UNIVERSIDADE ESTADUAL DO OESTE DO PARANÁ

CAMPUS DE FOZ DO IGUAÇU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM
ENGENHARIA ELÉTRICA E COMPUTAÇÃO

DISSERTAÇÃO DE MESTRADO

ELEMENTOS INIBIDORES E FACILITADORES NA IMPLANTAÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

LUIZ CONDI DE GODOI

FOZ DO IGUAÇU
2017

Luiz Condi de Godoi

Elementos Inibidores e Facilitadores na Implantação de Geração Distribuída no Brasil

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia Elétrica. Área de concentração: Sistemas Dinâmicos e Energéticos.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero

Foz do Iguaçu
2017

Catalogação na Publicação (CIP)
Sistema de Bibliotecas da UNIOESTE

G588 Godoi, Luiz Condi de
Elementos inibidores e facilitadores na implantação de geração distribuída no Brasil / Luiz Condi de Godoi.-- Foz do Iguaçu, 2017.
79 p., il. : tabs. : gráfs.

Orientador: Prof. Dr. Roberto Cayetano Lotero
Dissertação (Mestrado) – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação - Universidade Estadual do Oeste do Paraná.

1. Energia elétrica – Geração – Distribuição. 2. Recursos energéticos – Brasil – Aspectos econômicos. 3. Geração distribuída (GD) -. Implantação. I. Título.

CDU 621.311
620.95

Miriam Fenner R. Lucas - CRB-9/268

Elementos Inibidores e Facilitadores na Implantação de Geração Distribuída no Brasil

Luiz Condi de Godoi

Esta Dissertação de Mestrado foi apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação e aprovada pela Banca Examinadora:
Data da defesa pública: 07/04/2017.

Prof. Dr. **Roberto Cayetano Lotero** – (Orientador)
Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. **Edgar Manuel Carreño Franco**
Universidade Estadual Do Oeste Do Paraná – UNIOESTE

Prof. Dr. **Odilon Luís Tortelli**
Universidade Federal do Paraná - UFPR

Resumo

A Geração Distribuída (GD) é vista como alternativa para reduzir a dependência de fontes primárias não renováveis e poluentes, descentralizando o parque gerador e agregando confiabilidade à rede elétrica. Assim sendo, diversas políticas públicas para incentivar o uso da GD têm sido implementadas como mecanismos de incentivos. Entretanto, é necessário verificar se o atual ambiente institucional é favorável para a promoção e o desenvolvimento desse mercado no Brasil. Nesse contexto, este trabalho tem por objetivo identificar os elementos facilitadores e inibidores que influenciam no desenvolvimento da GD no País, atuando no sentido de mitigar incertezas do ponto de vista dos investidores. Para isso, são apresentados modelos de estrutura, ambiente regulatório, regras de comercialização, agentes participantes, modalidades, segmentos e tecnologias utilizadas, permitindo-se maior compreensão do modelo mercantil vigente e dos mecanismos utilizados para sua promoção. Por meio dessa pesquisa documental, somada à análise da experiência internacional, além da realização de estudos de caso e entrevistas semiestruturadas, avaliou-se o contexto em que se encontra a GD no Brasil, assim como em outros países, sendo possível identificar fatores que podem contribuir com seu crescimento para, a partir disso, estabelecerem-se estratégias facilitadoras, destacando-se a revisão da legislação existente, da carga tributária, do processo de licenciamento ambiental e de linhas de crédito, ocasionando-se um baixo aproveitamento desse mercado. Por fim, conclui-se que ocorreu um expressivo avanço nas políticas públicas, porém o atual modelo de mercado ainda não é suficientemente favorável a um maior desenvolvimento da GD. Ainda, com a utilização das estratégias apresentadas, pode-se mitigar barreiras e evoluir, fomentando-se o alto potencial de expansão, viabilizando-se um ambiente mais adequado e confiável, além de um desenvolvimento sustentável no modelo mercantil vigente no Brasil.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Elementos Facilitadores, Elementos Inibidores.

