i>
São Paulo	7.100	62.196	38.783	160%
Minas Gerais	3.675	32.193	10.118	318%
Rio de Janeiro	2.685	23.521	12.833	183%
Bahia	2.360	20.674	6.144	337%
Rio Grande do Sul	1.970	17.257	7.750	223%
Paraná	1.960	17.170	6.986	246%
Ceará	1.430	12.527	3.751	334%
Pernambuco	1.410	12.352	4.563	271%
Goiás	1.220	10.687	3.958	270%
Santa Catarina	1.075	9.417	4.935	191%
Maranhão	1.020	8.935	2.563	349%
Pará	1.020	8.935	2.632	339%
Paraíba	655	5.738	1.603	358%
Espírito Santo	595	5.212	2.213	236%
Mato Grosso	570	4.993	2.182	229%
Rio Grande do Norte	555	4.862	1.805	269%
Piauí	555	4.862	1.328	366%
Mato Grosso do Sul	505	4.424	1.571	282%
Alagoas	505	4.424	1.227	361%
Amazonas	420	3.679	1.784	206%
Distrito Federal	410	3.592	2.191	164%
Sergipe	350	3.066	979	313%
Rondônia	265	2.321	1.084	214%
Tocantins	255	2.234	695	321%
Acre	110	964	373	258%
Amapá	80	701	500	140%
Roraima	65	569	345	165%
BRASIL	32.820	287.505	124.896	230%

Fonte: EPE (2014b)

Os dados acima demonstram que, independentemente de variação de potencial técnico de geração fotovoltaica residencial em telhados residenciais de estado para estado, todos eles possuem capacidade de geração maior do que o potencial de consumo.

Nota-se que, em relação ao estado do Maranhão, o potencial técnico fotovoltaico residencial é 349% do que o consumo residencial anual, conforme dados da EPE (2014b).

Aliados a esses dados e a um possível cenário de adesões em massa, estudos da IEA (2012) afirmam os custos das instalações de sistemas solares fotovoltaicos decrescerão em 40% entre 2010 e 2020, com base numa análise internacional.

Caso esses cenários venham a se concretizar nos prazos acima previstos, espera-se que a adesão de microgeradores aos sistemas das concessionárias aumente, tanto em decorrência da minoração dos custos de instalação da tecnologia quando do potencial técnico solar fotovoltaico em telhados residenciais.

A partir do momento em que a diferença entre os custos da instalação dos sistemas solares fotovoltaicos e a tarifa final dos usuários diminua, há uma atratividade na adesão e uma possível tendência de registros de microgeração em massa.

Nesse ponto do presente trabalho, coloca-se em análise as perspectivas do ambiente regulatório de distribuição de energia, em particular as relacionadas aos custos da microgeração para as distribuidoras de energia elétrica, ao equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e eventuais impactos na tarifa dos usuários de energia elétrica, face ao arcabouço regulatório e jurídico da alocação desses custos na estrutura tarifária de energia elétrica.

Em outras palavras, analisar-se-á a adequação do modelo regulatório atualmente vigente no que tange aos custos a serem despendidos pelas distribuidoras de energia elétrica para fazerem frente ao desafio de distribuir, manter e expandir o sistema elétrico com a microgeração, abordando a forma de alocação desses custos na formação do preço final a ser pago pelo usuário de energia elétrica e eventuais impactos tarifários a serem sentidos pela universalidade desses consumidores de energia.

5.2 Impactos da inserção da microgeração nos contratos de concessão e na tarifa de energia elétrica

Os dados da ANEEL (2017) demonstram um crescimento no registro da microgeração solar fotovoltaica em consumidores residenciais. Estudos da EPE (2014a) apontam um grande potencial técnico de microgeração solar fotovoltaica em telhados residenciais, em todo o território nacional. Esses indicativos de crescimento de adesão da microgeração por parte dos usuários dos serviços de distribuição de energia elétrica podem ocasionar impactos para as distribuidoras, para o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e para o preço final da energia elétrica vendida pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica.

O modelo tarifário nacional foi construído sob a premissa de que os custos pela transmissão, geração e distribuição devem ser alocados e distribuídos da forma mais justa possível, ou seja, devem ser repartidos de forma mínima para a universalidade de

consumidores para que, ao final, eles recebam por um serviço adequado, pagando um preço acessível (modicidade tarifária).

A estrutura tarifária é definida por atos normativos existentes no arcabouço legal e regulatório nacionais. Cabe à ANEEL a regulamentação do processo tarifário, cuja finalidade é a de manter o equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão.

Dessa forma, os custos inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica são considerados quando da formação do preço final – tarifa – a ser cobrado dos usuários do serviço, inclusive os custos com a microgeração.

No modelo tarifário atualmente vigente, os custos da microgeração podem impactar diretamente a Parcela A e a Parcela B, componentes das tarifas. Ocorre que nem sempre esses custos serão distribuídos de forma equânime entre os usuários do serviço de distribuição de energia elétrica. Isso faz com que uma grande parcela dos usuários seja impactada pelos custos da microgeração, mesmo não dando causa e esses custos e mesmo não sendo microgeradores.

A concessionária de distribuição de energia elétrica também pode ser impactada, no que tange à diminuição de sua receita, pela queda na venda de energia. Isso se dá pelo fato de que, quando o usuário produz sua própria energia, ele deixa de consumir a energia comercializada pela distribuidora. Pode ocorrer também de a ANEEL não reconhecer certos custos da microgeração quando do processo de revisão tarifária. Nas duas hipóteses acima citadas, em tese, haveria um prejuízo financeiro para as concessionárias de distribuição de energia e um eventual desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos de concessão. No entanto, a energia injetada na rede pelos microgeradores faria com que diminuísse a quantidade de energia a ser adquirida pelas distribuidoras.

Fato é que a questão não é tão simples como se apresenta e o atual modelo regulatório pode não comportar uma adesão em massa de microgeradores ou, pelo menos, pode não garantir uma receita para as concessionárias de forma a prestar um serviço adequado, e também pode distribuir os custos da microgeração para os demais consumidores não adeptos à própria produção de energia, o que faria com que não microgeradores arcassem com grande parte dos custos da microgeração.

Os custos da microgeração são os gastos que as distribuidoras deverão ter com a microgeração, tais como planejamento e adequações de sua rede para comportar o fluxo bidirecional de eletricidade (CEMIG, 2012). Para Câmara (2016), a penetração da geração distribuída implica em aumento da complexidade nos procedimentos de operação e manutenção da rede elétrica da distribuidora, sendo certo que as distribuidoras terão que

dispender recursos para investir na melhoria dos mecanismos de proteção e controle, principalmente da rede de baixa tensão.

Como foi dito no Capítulo 2 do presente trabalho, para que o microgerador se conecte na rede da distribuidora, diversos procedimentos técnicos devem ser seguidos. A conexão efetiva da microgeração somente se dará quando da aprovação do ponto de conexão por parte da distribuidora local. Tudo isso visa a proteção do sistema elétrico e garantir que os indicadores de qualidade dos serviços públicos de energia elétrica sejam alcançados, e que demais consumidores não sejam impactados por eventuais problemas na rede, ocasionados pelos sistemas de microgeração.

Para fazer frente a essa burocracia procedimental e garantir a estabilidade da rede, a distribuidora local deverá fazer investimentos em seu corpo técnico, que será responsável pelas análises e aprovações dos projetos de microgeração.

Para que o sistema de compensação de energia elétrica funcione, as distribuidoras deverão adquirir equipamentos de medição capazes de medir a quantidade de energia consumida e injetada na rede pelo usuário.

A questão do faturamento dos consumidores que aderirem a microgeração também podem ser considerados como custo para as distribuidoras locais, tendo em vista que o faturamento do usuário que se utiliza do sistema de compensação de energia não segue o mesmo padrão dos demais. Isso pode requerer aumento da folha de pagamento das distribuidoras, decorrente de eventuais contratações de equipes técnicas responsáveis pelo faturamento dos microgeradores. A automatização do processo de faturamento, com a aquisição de softwares especializados também podem ser utilizadas, o que também representa custos para as concessionárias de energia elétrica.

A EPE (2014a) levanta dez tipos de impactos para as distribuidoras de energia elétrica, dentre os quais muitos já mencionados acima. A tabela abaixo elenca esses impactos.

Tabela 2 – Impactos da Inserção da Microgeração para as Distribuidoras.

AGENTE	IMPACTO	TIPO	CLASSIFICAÇÃO	NÍVEL
DISTRIBUIDORAS	Adequação de sua mão-de-obra	Econômico	Custo	Baixo
	Contratação de pessoal qualificado	Econômico	Custo	Baixo
	Adequação/instalação de sistemas de monitoramento em redes BT	Técnico	Custo	Médio
	Adequação do sistema de contabilização mensal	Econômico	Custo	Baixo
	Impacto no fluxo de caixa	Econômico	Custo	Baixo
	Alteração do planejamento da rede e carga	Técnico	Custo	Baixo
	Necessidade de conhecimento mais detalhado de seu mercado;	Econômico	Custo	Médio
	Possibilidade de aumentar seu portfólio de compra de energia	Econômico	Benefício	Baixo
	Possibilidade de postergação de investimento na rede	Econômico	Benefício	Baixo/Médio*
	Possibilidade de melhoria/piora nas características de sua rede**	Técnico	Benefício/Custo	Baixo/Médio*

Fonte: EPE (2014a).

Esses custos podem afetar não só o fluxo de caixa das concessionárias de distribuição de energia elétrica, mas os próprios consumidores não microgeradores. A primeira hipótese, como já dito, poderá ocorrer por conta da energia que deixou de ser vendida aos microgeradores, que produzem a sua própria. A segunda se realizará quando da revisão tarifária, ocasião em que os custos da microgeração estarão presentes nas parcelas componentes da tarifa de energia elétrica.

Segundo Zubiria (2016, p. 7):

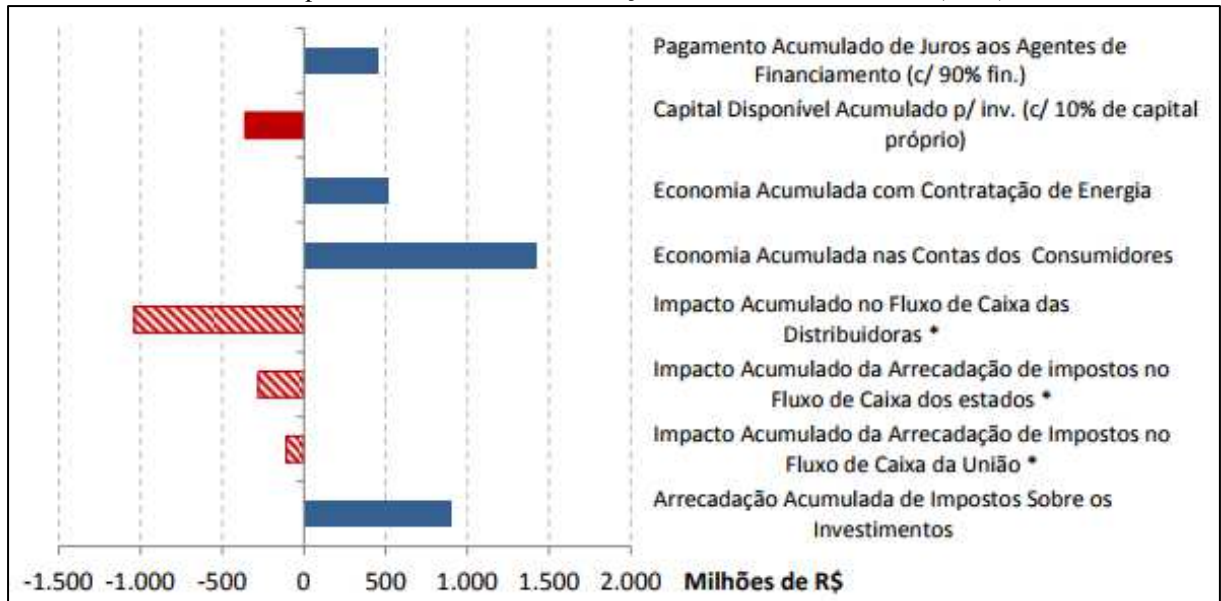
No curto prazo a migração de consumidores para a geração distribuída pode trazer prejuízos e afetar o fluxo de caixa destas entre os períodos de revisão tarifária. Isto é decorrência do efeito da migração, que provocará um menor volume de consumo. Como a estrutura tarifária é formada em que parte por custos cobertos a partir do volume de consumo, com este volume menor do que o esperado, a tarifa multiplicada pelo consumo gerará uma receita menor que a requerida para remunerar as distribuidoras. Ou seja, o lag regulatório torna-se um risco para as distribuidoras em caso de entrada de geração distribuída. Pela regulação atual, a tarifa é reajustada para a nova demanda, porém as perdas incorridas não são recuperadas. Em partes, é este fenômeno de curto prazo que torna as distribuidoras contrárias à entrada de geração distribuída.

Percebe-se assim que os custos com a microgeração não só impactarão as distribuidoras de energia elétrica, mas também a própria universalidade de usuários não microgeradores. Esses custos influenciarão nas parcelas componentes da tarifa de energia elétrica e serão considerados pela ANEEL quando do processo de revisão tarifária das distribuidoras.

Para a EPE (2014a), os impactos financeiros no fluxo de caixa das distribuidoras, decorrentes da inserção da microgeração, serão de aproximadamente 1,4 bilhão de reais,

acumulados até 2023. Em contrapartida, a energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos distribuídos e injetados na rede da distribuidora proporcionariam uma economia de 516 milhões de reais com contratação de energia nova. Outros impactos e benefícios são demonstrados em milhões de reais, conforme Gráfico 23 abaixo.

Gráfico 23 – Sumário de Impactos Acumulados com Geração Distribuída Fotovoltaica (2023).



Fonte: EPE (2014a).