Abstract

Distributed Generation (DG) is seen as an alternative to reduce dependence on nonrenewable primary and pollutant sources, decentralizing the generator base and adding reliability to the power grid. Thus, several public policies to encourage the use of DG have been implemented as incentive mechanisms. However, it is necessary to verify if the current institutional environment is favorable for the promotion and development of this market in Brazil. In this context, the objective of this work is to identify the facilitating and inhibiting elements that influence the development of DG in the country, acting to mitigate uncertainties from the investors' point of view. For this, models of structure, regulatory environment, marketing rules, participating agents, modalities, segments and technologies are presented, allowing a better understanding of the current commercial model and the mechanisms used for its promotion. Through this documentary research, in addition to the analysis of the international experience, the accomplishment of case studies and semi-structured interviews, it was evaluated the context in which DG is found in Brazil, as well as in other countries, being possible to identify factors that can contribute in its growth, in order to establish facilitative strategies, highlighting the revision of existing legislation, the tax burden, the environmental licensing process, and credit lines, leading to a low use of this market. Finally, it is concluded that there has been a significant advance in public policies, but the current market model is not yet sufficiently favorable to further development of DG. Still, using the presented strategies can mitigate barriers and evolve, fostering the high potential for expansion, enabling a more adequate and reliable environment, and a sustainable development in the commercial model in force in Brazil.

Keywords: Distributed Generation, Facilitating Elements, Inhibiting Elements.

Dedico este trabalho à minha esposa.

Agradecimentos

Agradeço especialmente à minha esposa Graziella, pelo incentivo e pelo apoio incondicional, e também por sua paciência e compreensão em muitos momentos de ausência no convívio com nossos filhos, devido aos constantes estudos e pesquisas necessárias para atingir esse objetivo.

Agradeço muito ao meu orientador, Roberto Cayetano Lotero, o qual acreditou e apostou em meu trabalho, por sua paciência e colaboração durante todo esse caminho percorrido, contribuindo para o sucesso no desenvolvimento desse projeto.

Agradeço também a todos os professores do PGEEC, em especial aos professores Adriano Batista de Almeida e Edgar Manuel Carreño Franco, pelas importantes contribuições durante a produção do trabalho.

Agradeço aos colegas do mestrado Matheus e Jéssica, que sempre se prontificaram em me ajudar, tirando dúvidas e fornecendo informações.

Agradeço também aos entrevistados, que contribuíram significativamente com seus conhecimentos e opiniões.

Por fim, agradeço aos meus amigos que fazem parte do PGEEC, pelo companheirismo e pelo apoio.

Sumário

Resumo v

Abstract vi

Agradecimentos ix

Lista de Figuras xiii

Lista de Tabelas xv

Lista de Siglas e Símbolos xvii

Capítulo 1 Introdução 1

1.1 Contexto, Motivação e Justificativa 1
1.2 Objetivos 4
1.3 Delineamento Metodológico 5
1.4 Estrutura do Trabalho 6

Capítulo 2 Estrutura da Indústria de Energia Elétrica do Brasil 9

2.1 Modelos de Estrutura para a IEE 9
2.2 A Estrutura da IEE do Brasil 11
2.2.1 Modelo Mercantil 12
2.2.2 Comercialização de Energia 16
2.3 Conclusões 19

Capítulo 3 Estrutura Regulatória da Geração Distribuída no Brasil 21

3.1 Contexto da Geração Distribuída no Brasil 21
3.2 Características gerais da geração distribuída 22
3.2.1 Tecnologias 23
3.3 Regulamentação da geração distribuída no Brasil 25
3.3.1 Micro e Mini GD 26
3.3.2 GD Convencional 29

3.3.3 Geração Incentivada 29
3.3.4 Comercializador Varejista 30
3.4 Análise de experiência internacional em GD 31
3.4.1 Políticas Públicas e Mecanismos de Incentivo 31
3.4.2 Tarifas *feed-in* 32
3.4.3 *Net Metering* 35
3.4.4 Cotas e Certificados de Energia Renovável 36
3.4.5 Considerações Finais sobre a Experiência Internacional em GD 37
3.5 Conclusões 39

Capítulo 4 Elementos Inibidores e Facilitadores da GD no Brasil 41

4.1 Dados provenientes de estudos de caso 41
4.2 Dados provenientes de entrevistas semiestruturadas 43
4.3 Síntese dos resultados 44
4.3.1 Aspectos inibidores 45
4.3.2 Elementos facilitadores 47
4.4 Perspectivas do contexto regulatório 48
4.5 Conclusões 51