Para Câmara (2016), os desafios a serem enfrentados pelas distribuidoras podem ser divididos entre (i) técnicos e (ii) econômicos. Essas duas espécies de desafios já foram acima citadas, e ambos geram custos para as distribuidoras, que serão repassados aos usuários do serviço de distribuição de energia elétrica quando do processo de revisão tarifária da concessionária. Desse modo, a proposta de classificação desses custos não obedecerá esses critérios, tendo em vista que eles decorrem, de uma forma ou de outra, a questões técnicas propriamente ditas da microgeração.

A título de sistematização desses custos, eles serão definidos, não exaustivamente, da seguinte forma:

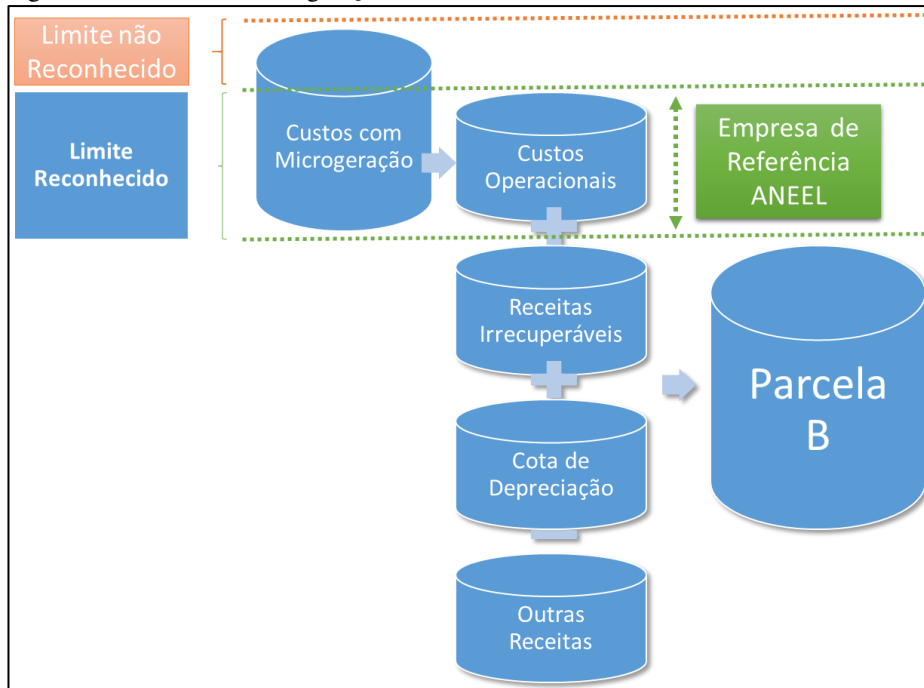
- a) Custos com adequação da rede para fluxo bidirecional;
- b) Custos para a manutenção e expansão do sistema elétrico com microgeração;
- c) Custos com equipamentos de medição e conexão da microgeração;
- d) Custos com análises e aprovações dos projetos de microgeração;
- e) Custos com equipes de faturamento de unidades com microgeração ou softwares para automatização do faturamento com microgeração;

Todos os custos acima elencados impactarão diretamente na formação do preço da tarifa, especificamente no que tange à parcela B. Como anteriormente dito, a parcela B é a parcela gerenciável pela concessionária, e corresponde (i) custos operacionais, (ii) às receitas irre recuperáveis e a (iii) cota de depreciação. A consideração final da Parcela B é o resultado da soma dos custos acima elencados menos as receitas percebidas pelas distribuidoras provenientes de (iv) outras receitas.

Note-se que os custos com a microgeração estão contidos no item (i), referente aos custos operacionais e serão considerados pela ANEEL, de acordo com os limites da empresa de referência estabelecida pela agência.

A Figura 13 demonstra a alocação dos custos com a microgeração na Parcela B.

Figura 13 - Custos da Microgeração na Parcela B.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Conforme se observa, da análise da figura acima, os custos das distribuidoras decorrentes da microgeração serão reconhecidos na tarifa de distribuição de energia elétrica, nos limites estabelecidos pela ANEEL, dentro das receitas operacionais das distribuidoras, ocasionando um aumento na tarifa final para os usuários.

Ressalta-se, no entanto, que esses custos, uma vez reconhecidos na tarifa de energia elétrica, serão arcados pela universalidade de consumidores de determinada área de concessão, mas não necessariamente pelos microgeradores.

Isso pode se dar pelo fato de que o microgerador pode gerar uma quantidade igual ou maior do que a energia que ele consome. Nesses casos, ele pagará apenas pelo custo de disponibilidade que, conforme visto no Capítulo anterior, foi estabelecido historicamente sem levar em consideração critérios suficientemente embasados para contemplar esses custos.

Para exemplificar o caso acima, Andrade (apud CÂMARA, 2016), cita um exemplo de faturamento de um consumidor B3 bifásico. No caso em questão, o usuário com um consumo de 10.000 KWh/Mês receberia uma fatura de R\$ 5.435,00. O valor destinado aos custos da infraestrutura para atendimento daquele consumidor seria de R\$ 1.250,00. No caso desse mesmo consumidor migrar para a microgeração, e sua geração for maior ou igual ao seu consumo, ele pagará o custo de disponibilidade, que corresponde a R\$ 54,00. Segundo a fonte citada e conforme o exemplo acima dado, o custo de disponibilidade estará muito aquém do valor dispendido a título de infraestrutura de atendimento por parte da distribuidora.

Uma questão importante a ser levantada é o fato de que a microgeração necessita de um investimento considerável por parte dos usuários. Muitos consumidores residenciais não possuem recursos econômicos suficientes para aderir à microgeração e obter os benefícios do sistema de compensação de energia elétrica. Segundo Andrade (2016), há um grau de correlação entre poder aquisitivo e migração para a microgeração.

Essa tendência faz com que consumidores com maior renda passem a aderir à microgeração, e os custos dessa microgeração serão rateados entre os demais não microgeradores, em especial aqueles de baixo poder aquisitivo. Em outras palavras, partindo dessas premissas, o consumidor que não tiver condições de aderir à microgeração sentirá o impacto do aumento da tarifa de energia elétrica, decorrente de eventual revisão tarifária que leve em consideração dos custos da microgeração.

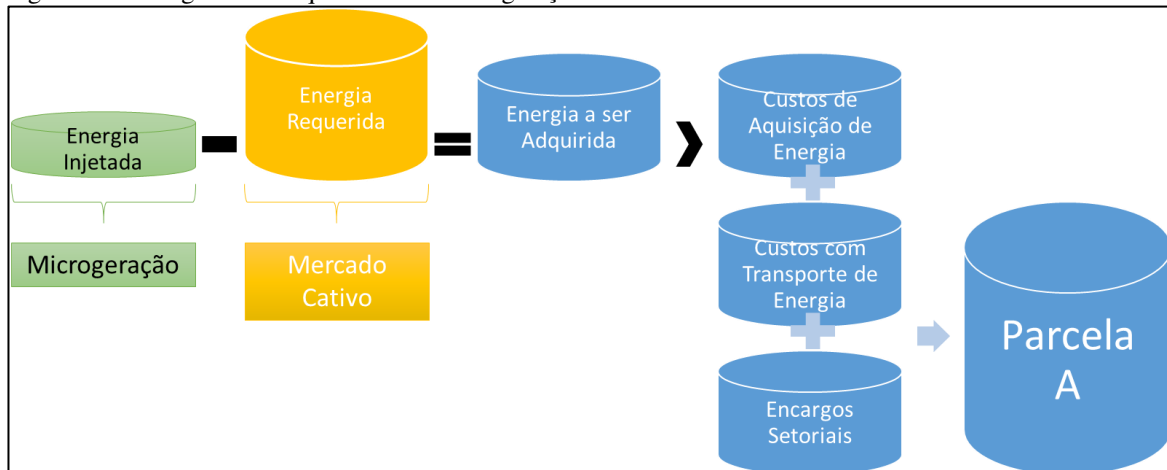
Diante desse fenômeno, surge uma questão social na qual os consumidores de baixa renda são impactados pelos custos da microgeração eventualmente reconhecidos na tarifa de energia elétrica das concessionárias. Essa preocupação torna-se relevante num cenário de adesão em massa de microgeradores com maior renda, o que, pelos menos até a presente data e com base nos números apresentados, ainda não ocorreu.

Os custos da microgeração não impactam somente a Parcela B. Sabe-se que a Parcela A é formada pelos custos com aquisição de energia, com os custos com transporte dela e, por fim, com os encargos setoriais.

A adesão em massa de microgeradores pode tornar difícil a previsão de energia a ser adquirida pelas distribuidoras, o que pode ocasionar uma sobra ou uma falta de capacidade de fornecimento para as distribuidoras. Segundo o modelo atual do setor elétrico brasileiro, as

distribuidoras são obrigadas a atender cem por cento de sua carga e devem prever seus mercados com uma antecedência de cinco anos (CASTRO; FIGUEIREDO; CAMARGO, 2004). Dessa forma, a distribuidora deve prever exatamente a quantidade de energia a ser adquirida, contando com a energia a ser injetada pelo microgeração, conforme figura abaixo.

Figura 14 - Energia a ser adquirida com Microgeração.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Dessa forma, as distribuidoras não só terão que prever com assertividade seus mercados, levando-se em consideração as variações no comportamento das diversas classes de consumo, como também o montante de energia injetada na rede por parte dos microgeradores. Qualquer erro na previsão expõe a distribuidora a um cenário de sobrecontratação ou de subcontratação. No primeiro caso há uma sobra da energia adquirida, e no segundo, a energia adquirida não é suficiente para atender a carga dos consumidores de determinar área de concessão.

Nesses dois casos, tanto as distribuidoras quanto os próprios usuários estarão expostos a riscos, sejam eles econômicos ou regulatórios, pois em casos de sobrecontratação ou de subcontratação, existe a possibilidade de os custos serem repassado às tarifas dos consumidores finais, seguindo os critérios da Resolução nº. 703/2016, da ANEEL. Ressalta-se que a hipótese de subcontratação pode levar a distribuidora às exposições do mercado de curto prazo, onde ela terá que adquirir energia por montante superior ao preço praticado no mercado de longo prazo. Caso essa exposição ao mercado de curto prazo seja considerada pela ANEEL como sendo involuntária, os custos dessa exposição poderão ser repassados para as tarifas dos consumidores no reajuste ou na revisão tarifárias da distribuidora.

No entanto, o mecanismo de repasse da sobre e da subcontratação prevê limites a serem repassados à tarifa final do usuário. O que estiver fora do limite previsto pela ANEEL,

será arcado exclusivamente pela distribuidora.

Fora o risco de sobre ou subcontratação de energia por conta dos desvios nos padrões de consumo do mercado cativo e da microgeração, as distribuidoras ainda podem ser impactadas pela migração de consumidores para o mercado de contratação livre, hipótese que foge a proposta do presente trabalho, mas que também não pode ser desconsiderada, tendo em vista que, nesses casos, as distribuidoras não poderão repassar os custos da perda de mercado aos consumidores cativos remanescentes, por força do parágrafo 5º do artigo 15 da Lei nº. 9.074/1995 (COELHO, 2016).

Para evitar os riscos acima expostos e outros, como aplicações de multas por parte da ANEEL, as distribuidoras devem prever a energia suficiente para abastecimento do mercado considerando a microgeração.

Denota-se que o cenário de inserção em massa da microgeração poderá gerar impactos para as distribuidoras de energia elétrica concessionárias de serviço público federal de distribuição de energia elétrica, bem como para os próprios consumidores, visto que os custos da microgeração pode ser repassados para os usuários quando do processo de revisão tarifária, ou até mesmo em caso de sobre ou subcontratação de energia elétrica, desde que involuntária, ou seja, sem culpa da concessionária, nos reajustes anuais.

Porém, antes do repasse desses custos para as distribuidoras, conforme afirma Zubiria (2016), as distribuidoras podem sofrer uma diminuição em seu fluxo de caixa decorrente da diminuição do consumo, decorrente da geração própria por parte dos microgeradores, visto que a tarifa, pela forma atual de revisão, é precificada com base na estimativa da demanda do período subsequente ao da revisão tarifária, ou seja, a perda de receita por conta da adesão de microgeradores durante o *lag* regulatório (período compreendido entre as revisões tarifárias) são suportados unicamente pelas distribuidoras.

Conforme se percebe, pelo modelo regulatório atual, os contratos de concessão das distribuidoras correm o risco de desequilibrar-se no aspecto econômico-financeiro em caso de uma conexão em massa de microgeradores ao seu sistema.

Isso se dá pelo fato de que as regras de revisão tarifária somente contemplam as previsões de custos do período ao qual a nova tarifa vigorará. Ou seja, se durante um período de vigência da tarifa de energia elétrica de determinada distribuidora, esta não prever os custos decorrentes da microgeração, todos eles serão arcados exclusivamente por peça concessionária. Somente os custos futuros, desde que sejam previstos pelas distribuidoras, serão inseridos na composição da nova tarifa, que vigorará durante os anos seguintes. Sendo assim, eventuais custos não previstos na tarifa vigente das distribuidoras, decorrentes da

adesão em massa de microgeradores, não serão repassados à tarifa futura, pois somente os custos futuros, calculados de forma estimada, farão parte da nova tarifa.

Existem ainda outros eventuais custos decorrentes da inserção da microgeração a serem arcados pelas distribuidoras, tais como as multas regulatórias de violação indicadores de qualidade no fornecimento de energia bem como os ressarcimentos por danos elétricos. Imagine-se a situação de uma central microgeradora conectada na rede da concessionária que acarrete problemas na rede da distribuidora, ocasionando interrupções no fornecimento de energia elétrica e danos a equipamentos de outros consumidores. A distribuidora de energia local dificilmente conseguirá comprovar que o defeito se deu na central microgeradora, e não na sua rede. Isso fará com que ela tenha que arcar com eventuais multas e compensações regulatórias decorrentes das violações aos indicadores de qualidade de energia da ANEEL.

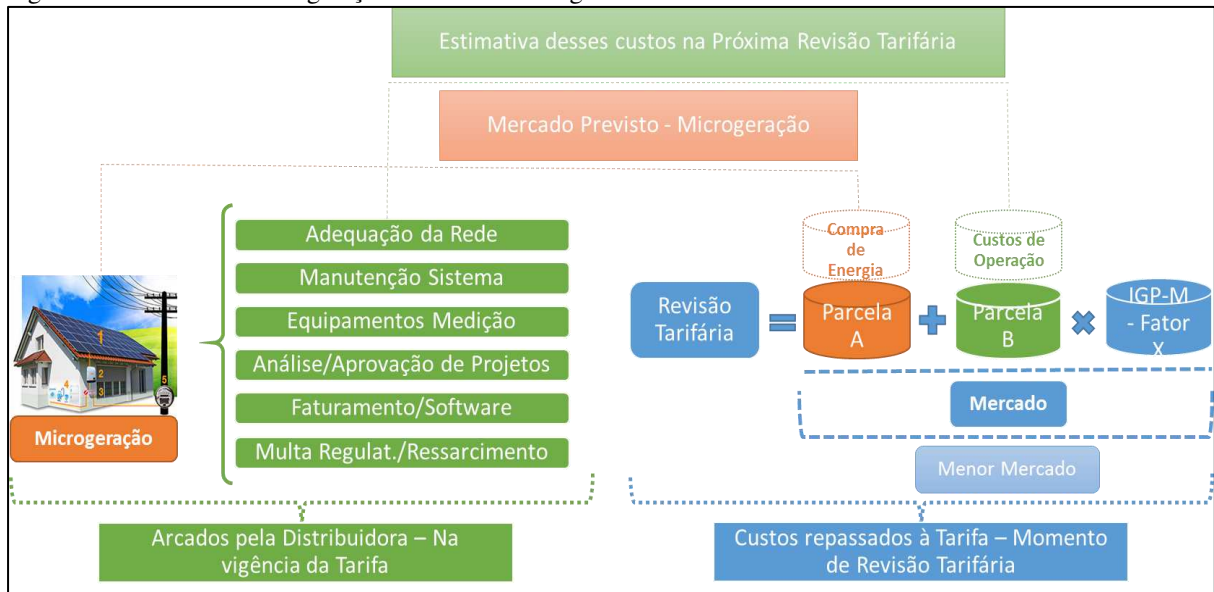
Outro ponto a ser destacado é o fato de que as distribuidoras de energia elétrica respondem objetivamente pelos danos causados a seus consumidores, ou seja, o dever de indenizar é reconhecido independentemente da ocorrência da culpa. Isso se dá por força da Lei nº. 8.078 de 11 de setembro de 1990 (Código de Defesa do Consumidor – CDC), que, dentre outras coisas, estabelece a denominada teoria do risco do empreendimento (BRASIL, 1990). Segundo essa teoria, todo aquele que coloca algum bem ou atividade no mercado de consumo responde objetivamente (independente de culpa) pelos vícios ou defeitos dos bens ou serviço (CAVALIERI FILHO, 2008).

Essas eventuais contingências, tanto as multas ou demais penalidade regulatórias quanto os ressarcimentos aos consumidores, não integram a parcela B da tarifa e serão arcados integralmente pelas distribuidoras. Dessa forma, as concessionárias devem fazer investimentos na sua rede para evitar tais danos e capacitar suas equipes, desde aquelas responsáveis pelas análises e aprovações dos projetos de microgeração quanto as equipes de manutenção da rede elétrica, custos esses somente incorporados na tarifa quando da próxima revisão tarifária.

Esses fatores podem causar um desequilíbrio econômico financeiro para os contratos de concessão e desencadear uma série de eventos que podem até inviabilizar o negócio de distribuição de energia elétrica, bem como desbalancear a relação entre os agentes do mercado de energia.

A figura abaixo demonstra a forma em que os custos da microgeração impactam as distribuidoras e o momento em que eles podem ser repassados à tarifa de energia elétrica, lembrando que nem todos os custos serão considerados pela ANEEL no momento da revisão tarifária de determinada concessionária de energia elétrica.

Figura 15 - Custos da Microgeração e Tarifa de Energia.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Nas regras atuais, conforme se observa, os custos da microgeração, no momento de sua inserção, são arcados pelas distribuidoras e somente são repassados para a tarifa quando da próxima revisão tarifária, calculados conforme projeção da próxima onda de inserção de microgeradores. Esse ciclo se repete e pode afetar não só o equilíbrio econômico financeiro dos contratos de concessão como também as tarifas de energia elétrica. No entanto, pelo que se observou, esse ciclo depende de eventos futuros e incertos, e é denominado de espiral da morte, e será tratada no item seguinte.

5.3 A espiral da morte

Segundo a EPE (2012) a análise da competitividade da geração fotovoltaica está diretamente ligada à comparação dos custos desse tipo de geração com os valores pagos pelos usuários finais às concessionárias de energia elétrica em determinada área de concessão, o que se denomina de paridade tarifária. Isso quer dizer que quanto maior for a tarifa de energia elétrica em determinada área de concessão, maior será a atratividade da microgeração solar fotovoltaica.

Isso quer dizer que quanto menor forem os custos da microgeração e maior for a tarifa de energia elétrica, maior também é a quantidade de adesões a microgeração e, conforme demonstrado acima, quanto maior a quantidade de adesões maiores os impactos para as concessionárias e para os demais usuários, que poderão ter sua tarifa de energia elétrica aumentada por conta disso.

Como se viu, os impactos da inserção da microgeração impactam as distribuidoras na vigência de sua tarifa, por conta dos custos inerentes ao processo de conexão das centrais microgeradoras e da perda de receita. Esses custos, arcados exclusivamente pelas distribuidoras quando da primeira onda de inserção da microgeração, serão previstos no momento de revisão tarifária e serão considerados pela ANEEL no momento de formação da nova tarifa, encarecendo as tarifas de energia para os consumidores, inclusive os não microgeradores.

Um aumento da tarifa de energia elétrica, por sua vez, aumenta a atratividade da microgeração, e um novo ciclo de impactos poderão ser sofridos pelas distribuidoras e pelos consumidores. Esse fenômeno é conhecido como espiral da morte. Ford (1999) define esse fenômeno como sendo uma série de ações que, repetidas ao longo de um período, pode inviabilizar a atuação de alguns agentes do mercado.

Para Baumgarten (2016), a concretização desse fenômeno por conta da inserção de pequenas fontes solares fotovoltaicas é improvável, podendo ocorrer mais por conta da operação da distribuidora e do ambiente regulatório.

Mesmo que improvável, segundo as conclusões obtidas pelo modelo de Baumgarten (2016), as concessionárias sofrerão impactos em sua receita, decorrentes da inserção desse novo mercado (micro e minigeração).

Ocorre que, se os impactos decorrentes da inserção da microgeração acarretarão a diminuição da receita das distribuidoras, haverá, lógica e conseqüentemente, o aumento dos custos para as distribuidoras. Esses custos não impactarão na tarifa vigente, mas serão previstos quando da revisão tarifária seguinte (Parcela B). A migração de consumidores para a microgeração também diminuirá o mercado das distribuidoras. Sobre esse mercado, são divididos os custos da Parcela A e da Parcela B e, se ele se torna menor e os custos aumentam, a tarifa conseqüentemente tende a aumentar. Esse fenômeno, de acordo com as regras do jogo do setor elétrico brasileiro, pode ser representado pela figura abaixo.

Figura 16 - Espiral da Morte Microgeração



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Apesar do método relatado por Baumgarten (2016) concluir que esse fenômeno provavelmente não ocorra, alguns desses impactos, conforme acima exposto, podem e devem ocorrer, pois o modelo atual de composição da tarifa de energia elétrica prevê os custos decorrentes da microgeração na revisão tarifária das distribuidoras.

5.4 Experiência internacional

O modelo de geração descentralizada, como a microgeração, nos moldes estabelecidos pelas normas regulatórias brasileiras, já é uma realidade em diversos países do mundo, e pode se tornar uma solução viável para a diversificação da matriz energética de um país nos próximos anos, inclusive no Brasil.

Em alguns países, inclusive, segundo a EPE (2014b), já se alcançou a paridade tarifária no segmento residencial, ou seja, o usuário de energia elétrica pode produzir sua própria energia através da fonte solar fotovoltaica com custos equivalentes aos que a concessionária de distribuição de energia elétrica cobraria. Países como Chipre, Itália e Caribe, segundo a EPE (2014b), já alcançaram a paridade tarifária. Até 2020, segundo a EPE (2014) 80% da Europa já terá alcançado a paridade tarifária.

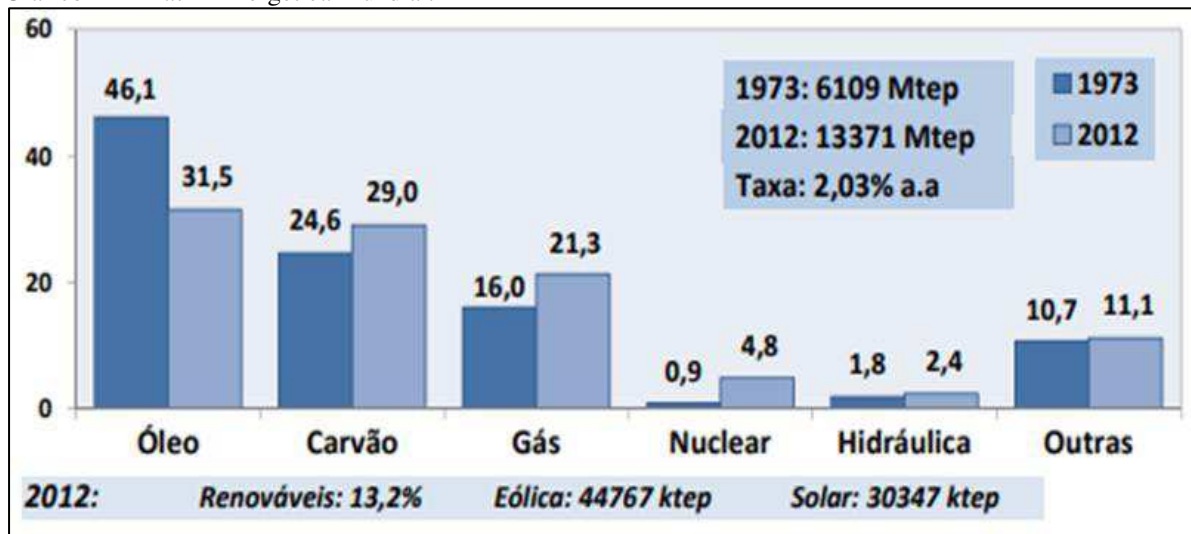
Ocorre que, conforme dito acima, eventuais impactos dessa adesão à microgeração podem ser percebidos, tanto para as distribuidoras de energia elétrica quanto para os próprios usuários do sistema, que poderão ter suas tarifas de energia elétrica aumentadas por conta dessa difusão.

Isso se dá pela forma de composição da tarifa de energia elétrica no cenário regulatório nacional, que, dentre outros fatores, leva em consideração os custos não gerenciáveis (Parcela A) e os custos gerenciáveis (Parcela B) das distribuidoras de energia elétrica, conforme já acima explanado.

Países cuja maturação da geração centralizada mostra-se mais evidente tiveram incentivos governamentais e apelo populacional, como no caso da Alemanha (AFONSO, 2012). Muitos desses países precisaram diversificar sua matriz energética e, para isso, implementaram políticas de incentivo à geração distribuída, em especial através de fontes renováveis, como é o caso da solar fotovoltaica (AFONSO, 2012).

Conforme se observa da figura abaixo, o percentual de energia renováveis na matriz energética mundial corresponde a 13,2%, segundo o Ministério de Minas e Energia (BRASIL, 2014).

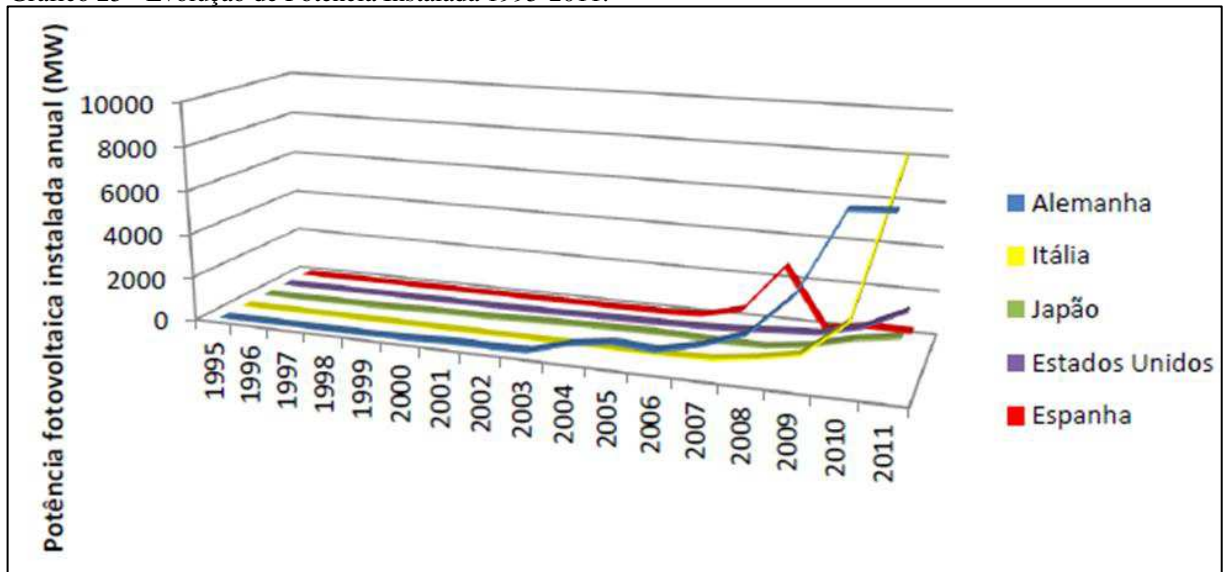
Gráfico 24 - Matriz Energética Mundial.



Fonte: Brasil (2014).

Essa realidade incentivou o desenvolvimento de novas tecnologias baseadas em fontes renováveis, a exemplo da geração distribuída solar fotovoltaica. Segundo Afonso (2012), cinco países abrangidos pela *Internacional Agency Energy – Photovoltaic Power Sistem Programme* (IAE – PPSP) destacam-se em evolução de potência solar fotovoltaica instalada entre os anos de 1995 a 2011, conforme Gráfico abaixo.

Gráfico 25 - Evolução de Potência Instalada 1995-2011.



Fonte: Afonso (2012).

O destaque desses países na implantação e desenvolvimento da geração solar fotovoltaica decorreu, dentre outros fatores, da necessidade de diversificação da matriz energética, ocasionada pela regulamentação implantada pelos governos locais (AFONSO, 2012).

O arcabouço legal e as políticas tarifárias de remuneração dos geradores distribuídos, considerado a mola propulsora desse desenvolvimento, será analisado logo abaixo, separado por países.

a) Alemanha

A opinião pública da população da Alemanha, principalmente após o acidente nuclear em Chernobyl, foi fator impulsionante para que o governo adotasse medidas para implementação de programas de eficiência energética e de fontes renováveis de energia. A opinião pública tinha uma grande rejeição à política energética de geração nuclear (BRASIL, 2009).

Diante desse cenário, o governo alemão implantou, através de diversos instrumentos legais, dois programas voltados à diversificação da matriz energética através de fontes renováveis, sendo eles o programa de incentivos à energia eólica e o programa de incentivos à energia solar fotovoltaica, este último denominado de programa de mil telhados solares fotovoltaicos (BRASIL, 2009).

O sistema alemão adotou como incentivo o chamado *Feed In Tariff*, que consiste na remuneração do investidor por meio de uma tarifa prêmio, garantida aos produtores independentes por vinte anos e arcada pelas distribuidoras de energia elétrica. Para custear os investimentos da geração distribuída e pagar a tarifa prêmio aos produtores independentes, a tarifa de energia elétrica dos consumidores finais era acrescida de um valor, e as tarifas prêmio sofriam uma redução anual de 5% (AFONSO, 2012).

Assim, os custos para pagamento da energia gerada pelos produtores independentes, por meio da geração distribuída, eram divididos entre todos os consumidores. Ao passar do tempo, as tarifas prêmio sofriam um decréscimo por conta da estimativa de redução dos custos para implantação dos sistemas solares fotovoltaicos (AFONSO, 2012).

Posteriormente, essa redução da tarifa prêmio foi substituída por um sistema que era baseado em metas de inserção da energia solar fotovoltaica no sistema das concessionárias. Se a quantidade de energia injetada na rede por meio da geração distribuída solar fotovoltaica não atingisse a meta, a tarifa prêmio aumentava, visando estimular o crescimento. Caso a meta fosse atingida, a tarifa prêmio sofria um decréscimo (IEA, 2009).

A tarifa *feed in* então vigente leva em consideração a data da instalação e a capacidade total instalada nos últimos doze meses. A figura abaixo demonstra a evolução da tarifa *feed in* instalada desde o início do programa, para geração menor do que 10kWp (IEA, 2016).

Figura 17 - Evolução da Feed in Tariff para Sistemas Fotovoltaicos em Telhados (< 10kW).

YEAR	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012*	2013*	2014*	2015*	2016*	2017*
EURcents/ kWh	50,6	48,1	45,7	57,4	54,5	51,8	49,2	46,75	43,01	39,14	28,74	24,43	17,02	13,68	12,56	12,31	12,31

* adjusted by a flexible monthly degression rate between 0 - 2,8 % throughout the year

Fonte: IEA (2016).

Segundo Afonso (2012), em 2011 a capacidade total instalada na Alemanha de sistemas solares fotovoltaicos atingiu 23.82 GW, e a principal responsável por tal expansão foi a lei que estabeleceu o Código das Fontes Renováveis de Energia (*Erneuerbare-Energien-Gesetz*), que criou os instrumentos acima expostos.

O acréscimo na conta de energia elétrica dos consumidores residenciais alemães por conta do sistema estabelecido no Código das Fontes Renováveis de Energia equivaleu a aproximadamente 5%, segundo dados do ano de 2009 (BMU, 2012).

Outros incentivos para a inserção da geração distribuída na Alemanha também são citados por Afonso (2012), tais como créditos fiscais da fazenda municipal, e empréstimos do banco público concedidos para indivíduos e autoridades locais, com a finalidade de implantação da tecnologia, além de outros investimentos em P&D.

Uma característica do programa energético alemão é o compromisso com redução das emissões de gases do efeito estufa. A meta estabelecida é reduzir 80 a 95% dos níveis de emissões do ano de 1995, com valores escalonados para os anos de 2020, 2030 e 2040 (IEA, 2016).

b) Espanha

A Espanha foi a grande pioneira em se tratando de inserção na matriz energética de energia proveniente de fontes renováveis, em especial da fonte solar fotovoltaica. Essa incursão iniciou por meio da Lei nº. 54 de 1997, que previu a liberalização da conexão de sistemas fotovoltaicos na rede de energia elétrica das distribuidoras (IEI, 2009).

O modelo espanhol adotou a forma *Feed in Tariff*, acima explicada, e remunerava o produtor solar fotovoltaico um uma tarifa prêmio estabelecida na Real Decreto nº. 436 de 2004, tendo por base a potência instalada e a quantidade de anos de instalação, conforme tabela abaixo:

Tabela 3 - Valor da Tarifa pela Energia Gerada.

Potência Instalada	Primeiros 25 anos	Após 25 anos
100kW	44,0381 cEu/kWh	35,2305 cEu/kWh
> 100kW = 10MW	41,7500 cEu/kWh	33,4000 cEu/kWh
> 10MW = 50MW	22,9764 cEu/kWh	18,3811 cEu/kWh

Fonte: Elaborado pelo autor com dados de Afonso (2012).

Através do Real Decreto nº. 661/2007, possibilitou-se, também, aos produtores solares fotovoltaicos a venda da energia produzida no mercado de energia elétrica. Nesse caso, o preço estava sujeito ao estabelecido pelo mercado regulado ou pela livre negociação entre comprador e vendedor (ESPANHA, 2007), modelo adotado pela Espanha fez com que a

meta estabelecida pelo programa denominado de *Plan de Energia Renovables* fosse atingida três anos antes do final previsto (a meta era atingir 400MW de potência instalada até 2010).

Dentre outros fatores, o impacto da tarifa prêmio na economia espanhola fez com que o plano de sucesso fosse revisto, e alterações no programa foram implementadas pelo Real Decreto nº. 1.578 de 2008, que previu redução de 30% na tarifa prêmio, bem como outros cortes progressivos, que podiam alcançar mais 10%. Essa norma limitou ainda a capacidade a ser instalada em 500MW no ano de 2009 (IEA, 2009).

A tabela abaixo traz os principais mecanismos legais responsáveis pela regulamentação da geração distribuída na Espanha.

Tabela 4 - Instrumentos Legais na Espanha entre 1997 a 2008.

Legislação	Regulamento	Meta de Instalação	Feed in Tariff
Lei 54/1997	Permitiu a conexão de sistemas fotovoltaicos à rede	Não Definida	Não definida
Real Decreto 2818/1998	Instituiu o <i>Feed in Tariff</i> por preço médio do mercado	50MW	Preço médio do Mercado Regulado
Real Decreto 436/2004	Permitiu a venda para o mercado livre	150MW para B.1.1 e 200MW para subgrupo B.1.2	575% a 200% da Tarifa Regulada dependendo do Subgrupo
Real Decreto 661/2007	Permitiu a venda para o mercado livre	500MW	575% a 200% da Tarifa Regulada dependendo do Subgrupo
Real Decreto 1578/2008	Redução de 30% da <i>Feed in Tariff</i> , mais redução na tarifas das instalações no solo e aumento das em edifícios	500MW	Redução de 30% das tarifas anteriormente estabelecidas

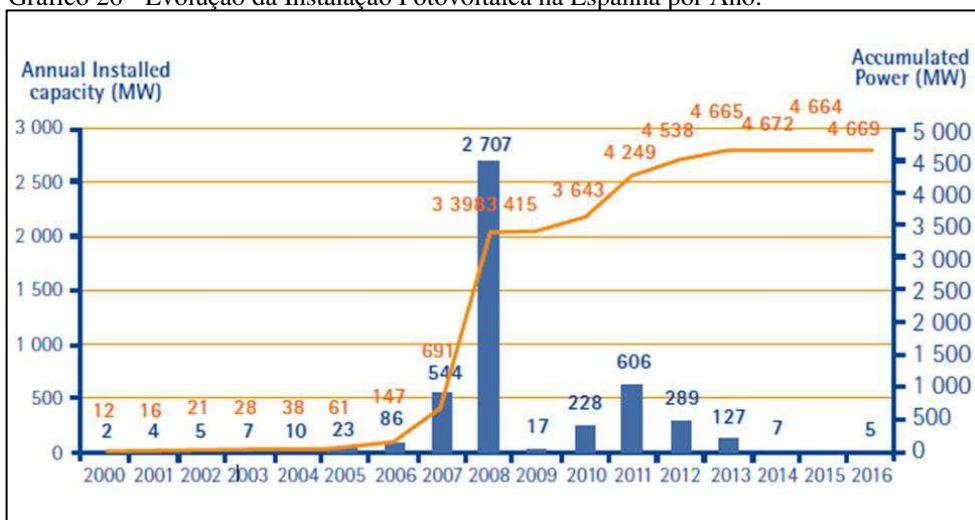
Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Através da análise do histórico das normas acima, percebe-se claramente uma preocupação do legislador espanhol em controlar a expansão da geração solar fotovoltaica. Essas medidas foram visivelmente sentidas em 2009 (AFONSO, 2012).

Após uma pontual recuperação, nos anos de 2010 e 2011, o governo espanhol publicou o Real Decreto 1/2012, que suspendeu temporariamente a possibilidade de novas instalações e retirou os incentivos econômicos, sob a justificativa de que a energia já produzida havia ultrapassado as metas estabelecidas (ESPANHA, 2012).

A partir das reduções gradativas nas *Feed in Tariffs*, houve grande diminuição de novas adesões, conforme demonstra o Gráfico abaixo.

Gráfico 26 - Evolução da Instalação Fotovoltaica na Espanha por Ano.



Fonte: IEA (2016).

Atualmente, mesmo sem os incentivos da tarifa prêmio (*Feed in Tariff*), a geração solar fotovoltaica continua sendo atrativa, considerando o preço da eletricidade, as condições climáticas e o investimento nos componentes (IEA, 2016).

c) Japão

No Japão, a geração distribuída solar fotovoltaica foi instrumentalizada pelo Ato nº. 71, de 14 de junho de 2002, denominado de *Basic Act on Energy Policy*. Essa norma trouxe estratégias para o estímulo da geração de energia através de fontes renováveis e outras não renováveis.

Também baseada no sistema *Feed in Tariff*, o crescimento da geração distribuída com fonte solar fotovoltaica no Japão tem como responsável os subsídios econômicos e fiscais estabelecidos pelo governo japonês.

A energia injetada na rede por geração distribuída é adquirida pelo dobro do preço da energia comercializada no varejo, para instalações com potência menor do que 10kW. Isso trouxe um resultado expressivo, sendo que a geração distribuída solar fotovoltaica ultrapassou, em 2010, os 3,6GW, o que representa uma fatia de 1,5% da capacidade total de geração no país (IEA, 2011).

Alterações na legislação japonesa no ano de 2016, com entrada em vigor em abril de 2017, fixaram a tarifa prêmio abaixo dos exercícios anteriores, garantindo uma vigência de pagamento entre 20 e 10 anos. A tarifa prêmio foi prefixada em 24 JPY/kWh (vinte e quatro ienes japoneses por quilowatt hora) para sistemas fotovoltaicos com capacidade de 10kW ou

mais, durante um período de 20 anos, e 33 JPY/kWh (trinta e três ienes japoneses por quilowatt hora) para sistemas fotovoltaicos com capacidade menor do que 10kW, durante um período de 10 anos (IEA, 2016).

Desde a entrada em vigor do programa de *feed in tariff* (tarifa prêmio), que ocorreu em julho de 2012, até agosto de 2016, a capacidade total de sistemas fotovoltaicos instalada totalizou 80,3 GW, sendo 5 GW para sistemas com capacidade inferior a 10 kW, 35,6 GW para sistemas com capacidade maior do que 10 kW e menor do que 1 MW, e 39,6 GW para sistemas acima de 1MW (IEA, 2016).

O pagamento das tarifas prêmio é subsidiado pelo governo, que alocou cerca de 48,3 bilhões de ienes japoneses para essa finalidade. Outras medidas de incentivo estão sendo adotadas pelos ministérios e governos locais, tais como o projeto do Ministério de Meio Ambiente para instalação de energia solar fotovoltaica em prédios públicos (IEA, 2016).

d) Itália

Os incentivos que colocaram a Itália em patamar de destaque quando se fala em geração distribuída solar fotovoltaica são decorrentes de, basicamente, três fases do programa governamental de incentivo, denominado de Programa *Conto Energia*, baseados no *Feed in Tariff*.

A primeira fase do programa, intitulada de *Primo Conto Energia* decorreu de dois decretos governamentais em 2005 e 2006, e se encerrou em 2009, com 5.733 instalações solares fotovoltaicas, tanto decorrentes de geração distribuída como de geração centralizada (IEA, 2011).

A segunda fase do programa, a *Nuovo Conto Energia*, instrumentalizada por decreto governamental de 2007, terminou com um total de 153.285 unidades de geração solares fotovoltaicas, correspondendo a uma potência de 3.247MW (IEA, 2011).

A terceira fase do programa previu uma alocação de 744 milhões de euros para pagamento da tarifa prêmio (*Feed in Tariff*) aos produtores (IEA, 2011), o que demonstra que o sucesso da experiência italiana na geração solar fotovoltaica esteve diretamente ligado ao pagamento de uma tarifa atrativa aos geradores.

O crescimento e destaque italiano decorreu pelo massivo suporte entre os anos de 2005 e 2013, quando estavam vigentes as tarifas prêmio. No ano de 2016, quando o programa de incentivos pela tarifa prêmio não estava mais vigente, o setor fotovoltaico italiano continuou a crescer, timidamente. Atualmente, a Itália conta basicamente com dois

mecanismos de suporte, sendo eles o *Scambio Sul Posto*, que é válido para instalações inferiores a 200 kW, para instalações antes de 2015 e de 500 kW, para instalações posteriores a 2015, e a política de incentivos fiscais e certificados brancos (IEA, 2016).

O *Scambio Sul Posto* consiste numa política de *net billing*, onde a energia injetada na rede pelo prosumidor (consumidor que produz energia através da geração distribuída) é vendida para a concessionária ou, como no caso da Itália, no mercado atacadista de energia. Esse modelo se diferencia do *net metering* pelo fato de que, neste último a energia é compensada com a distribuidora local, enquanto no segundo ela é vendida e os valores da venda e da conta de energia são, ao final, compensados (MOURA, 2016).

e) Estados Unidos

A experiência estadunidense traz uma grande variedade de incentivos, tendo em vista que cada estado membro possui autonomia legislativa sobre o setor de energia elétrica. Assim cada estado membro, de acordo com suas diretrizes político-energéticas, pode estabelecer programas de incentivo a esse tipo de mercado.

Dentre os vários programas estabelecidos, destaca-se o estabelecido no Estado da Califórnia, denominado de *California Solar Initiative*, que fornece descontos para o consumidor residencial de energia renovável, no montante de R\$ 2,80 US\$/W (AFONSO, 2012).

Outras políticas adotadas nos Estados Unidos estão relacionadas a concessão de reduções fiscais, estas no importe de 30%, incidentes sobre as operações tributáveis, e subsídios de ativos de energia solares fotovoltaicas. Essa política fiscal é estabelecida pelo governo federal e tinha vigência até o final do ano de 2016 (IEA, 2016).

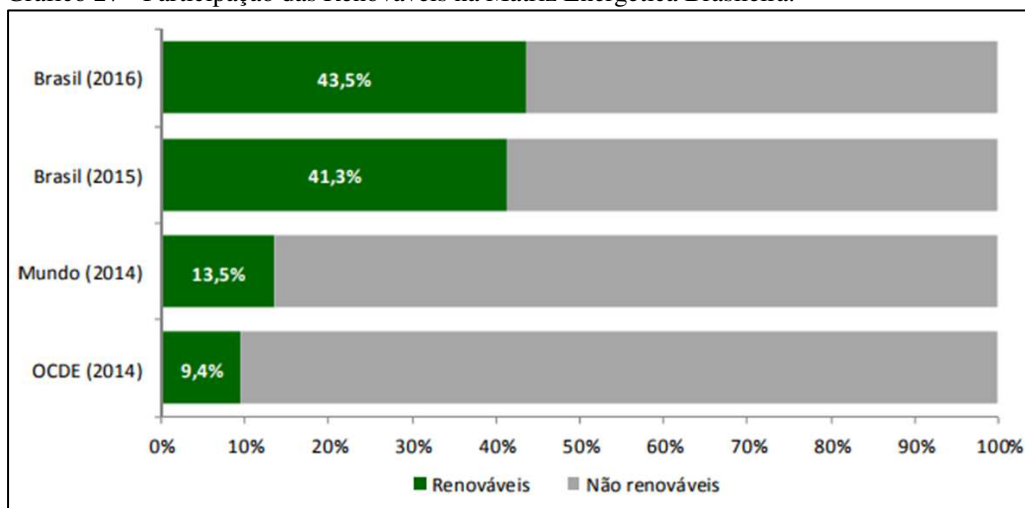
Essa política fiscal foi prorrogada até o final do ano de 2020. A partir de então, a redução fiscal diminuirá até o ano de 2022, onde expirará para os sistemas de titularidade de pessoas físicas e permanecerá em 10% para os sistemas de titularidade do setor comercial (IEA, 2016).

5.5 Propostas para o modelo nacional

O grande desafio da geração distribuída (micro e minigeração) não só no Brasil, mas em todo o mundo, é a distribuição dos custos marginais com os componentes do mercado de consumo e produção de geração distribuída de energia elétrica.

A realidade nacional, que tem duas grandes diferenças para o restante dos países que se destacam na geração distribuída, são a participação de renováveis na matriz energética e a situação econômica do país. Segundo a EPE (2017), a participação das energias renováveis na matriz energética brasileira, em 2016, está entre as maiores do mundo, conforme demonstra Gráfico abaixo.

Gráfico 27 - Participação das Renováveis na Matriz Energética Brasileira.



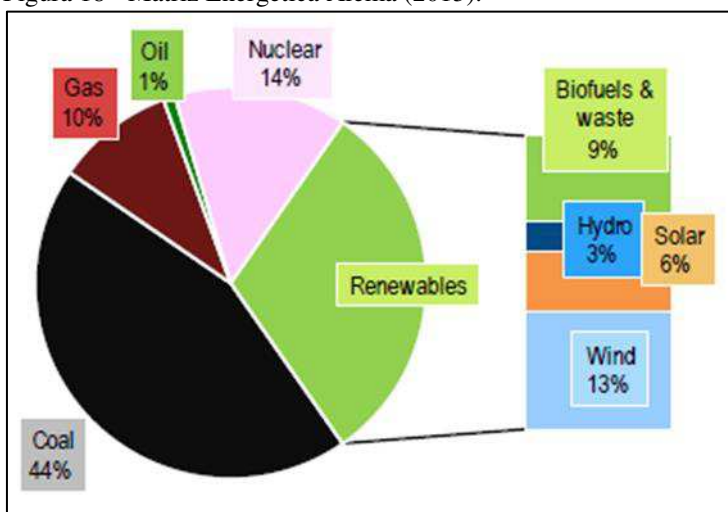
Fonte: EPE (2017).

Nota-se que nos países em que a geração distribuída se destacou, o percentual de energias renováveis na matriz energética é menor do que no Brasil. Enquanto no Brasil as energias renováveis respondem por 43,5% da capacidade total, segundo dados de 2016 (BRASIL, 2017), nos demais países esse percentual corresponde a 31% (Alemanha), 36% (Espanha), 16% (Japão) e 14% (Estados Unidos), com cenário base de 2015 (IEA, 2015a; 2015b; 2015c; 2015d).

Ressalta-se, no entanto, que nos países acima citados, com exceção do Brasil, houve políticas e diretrizes governamentais que tinham por finalidade transformar a matriz energética para inclusão de fontes renováveis sendo que, portanto, a realidade de participação das renováveis hoje não reflete o cenário passado. A Alemanha tinha, por exemplo, no ano de 1995, 89% de sua matriz energética composta por combustíveis fósseis (EVANS; PEARCE, 2015).

No ano de 2015, a maior fonte de energia da Alemanha era proveniente da queima de carvão, representando 44% da matriz energética nacional, seguida da nuclear com 14%, e da eólica, com 13% (IEA, 2015a), conforme figura abaixo.

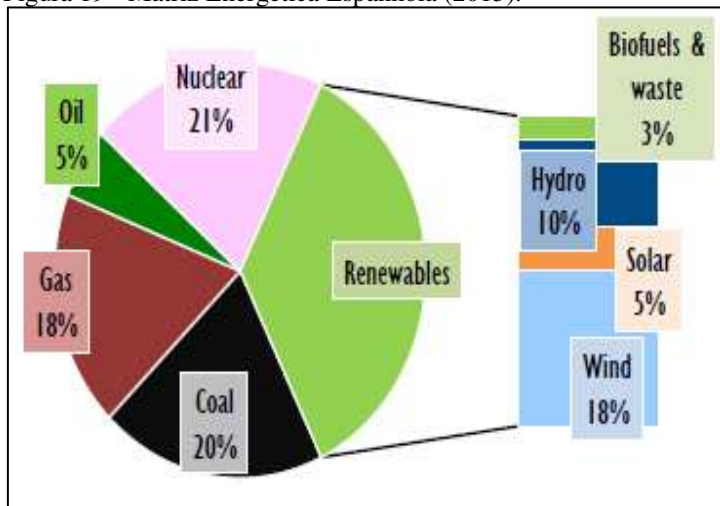
Figura 18 - Matriz Energética Alemã (2015).



Fonte: IEA (2015a).

A Espanha possui uma matriz energética predominantemente nuclear, com 21%, seguida da queima de carvão, com 20% e da eólica e gás natural, ambas com 18%. A figura abaixo destaca ainda a participação significativa das energias renováveis na matriz energética da Espanha, com um percentual de 36% (IEA, 2015b).

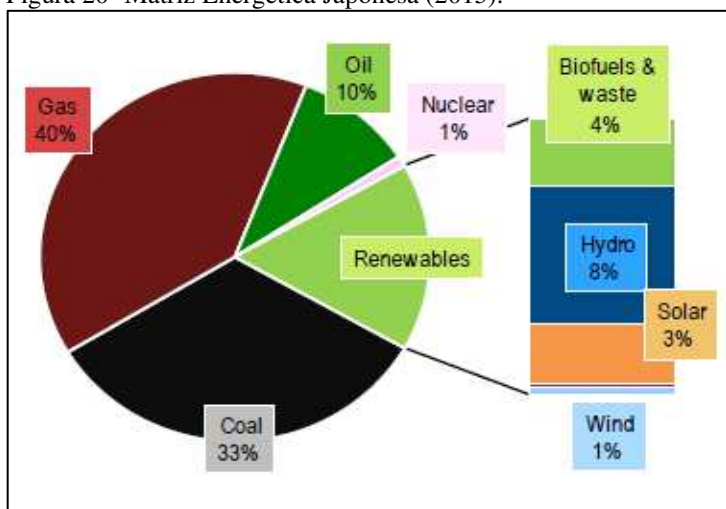
Figura 19 - Matriz Energética Espanhola (2015).



Fonte: IEA (2015b).

Por sua vez, o percentual de participação das renováveis na matriz energética japonesa é de 16%, com destaque para a proveniente de fonte hidroelétrica, com 8% de participação. Dentre as não renováveis, destacam-se o carvão (33%) e o gás natural (40%) (IEA, 2015c).

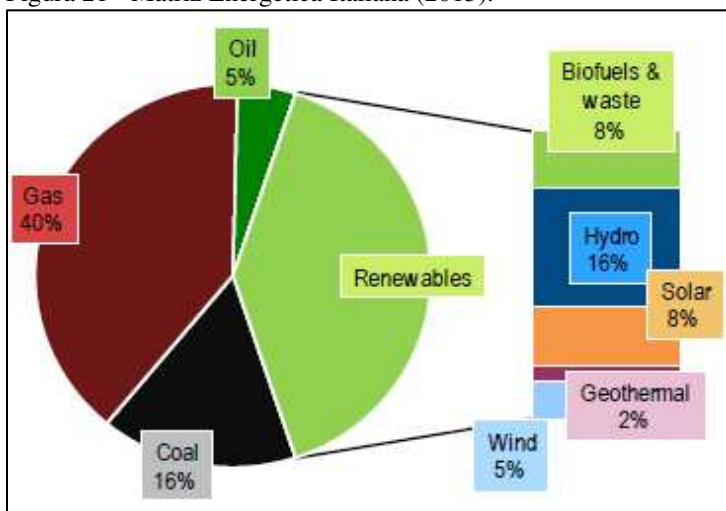
Figura 20- Matriz Energética Japonesa (2015).



Fonte: IEA (2015c).

Na matriz energética italiana, destacam-se o gás natural (40%) e o carvão (16%), dentre as não renováveis. Dentre as renováveis, o maior percentual pertence a fonte hidroelétrica (16%) seguida da solar, com 8% de participação, conforme figura abaixo (IEA, 2015e).

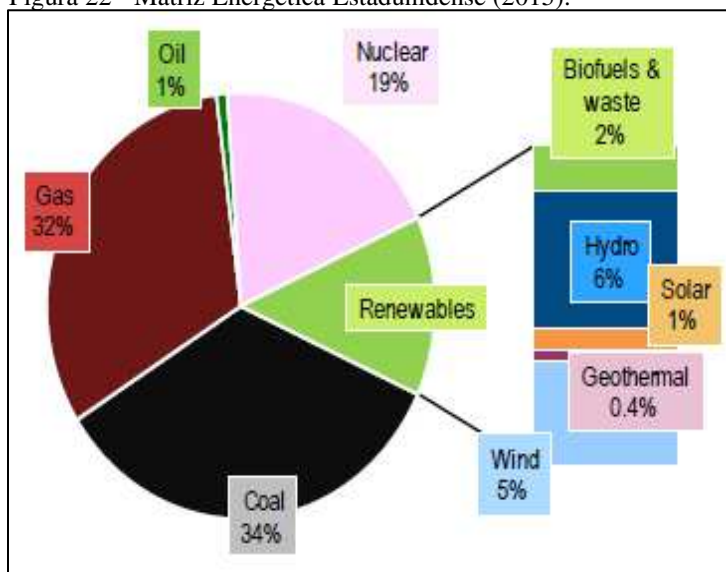
Figura 21 - Matriz Energética Italiana (2015).



Fonte: IEA (2015e).

Finalmente, a figura abaixo demonstra que nos Estados Unidos a grande maioria da energia produzida decorre de fonte não renovável. O carvão representa a maior fatia da matriz energética estadunidense, com um percentual de 34%, conforme figura 48, logo abaixo.

Figura 22 - Matriz Energética Estadunidense (2015).



Fonte: IEA (2015d).

Conforme se observa das matrizes energéticas dos países acima destacados, ainda há uma grande quantidade de energia produzida por meio da queima de combustíveis fósseis, causando impactos ambientais sérios, principalmente relacionados ao aumento da temperatura global.

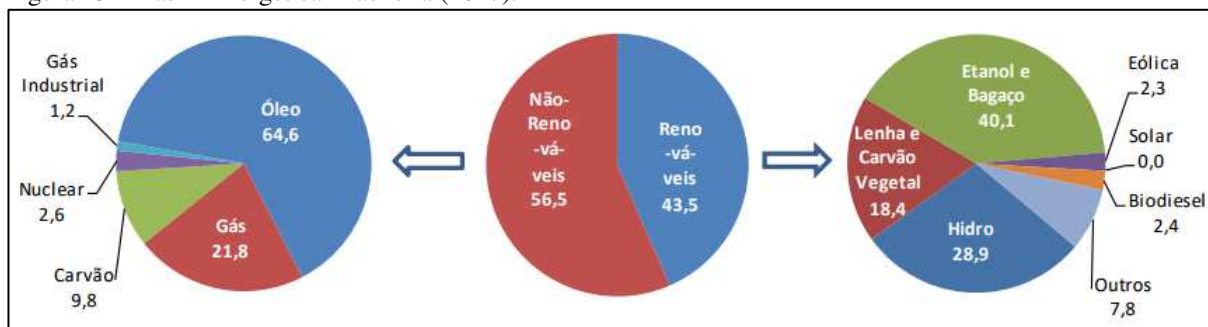
Percebe-se que a adoção de políticas energéticas para diversificação da matriz energética e a escolha por uma matriz energética decorrente de fontes renováveis nesses países, na verdade, pode não ter sido tanto uma questão de escolha nem de consciência ambiental, mas sim de necessidade. Nesses países, nota-se que os incentivos econômicos para implantação e principalmente difusão da geração distribuída foram subsidiados pelos governos e, até mesmo, divididos entre os consumidores locais, onde cada um pagava por uma pequena parcela na sua conta de energia (caso da Alemanha).

Esses subsídios econômicos, tanto estatais quanto provenientes de recursos cobrados diretamente na conta dos consumidores, eram necessários para alocação de recursos para pagamento das tarifas prêmio, um dos principais vetores de difusão da geração distribuída, juntamente com a garantia temporal de retorno do investimento (em alguns países acima citados a tarifa prêmio tinha uma garantia de pagamento de 20 anos).

A adoção de políticas energéticas dessa magnitude requer disponibilidade de recursos financeiros. Os subsídios devem ser garantidos pelo estado ou devem ser divididos pela universalidade de consumidores. Os países citados acima possuíam condições nessas duas frentes. Não parece, no entanto, ser o caso do Brasil.

Em primeiro lugar, porque o Brasil passa por uma das piores crises financeiras de sua história, e em segundo porque a matriz energética nacional sempre foi predominantemente proveniente de fontes renováveis. Conforme já dito anteriormente, o percentual de renováveis na matriz energética brasileira corresponde a 43,5 pontos, conforme figura abaixo.

Figura 23 - Matriz Energética Brasileira (2017).



Fonte: Brasil (2017).

Essas duas profundas diferenças de realidade entre o Brasil e os países que se destacaram nas políticas de incentivo à geração distribuída, citados no item 5.4. (Alemanha, Espanha, Japão, Itália e Estados Unidos), colocam em dúvida a eficiência de adoção de qualquer método pré-definido, sem adaptações, à realidade brasileira.

A adoção de uma tarifa prêmio no Brasil necessitaria de subsídios governamentais ou dos consumidores em geral, com a criação de um encargo setorial, por exemplo, a fazer parte da Parcela A das tarifas das concessionárias de energia elétrica e repartido pela universalidade de consumidores de determinada área de concessão.

Ocorre, no entanto, que a situação financeira do Brasil dificilmente possibilitaria um subsídio governamental voltado para a questão da microgeração, tendo em vista que não há argumentos ambientais suficientemente fortes (quase a metade da energia no Brasil é proveniente de fontes renováveis) para a adoção dessa medida numa situação economicamente crítica como do momento.

De outra ponta, com o cenário político bastante desgastado por conta dos escândalos de corrupção apurados pelas operações da Polícia Federal Brasileira, dificilmente o Governo Federal, muitas vezes envolvido nessas negociações, se desgastaria transferindo o ônus da microgeração para a população, por óbvios motivos eleitorais.

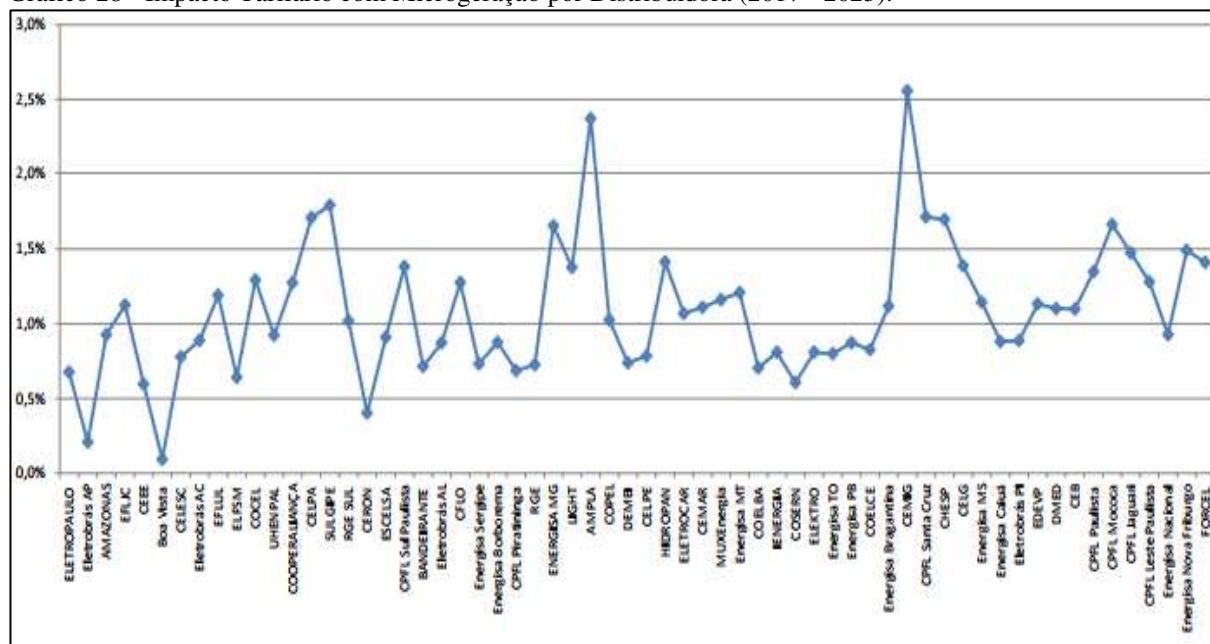
Não se verifica no Brasil o apelo populacional existente na Alemanha, por exemplo, no começo e durante o programa de diversificação da matriz energética alemã por meio de fontes renováveis.

Certo é que, na vigência do modelo atual brasileiro (*net metering*), e sem a perspectiva de outros programas de injeção da microgeração, tais como a instituição de uma *Feed in Tariff*, esta dificilmente desencadeará os temidos eventos da espiral da morte anteriormente abordados.

Pesquisas da ANEEL (2017c) preveem uma quantidade total de 886 mil geradores em 2024, com impacto no aumento das tarifas das distribuidoras médio acumulado no período 2017 – 2014 de 1,1%. A concessionária que teve maior aumento na sua tarifa segundo a referida projeção foi a CEMIG, com 2,6% de aumento acumulado entre 2017 e 2023.

Abaixo Gráfico 28 demonstra os percentuais de impacto da inserção da microgeração nas tarifas das distribuidoras.

Gráfico 28 - Impacto Tarifário com Microgeração por Distribuidora (2017 - 2023).



Fonte: ANEEL (2017c).

Esse cenário foi construído com base em premissas de crescimento estáveis, sem a previsão de incentivos ou políticas energéticas fora das já existentes no país.

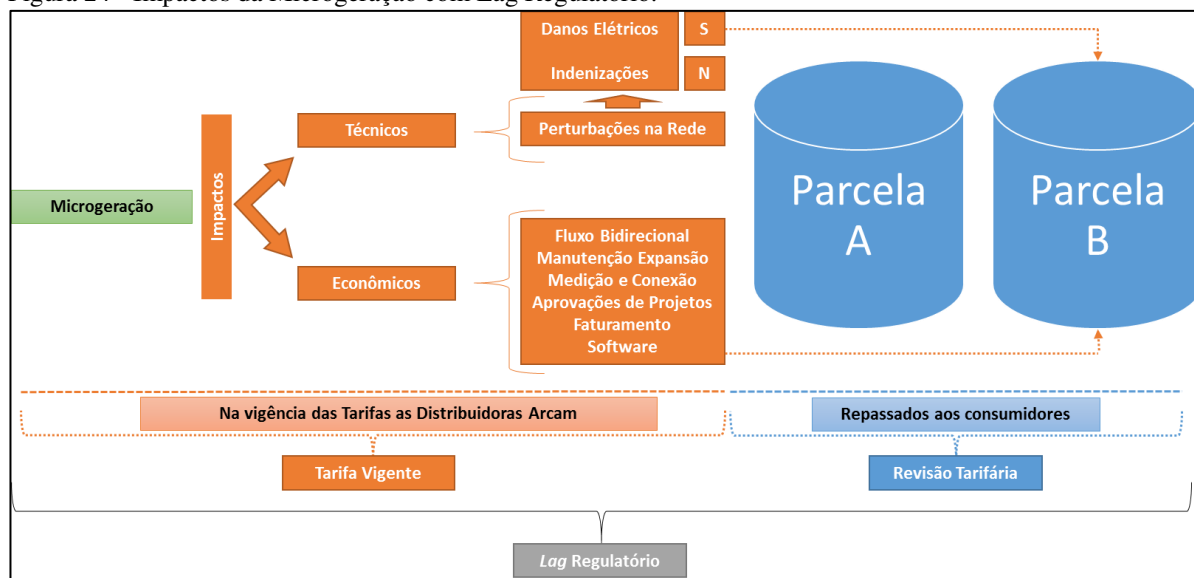
No entanto, a baixa probabilidade de ocorrerem os fenômenos desencadeadores da espiral da morte não descarta a ocorrência dos impactos relatados no item 5.2 do presente trabalho. No citado item, basicamente, foram descritos dois tipos de impactos, decorrentes da inserção da microgeração na rede das distribuidoras de energia elétrica: técnicos e econômicos. Os técnicos são as eventuais perturbações na rede das concessionárias.

Esses impactos podem virar econômicos na medida em que as concessionárias tenham que ressarcir eventuais danos elétricos para demais consumidores ou tenha que pagar

indenizações decorrentes de demandas judiciais. Os econômicos são representados pela redução do fluxo de caixa das distribuidoras, pela diminuição do mercado de consumo, e pelos demais custos que as distribuidoras devem arcar com a microgeração.

A lógica de ocorrência desses impactos é demonstrada na Figura 24 a seguir e, dependendo do *lag* regulatório, podem ser atingidos as concessionárias e os consumidores.

Figura 24 - Impactos da Microgeração com Lag Regulatório.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

Na figura acima, os impactos de contratação de energia nova (Parcela A) não estão contemplados, pois já foram explicados na figura 38. A Figura 24 demonstra o *lag* regulatório, onde os custos da microgeração, no momento da inserção e desde que não estejam previstos na revisão tarifária anterior, serão arcados integralmente pelas distribuidoras. No momento da revisão tarifária seguinte, os custos previstos pelas distribuidoras decorrentes da inserção da microgeração deverão compor a Parcela B da tarifa, sendo distribuídos para os demais consumidores, lembrando aqui a questão social anteriormente levantada, onde os consumidores que não possuem condições financeiras de aderir ao sistema de microgeração pagarão pelos custos decorrentes da previsão de futuras instalações.

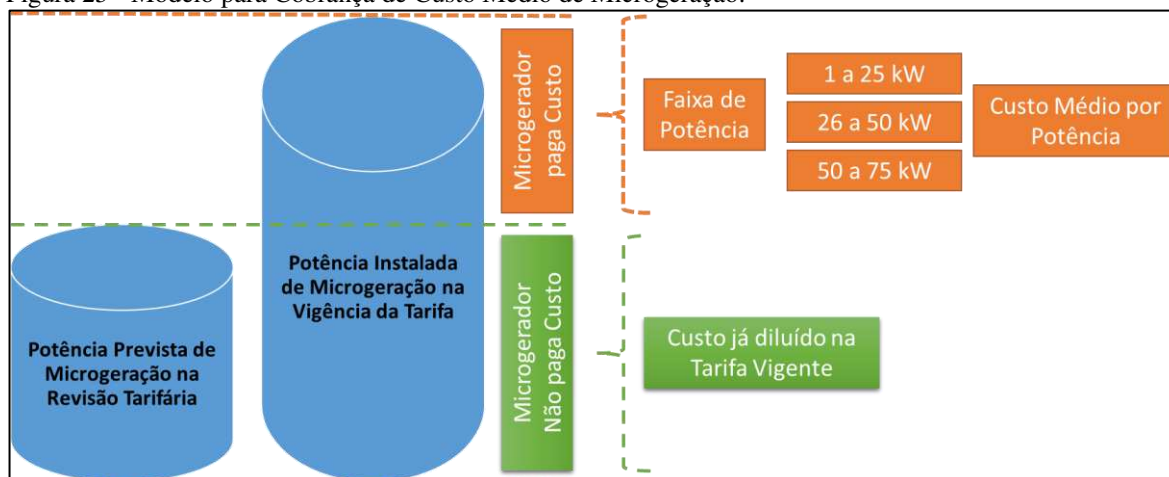
Pelo que se observa, existem dois momentos distintos onde os custos incidirão, e dependendo desse momento, a distribuidora local ou os consumidores arcarão. Percebe-se, assim, que eventuais soluções para redistribuição desses custos deverão levar em consideração essas duas situações distintas. As propostas regulatórias para adequação da

realidade brasileira seriam, portanto, em dois níveis: um durante a vigência da tarifa e outro quando da revisão tarifária seguinte.

No primeiro caso, uma solução seria estabelecer um limite de inserção da microgeração por potência instalada, sem custos aos microgeradores. Esse limite seria exatamente igual a capacidade prevista de inserção da microgeração na rede da distribuidora na última revisão tarifária. Assim, se no processo de revisão tarifária a distribuidora previu custos relacionados a inserção de 10 MW de potência na sua rede, esses custos já estão diluídos na tarifa vigente e, portanto, não seriam cobrados dos microgeradores.

A partir de então, a entrada da microgeração estaria condicionada ao pagamento de um custo médio de instalação da microgeração, por potência instalada, e seria igual a média de custos para aquela faixa de potência microgeradora. A figura abaixo demonstra esse modelo.

Figura 25 - Modelo para Cobrança de Custo Médio de Microgeração.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

No modelo acima apresentado, as novas adesões de microgeração não seriam cobradas dos novos acessantes até o limite de potência considerado na revisão tarifária anterior. Ultrapassado esse limite, o novo acessante deveria pagar um custo pela adesão, que corresponderia exatamente ao custo médio por faixa de potência estabelecido.

Esse mecanismo evitaria a ocorrência do *lag* regulatório e impediria eventuais perdas gastos das concessionárias decorrente da logística de implementação das novas conexões. Recomenda-se que o custo médio cobrado por potência pelo excedente de inserção de microgeração sofra reajustes periódicos a fim de que este contemple os ganhos de escala das distribuidoras.

Sabe-se que com o passar do tempo e com o aumento do número de microgeradores conectados ao sistema das distribuidoras esta passe a aumentar seu *know how* e sua eficiência, e isso deve ser representado quando da revisão desses custos médios por potência.

Porém, somente a implementação dessa cobrança pelo excedente de potência de penetração da microgeração não evitaria outros impactos, como por exemplo, da perda de receita decorrente da energia que deixou de ser vendida pelas concessionárias. Por outro lado, blindaria as concessionárias de uma adesão fora do limite de potência de inserção da microgeração estabelecido, e, conseqüentemente, protegeria os consumidores de um impacto maior na sua tarifa de energia elétrica.

Ademais, estabelecendo um limite de penetração de microgeração na revisão tarifária, os custos para adequação das redes de distribuição estariam incluídos na nova tarifa, de maneira que as concessionárias teriam recursos suficientemente equitativos para tanto. Adequando a rede das concessionárias para a entrada da microgeração, teoricamente, a qualidade e a segurança do suprimento energético aumentariam, o que justificaria, em tese, o repasse desses custos para os demais consumidores, que se beneficiariam de uma energia elétrica mais adequada, eficiente e contínua.

Dessa forma, o modelo sugerido, em tese, faria frente aos dois momentos críticos que ameaçam o (i) equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão (na vigência da tarifa) e a (ii) modicidade tarifária, sendo que os custos previstos dentro do limite de penetração da microgeração seriam arcados por todos os usuários cativos da área de concessão (na revisão tarifária seguinte) em troca de uma energia de melhor qualidade.

Resta claro que o sucesso do modelo sugerido dependeria de uma assertividade no momento de definição do limite de potência de microgeração a ser repassado na tarifa, sob pena de os consumidores cativos sejam afetados por um eventual aumento tarifário decorrente de custos que podem não se realizar, em caso de uma adesão menor do que a prevista.

Certo é que nenhum modelo tarifário existente distribui os custos de maneira precisa entre os agentes do mercado, mas devem prever instrumentos aptos a manter o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão, de modo a remunerar justamente o prestador de serviços, distribuído, ao máximo, os custos de maneira mais equânime possível.

Sabe-se que o tema exposto no presente trabalho é bastante complexo e seu esgotamento não é a finalidade desse estudo. Porém, conforme se percebeu, nos moldes atuais, existe uma espécie de subsídio cruzado, onde os não microgeradores pagam parcela

dos custos decorrentes da microgeração, existindo ainda a possibilidade, em eventual adesão em massa de microgeradores, de desequilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão de distribuição de energia elétrica. Impactos significantes ainda não foram observados, o que não exclui a possibilidade de proposição de reajustes ao modelo vigente.

Para implementação do modelo sugerido, um plano de trabalho deve ser desenvolvido, de modo a descrever as fases e etapas para adoção das medidas a serem tomadas. A figura abaixo traz um plano de desenvolvimento do modelo sugerido, com etapas previamente definidas.

Figura 26 - Projeto de Implementação do Custo de Microgeração.



Fonte: Elaborado pelo autor (2017).

O primeiro passo previsto para o plano de implementação é a definição do limite de potência de microgeração a ser repassado na próxima revisão tarifária, através de critérios técnicos e históricos. Esse é um passo crítico que, conforme já acima observado, deve ser feito com assertividade, para evitar repasses de custos de inserção de microgeração que podem não ocorrer. O efeito contrário também não é desejável, o que pode e deve desestimular a nova adesão de microgeradores, por conta dos custos de microgeração a ser pagos conforme a faixa de potência estabelecida.

O segundo passo é a definição do custo médio que as distribuidoras irão cobrar dos microgeradores que resolvam aderir ao sistema após a ultrapassagem do limite de

potência de microgeração definido para aquela vigência tarifária. Esses custos devem refletir exatamente os gastos que as distribuidoras terão com a conexão dos novos microgeradores à sua rede. Nesse cálculo também devem estar previstos os eventuais ganhos de eficiência e escala das distribuidoras, de modo que a cobrança reflita, sempre que possível, os reais custos.

O terceiro passo é a alteração da Resolução 482 da ANEEL, devendo aí serem precedidos todos os procedimentos administrativos previstos, como a realização de audiências públicas com os *stakeholders* visando ampliar as discussões técnicas e legais sobre a implementação do custo da microgeração. A título de sugestão, a etapa dois pode ser desenvolvida concomitantemente com a etapa 3, visando considerar as eventuais contribuições das partes interessadas e envolvidas nesse processo.

O quarto passo é o estabelecimento de políticas de revisões periódicas das cobranças referentes ao custo médio por potência que extrapole a meta prevista de inserção da microgeração. Esse item é essencial não só para que os ganhos de escala e eficiência das distribuidoras reflitam no custo médio por potência, mas também para garantir sua real adequação aos custos das concessionárias.

O derradeiro passo é a implementação dos limites de potência de penetração da microgeração na próxima revisão tarifária, de forma a garantir a receita necessária para cobrir os custos advindos da previsão de novos microgeradores.

A definição de regras claras, como as que estão sendo propostas no modelo acima, podem trazer segurança jurídica, econômica e equidade na divisão dos custos da microgeração, requisitos necessários para qualquer política energética a ser implantada.

6 CONSIDERAÇÕES FINAIS

O modelo de geração de energia centralizada foi base para o desenho da estrutura dos setores elétricos da grande maioria dos países do mundo, e isso não foi diferente no Brasil.

Sendo os modelos dos setores elétricos desenhados para essa forma de geração, é natural que alterações nos atuais sistemas sejam propostas, para adequação à uma realidade vindoura. Alguns países do mundo já sentiram essas alterações e outros estão em processo de experimentação, mas pode-se dizer que o setor mundial como um todo está em processo de adequação.

A geração distribuída no Brasil pode ser considerada incipiente, em comparação com outras realidades internacionais. Isso se mostrou claro quando analisados os cinco países que possuem grande destaque quando se fala em geração descentralizada, principalmente no que tange a de fonte solar fotovoltaica. Percebeu-se, nesses países, que a iniciativa foi tomada por meio de políticas energéticas que tiveram como base a diversificação da matriz energética, visando inserir na produção nacional um percentual significativo de fontes renováveis.

Pelas suas características naturais, o Brasil teve, na sua história energética, predominantemente uma matriz renovável, por conta da larga utilização capacidade hidroelétrica. Porém, um planejamento a longo prazo com determinação de políticas energéticas e alterações regulatórias adequadas, pode aumentar mais ainda a participação das fontes renováveis, com especial destaque para a microgeração solar.

Rico em recursos naturais, o Brasil também é privilegiado quando se trata de potencial de geração de energia através da irradiação do sol. Pesquisas recentes demonstram um enorme potencial para produção de energia através de painéis solares fotovoltaicos em telhados residenciais. Dados dos registros de microgeração da ANEEL corroboram esse potencial, visto que a maioria dos registros de microgeração são provenientes de fontes solares fotovoltaicas e estão instaladas em unidades consumidoras cuja classificação é a residencial.

O crescimento ano após ano desses registros de microgeração chamou a atenção da própria ANEEL, que desenvolveu dois estudos para analisar o impacto dessas adesões para as concessionárias e para a tarifa a ser aplicada aos consumidores finais.

Observou-se que o modelo tarifário nacional, estabelecido nos anos noventa e aprimorado nos anos dois mil, pode não comportar uma adesão em massa de microgeradores,

no que se refere à manutenção do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos de concessão e à alocação de custos que compõem a tarifa de energia elétrica. A forma estabelecida de composição e revisão da tarifa proporciona um *lag* regulatório que pode impactar as distribuidoras nacionais e milhares de consumidores cativos.

Os custos decorrentes da microgeração, nos moldes regulatórios atuais, podem ser repassados para as distribuidoras de energia elétrica, impactando o fluxo de caixa das mesmas (no momento da vigência da tarifa), e para os próprios consumidores (quando da próxima revisão tarifária). Os meios disponíveis para a realocação desses custos de uma forma mais equânime não é tarefa simples, tendo em vista o complexo arcabouço legal e regulatório vigente no Brasil.

Pode-se dizer que essa realidade já foi enfrentada por outros países, e as soluções dadas foram as mais diversas. Enquanto uns resolveram manter um programa de remuneração baseado em tarifas prêmio, outros resolveram cancelar o programa e limitar ou condicionar, através do pagamento de custos, a inserção da geração distribuída. Tendo em vista a discrepância da realidade econômica e energética desses países, viu-se que a simples importação de uma ou de outra solução poderia não se adequar ao Brasil.

O modelo proposto, portanto, foi uma construção baseada na melhor forma de alocação dos custos levando em consideração a realidade regulatória nacional, balanceando as diferenças dos agentes de mercado e estabelecendo limites de inserção da microgeração sem pagamento de custos por parte dos microgeradores e prevendo limites de potência a serem instalados nos anos seguintes aos das revisões tarifárias.

O modelo apresentado pode e deve ser aprimorado, estabelecendo-se, por exemplo, uma condicionante em que todos os agentes do mercado ganham. É o caso, por exemplo, de estimulação da microgeração em locais onde há deficiência na qualidade do fornecimento de energia. Ao invés da concessionária despender recursos para melhoria naquele circuito, entraria a microgeração com incentivos. O recurso economizado pela concessionária de energia elétrica poderia ser redirecionado para o microgerador naquela localidade, na espécie de créditos extras na sua conta de energia. Essa e outras medidas podem ser adotadas para que o Brasil alcance um patamar de destaque na microgeração.

REFERÊNCIAS

ABREU, Yolanda Vieira de. **A reestruturação do setor elétrico brasileiro: questões e perspectivas**. 1999. 194 p. Dissertação (Mestrado em Energia), Universidade de São Paulo, São Paulo, 1999.

AFONSO, Geraldo Sidnei. **Análise dos instrumentos normativos de suporte à geração solar fotovoltaica distribuída conectada à rede de distribuição**. 2012. 146 p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade de Brasília, Brasília, 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Resolução normativa nº 167, de 10 de outubro de 2005. Estabelece as condições para a comercialização de energia proveniente de Geração Distribuída. Brasília, DF, 2005. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2005167.pdf>>. Acesso em: 27 nov. 2015.

_____. **Atlas de Energia Elétrica**. 3. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2008.

_____. Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica de forma atualizada e consolidada. Brasília, DF, 2010. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 27 nov. 2015.

_____. Resolução Normativa 482, de 17 de abril de 2012. Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF, 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 27 nov. 2015.

_____. Resolução normativa nº 517, de 11 de dezembro de 2012. Altera a Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012, e o Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição – PRODIST. Brasília, DF, 2012b. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012517.pdf>>. Acesso em: 27 nov. 2015.

_____. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST: Modulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição: Revisão 4**. Brasília, DF, 2012c.

_____. Resolução normativa nº. 648, de 3 de fevereiro de 2015. Aprova a revisão do Submódulo 2.4 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - Proret, o qual estabelece a metodologia para a definição da estrutura ótima de capital e do custo de capital a serem utilizados para cálculo das Revisões Tarifárias Periódicas das concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica. Brasília, DF, 2015. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015648.pdf>>. Acesso em: 27 nov. 2015.

_____. **Geração distribuída amplia número de conexões em 2015**. Brasília, DF, 2016a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=9044&id_area=90>. Acesso em: 27 nov. 2015.

_____. **Micro e minigeração distribuída sistema de compensação de energia elétrica.** 2. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016b. (Cadernos Temáticos ANEEL). Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigera%C3%A7%C3%A3o+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em: 2 dez. 2015.

_____. **Por dentro da conta de luz.** 7. ed. Brasília, DF: ANEEL, 2016c.

_____. **Geração distribuída.** Brasília, DF: ANEEL, 2017a. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Distribuidora.asp>. Acesso em: 2 dez. 2015.

_____. Sistema de Registro de Geração Distribuída – SISGD. **Outorgas e Registros de Geração.** Brasília, DF: ANEEL, 2017b. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/outorgas/geracao/-/asset_publisher/mJhnKli7qcJG/content/registro-de-central-geradora-de-capacidade->. Acesso em: 2 dez. 2015.

_____. Nota Técnica nº. 0056/2017-SRD/ANEEL. Processo nº: 48500.004924/2010-51. Assunto: Atualização das projeções de consumidores residenciais e comerciais com microgeração solar fotovoltaicos no horizonte 2017-2024. Brasília, DF: ANEEL, 2017c. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656827/15234696/Nota+T%C3%A9cnica_0056_PROJE%C3%87%C3%95ES+GD+2017/38cad9ae-71f6-8788-0429-d097409a0ba9>. Acesso em: 2 maio 2017.

ANDRADE, Diego. **Impactos dos recursos energéticos distribuídos sobre o setor de distribuição.** Rio de Janeiro, 2016. 25 slides.

ARAÚJO, Renato José Pino. **A reestruturação do mercado de Energia Elétrica no Brasil: uma análise através do paradigma estrutura-conduta-desempenho.** 2002. Dissertação (Mestrado), FADM/UFBA, Bahia, 2002.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA (ABRADEE). **Privatizações.** 2017. Disponível em: <<http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/privatizações>>. Acesso em: 15 nov. 2015.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Brasil avança em micro e minigeração distribuída com isenção de ICMS em 21 estados.** 2016. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/brasil-avanca-em-micro-e-minigerao-distribuida-com-isencao-de-icms-em-21-estados-.html>>. Acesso em: 27 nov. 2015.

_____. **A energia que cresce.** 2017. Disponível em: <<http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/a-energia-que-cresce.html>>. Acesso em: 27 nov. 2015.

BARBIERI, José Carlos. **Gestão ambiental empresarial: conceitos, modelos e instrumentos.** 3. ed. atual e ampliada. São Paulo: Saraiva, 2011.

BAUMGARTEN, Cristiano. **Modelo para análise da inserção de pequenas fontes solares fotovoltaicas em sistemas de distribuição: uma abordagem multivariável.** 2016. 125 p. Dissertação (Mestrado em Energia Elétrica), Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2016.

BRASIL. Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957. Regulamenta os serviços de energia elétrica. Brasília, 1957. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/antigos/d41019.htm>. Acesso em: 26 ago. 2017.

_____. Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, de 5 de outubro de 1988. Brasília, 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm>. Acesso em: 26 ago. 2017.

_____. Lei nº. 8.078 de 11 de setembro de 1990. Dispõe sobre a proteção do consumidor e dá outras providências. Brasília, 1990. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8078.htm>. Acesso em: 26 ago. 2017.

_____. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. Dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previsto no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências. Brasília, 1995. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8987compilada.htm>. Acesso em: 26 ago. 2017.

_____. Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, altera as Leis nos 5.655, de 20 de maio de 1971, 8.631, de 4 de março de 1993, 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, 9.478, de 6 de agosto de 1997, 9.648, de 27 de maio de 1998, 9.991, de 24 de julho de 2000, 10.438, de 26 de abril de 2002, e dá outras providências. Brasília, DF, 2004a. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/110.848.htm>. Acesso em: 26 ago. 2017.

_____. Decreto nº 5.163 de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF, 2004b. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/d5163.HTM>. Acesso em: 26 ago. 2017.

_____. Ministério de Minas e Energia (MME). **Relatório do grupo de trabalho de geração distribuída com sistemas fotovoltaicos – GT – GDSF**. Brasília: MME, 2009. Disponível em <www.mme.gov.br>. Acesso em: 27 ago. 2017.

_____. Ministério de Minas e Energia (MME). **Energia no Mundo**. Brasília, DF: MME, 2014. Disponível em: <<http://www.eletronuclear.gov.br/LinkClick.aspx?fileticket=FLeBqE8xTX8%3D&tabid=69>>. Acesso em: 27 ago. 2017.

_____. Ministério de Minas e Energia (MME). **Resenha Energética Brasileira**: exercício de 2016. Brasília, DF: MME, 2017. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/3580498/02+-+Resenha+Energ%C3%A9tica+Brasileira+2017+-+ano+ref.+2016+%28PDF%29/13d8d958-de50-4691-96e3-3ccf53f8e1e4?version=1.0>>. Acesso em: 05 set 2017.

CÂMARA, Jacintho Arruda. **Tarifa nas Concessões**. São Paulo: Malheiros, 2009.

CÂMARA, 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. Projeto (Mestrado), Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/57_camara1.pdf>. Acesso em: 23 ago. 2017.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA (CCEE). **Setor Elétrico**. 2017. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/portal/faces/pages_publico/onde-atuamos/setor_eletrico?_adf.ctrl-state=nc3vpivnc_4&_afLoop=252014910266617#!%40%40%3F_afLoop%3D252014910266617%26_adf.ctrl-state%3D8ho4hmf9_4>. Acesso em: 23 ago. 2017.

CARVALHO FILHO, José dos Santos. **Manual de Direito Administrativo**. 26. ed. rev., ampl. e atual. até 31 – 12 – 2012. São Paulo: Atlas, 2013.

CASTRO, Marco Aurélio Lenzi; FIGUEIREDO, Fernando Monteiro; CAMARGO, Ivan Marques de Toledo. Análise dos riscos de uma distribuidora associados à compra e venda de energia no novo modelo do setor elétrico. **Revista Brasileira de Energia**, v.10, n.1, p.1-13, 2004. Disponível em: <<http://www.sbpe.org.br/rbe/revista/19/>>. Acesso em: 22 jul. 2014.

CAVALIERI FILHO, Sergio. **Programa de direito do consumidor**. São Paulo: Atlas. 2008.

COELHO, Paulo Vinícius Moura. **O impacto financeiro nas distribuidoras de energia a partir da migração de consumidores especiais para o ambiente de contratação livre**. 2016. Monografia (Graduação), Universidade de Brasília, Brasília, 2016.

COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS (CEMIG). **Alternativas Energéticas: uma visão CEMIG**. Belo Horizonte: CEMIG, 2012.

COMPANHIA ENERGÉTICA DO MARANHÃO (CEMAR). **Norma Técnica NT 31.020: Conexão de microgeração distribuída ao sistema de baixa tensão**. São Luís: CEMAR, 2014.

DENNING, Lian. Lights Flicker for Utilities. **Wall Street Journal**, dez. 2013. Disponível em: <<http://online.wsj.com/news/articles/SB10001424052702304773104579270362739732266>>. Acesso em: 23 ago. 2017.

DOYLE, Gabriel Nasser de. Regulação do setor elétrico: histórico, agência reguladora, atualidades e perspectivas futuras. In: _____. **Mercados e Regulação de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Interciência, 2013.

EL HAGE, Fábio S.; FERRAZ, Lucas PC; DELGADO, Marco AP. **A estrutura tarifária de energia elétrica: teoria e aplicação**. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

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

_____. **Nota Técnica DEA 13/14: Estudos da Demanda de Energia – Demanda de Energia 2050**. Rio de Janeiro: EPE, 2014a.

_____. **Nota Técnica DEA 19/14: inserção da geração fotovoltaica distribuída no Brasil – condicionantes e impactos**. Rio de Janeiro: EPE, 2014b.

_____. **Balço Energético Nacional**. 2016. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf>. Acesso em: 10 maio 2016.

_____. **Balço Energético Nacional: Relatório Síntese**, ano base 2016. Rio de Janeiro: EPE, 2017. Disponível em: <https://ben.epe.gov.br/downloads/S%C3%ADntese%20do%20Relat%C3%B3rio%20Final_2017_Web.pdf>. Acesso em: 02 set. 2017.

ESPAÑA. Real Decreto n. 661, 25 de maio de 2007. Por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica em régimen especial. **Boletín Oficial del Estado**, Madrid, Espanha, n. 126, p. 22846-22886, 26 de maio de 2007. Disponível em: <www.boe.es>. Acesso em: 8 maio 2017.

_____. Real Decreto n. 1578, 26 de setembro de 2008. De retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología. **Boletín Oficial del Estado**, Madrid, Espanha, n. 234, p. 39117-39125, 27 de setembro de 2008. Disponível em: <www.boe.es>. Acesso em: 8 maio 2017.

_____. Real Decreto Lei n. 1, 27 de janeiro de 2012. Por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. **Boletín Oficial del Estado**, Madrid, Espanha, n. 24, p. 8068-8072, 28 de janeiro de 2012. Disponível em: <www.boe.es>. Acesso em: 7 ago. 2017.

EVANS, Simon; PEARCE, Rosamund. **Mapped: How Germany generates its electricity**. 2015. Disponível em: <<https://www.carbonbrief.org/how-germany-generates-its-electricity>>. Acesso em: 05 set. 2017.

FEDERAL MINISTRY FOR THE ENVIRONMENT, NATURE CONSERVATION AND NUCLEAR SAFETY (BMU). **Electricity from renewable energy sources – What does it cost?** Berlin, Alemanha: BMU, 2012. Disponível em: <<http://www.bmu.de/english/aktuell/4152.php>>. Acesso em: 17 ago 2017.

FORD, A. **Modelling the Environment: an introduction to system dynamic modelling of environmental systems**. 1. ed. Washington D. C: Island Press, 1999. ISBN 1-55963-600-9.

GARCIA, Armando Suárez. **Consumo de energia elétrica: aspectos técnicos, institucionais e jurídicos**. Curitiba: Editora Juruá, 2011.

GIANINNI, Marcio; DUTRA, Ricardo Marques; GUEDES, Vanessa Gonçalves. Estudo prospectivo do mercado de energia eólica de pequeno porte no Brasil. In: BRASIL WINDPOWER, 2013, [S.l.]. **Anais...** [S.l.: s.n.], 2013.

GOMES, A. C. S.; et al. **BNDES 50 anos – histórias setoriais: o setor elétrico**. Rio de Janeiro: BNDES, 2002.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Photovoltaic Power Systems Programme. **Annual report 2009: implementing agreement on photovoltaic power systems**. 2009. Disponível em: <www.iea-pvps.org>. Acesso em: 18 jun. 2017.

_____. **Technology Roadmap: solar photovoltaic energy**. Paris: Organization for Economic Cooperation & Development, 2010.

_____. **Key world energy statistics 2011**. 2011. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 5 jul. 2017.

_____. **Energy Technology Perspectives 2012**. Paris: Organization for Economic Cooperation & Development, 2012.

_____. **Germany - Energy System Overview**. 2015a. Disponível em: <https://www.iea.org/media/countries/Germany.pdf>. Acesso em: 4 set. 2017.

_____. **Spain - Energy System Overview**. 2015b. Disponível em: <https://www.iea.org/media/countries/Spain.pdf>. Acesso em: 4 set. 2017.

_____. **Japan - Energy System Overview**. 2015c. Disponível em: <https://www.iea.org/media/countries/Japan.pdf>. Acesso em: 4 set. 2017.

_____. **United States - Energy System Overview**. 2015d. Disponível em: <https://www.iea.org/media/countries/UnitedStates.pdf>. Acesso em: 4 set. 2017.

_____. **Italy - Energy System Overview**. 2015e. Disponível em: <https://www.iea.org/media/countries/Italy.pdf>. Acesso em: 4 set. 2017.

_____. Photovoltaic Power Systems Technology Collaboration Programme. **Annual Report 2016**. 2016. Disponível em: <www.iea.org>. Acesso em: 3 set. 2017.

INTERNATIONAL ENERGY INICIATIVE (IEI). **Relatório Final. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica no Brasil: Panorama da atual legislação**. Campinas: IEI, 2009.

JUSTEN FILHO, Marçal. **Teoria geral das concessões de serviço público**. São Paulo: Dialética, 2003.

LEME, A. A. **O impacto da privatização da Cesp sobre o processo de implantação de uma nova obra da concessionária: uma abordagem sociológica acerca do caso de Santa Maria da Serra/SP**. 2000. Monografia (Graduação em Ciências Sociais), Universidade Federal de São Carlos, São Carlos, 2000.

LUIZ, Cicéli Martins. **Avaliação dos impactos da geração distribuída para proteção do sistema elétrico**. 2012. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Minas Gerais, Minas Gerais, 2012.

MARTINS, Vanderlei Affonso. **Análise do potencial de políticas públicas na viabilidade de geração distribuída no Brasil**. 2015. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

MOURA, Ricardo Valente. **Energy Self-Consumption Policy, the future of distributed renewable generation?** 2016. 155p. Dissertação (Mestrado em Energia da Engenharia e do Ambiente), Universidade de Lisboa, Lisboa, 2016.

NERY, Eduardo. **Mercados e Regulação de Energia Elétrica**. Rio de Janeiro: Interciência, 2012.

PAMPLONA, Nicola. ANEEL propõe ampliar geração distribuída. **Brasil Econômico**, 2015. Disponível em: <<http://brasileconomico.ig.com.br/brasil/2015-05-06/aneel-propoe-ampliar-geracao-distribuida.html>>. Acesso em: 17 jun. 2015.

RAMALHO, Edna Lopes. **Abrangência e eficácia da descentralização das atividades de regulação e fiscalização no setor de energia elétrica**: estudo de caso da CSPE. 2003. Tese (Doutorado em Engenharia Mecânica) - Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas. Campinas-SP, 2003. Disponível em: <<http://www.bibliotecadigital.unicamp.br/document/?code=vtls000310985>>. Acesso em: 19 maio 2016.

ROCHA, Fábio Amorim da. **As irregularidades no consumo de energia elétrica**: doutrina, jurisprudência, legislação. Rio de Janeiro: Synergia, 2011.

SHAYANI, Rafael Amaral; OLIVEIRA, Marco Aurélio Gonçalves de. Photovoltaic generation penetration limits in radial distribution systems (Technical report). **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 26, n. 3, p. 1625, 2011.

SÃO LUÍS. Lei Municipal nº. 4.135 de 30 de dezembro de 2002. Dispõe sobre a Contribuição de Iluminação Pública, cria o Fundo Municipal de Iluminação Pública - FUMIP e dá outras providências. São Luís, 2002. Disponível em: <<https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=179235>>. Acesso em: 19 maio 2016.

SILVA, Fernando Quadros. Agências Reguladoras, um modelo em constante aperfeiçoamento. In: FREITAS, Vladimir Passos de, SILVA, Fernando Quadros da (Orgs.). **Agências Reguladoras no Direito Brasileiro**. São Paulo: Editora Revista dos Tribunais, 2014.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiommo. **Novo Modelo do Setor Elétrico Brasileiro**. Brasília: Ed. Synergia, 2011.

SILVA FILHO, Armando. Histórico da regulação do custo de disponibilidade no Brasil. **AVP Consultoria e Energia**, 2013.

ZUBIRIA, Francesco Tomaso Gianelloni. **O impacto da difusão de geração distribuída sobre as distribuidoras de energia elétrica**. 2016. 16. f. Trabalho de Conclusão de Curso (Mestrado em Economia da Indústria e da Tecnologia), Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016. Disponível em: <http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/43_gianelloni1.pdf>. Acesso em: 05 ago. 2017.