Capítulo 5 Conclusão 53

Referências Bibliográficas 57

Apêndice A Publicação do Trabalho 65

Apêndice B Instalação de sistema FV em Residência Unifamiliar 73

Apêndice C Fontes de Financiamento Disponíveis 75

Anexo A Planos de Consórcio e Taxas Aplicadas 77

Anexo B Projeto de sistema FV em Residência Unifamiliar 79

Lista de Figuras

Figura 1.1: Número de conexões de GD. Elaboração própria – Fonte: (ABGD, 2017).....3
Figura 1.2: Evolução da capacidade instalada (MW). Elaboração própria – Fonte: (EPE, 2010, 2011, 2012b, 2013, 2014, 2015a, 2016).....3
Figura 2.1: Evolução do Modelo Mercantil. Elaboração própria – Fonte: (Nery, 2012).....14
Figura 2.2: Visão Geral da Comercialização de Energia - Fonte: (CCEE, 2014).....16
Figura 3.1: Modelos de FIP – Fonte: (Ragwitz, 2013).....32
Figura 3.2: Distribuição de incentivos e número de países adotantes – Fonte: (REN21, 2016).....38

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 – Modelos de estrutura para a indústria de energia elétrica - Fonte: (Hunt, S & Shuttleworth, 1996) 10
Tabela 3.1– Organização da GD no SEB - Fonte: Elaboração própria, adaptado de (Brasil, 2004a, 2004b, 2016b; Brito et al., 2015) 26
Tabela 3.2: Mecanismos de incentivo - Fonte: (Alves, 2014; EPE, 2012a) 32
Tabela 3.3: Políticas Públicas e Incentivos para GD (Elaboração própria) - Fonte: (REN21, 2016) 38
Tabela 4.1– Questionário sobre Geração Distribuída - Fonte: Elaboração própria 44
Tabela 4.2 – Elementos Inibidores - Fonte: Elaboração própria. 46
Tabela 4.3 – Elementos Facilitadores - Fonte: Elaboração própria. 48
Tabela 4.4 – Propostas para o ambiente regulatório - Fonte: Elaboração própria 50

Lista de Siglas e Símbolos

ABSOLAR	Associação Brasileira de Energia Solar
ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APE	Autoprodutor de Energia
BIG	Banco de Informações de Geração
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
CCEAR	Contrato de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Regulado
CCEAL	Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente de Contratação Livre
CCEI	Contrato de Comercialização de Energia Incentivada
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CGH	Central Geradora Hidrelétrica
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CONAMA	Conselho Nacional do Meio Ambiente
COPEL	Companhia Paranaense de Energia
CV	Comercializador Varejista
EIA	Estudo de Impacto Ambiental
EPE	Empresa de Pesquisas Energéticas
FGTS	Fundo de Garantia por Tempo de Serviço
FIT	Tarifa *Feed-in*
FV	Fotovoltaica
GC	Geração Centralizada
GD	Geração Distribuída
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEE	Indústria de Energia Elétrica
MCSD	Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PCH	Pequena Central Hidrelétrica
PIE	Produtor Independente de Energia
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
REN	Resolução Normativa
RIMA	Relatório de Impacto Ambiental
RO	*Renewables Obligations*
RPS	*Renewable Portfolio Standards*
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUST	Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
SEP	Sistemas Elétricos de Potência
SEB	Setor Elétrico Brasileiro
UC	Unidade Consumidora

Capítulo 1

Introdução

1.1 Contexto, Motivação e Justificativa

A produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis é o objetivo perseguido por todos os países, adotando políticas públicas que permitam diminuir a dependência de combustíveis fósseis, de modo a cumprir com as metas estabelecidas em tratados internacionais para reduzir o aquecimento global provocado pela emissão de gases de efeito estufa (ANEEL, 2010).

Particularmente no Brasil, a maior parte da energia elétrica é proveniente de grandes centrais hidrelétricas distantes dos centros consumidores, sendo necessário um Sistema Interligado Nacional (SIN) com extensas linhas de transmissão (Cruz, 2013). No entanto, esse modelo de oferta enfrenta resistências cada vez maiores devido aos impactos ambientais e sociais (Aquila, 2015).

Por outro lado, a Geração Distribuída (GD) é uma alternativa de geração que se encontra próxima ou mesmo no próprio consumidor, conectada diretamente a ele, podendo contribuir na redução de perdas no transporte, causar menores impactos ambientais e adiar investimentos na expansão de redes, além de evitar a construção de centrais geradoras de grande porte (Barbosa Filho & Azevedo, 2014; Cruz, 2013).

Ainda pode reduzir a dependência de centrais termelétricas que utilizam fontes primárias não renováveis e poluentes (Ferraz, 2014), responsáveis por um maior custo do MWh produzido e pela emissão de gases poluentes, contribuindo com as restrições ambientais impostas às fontes convencionais e emissoras de gases nocivos ao meio ambiente (Cruz, 2013).

Neste sentido, ao descentralizar o parque gerador, com fontes renováveis e menores prazos de obtenção de licenças e implantação de projetos, o País agrega confiabilidade e segurança ao sistema elétrico, proporcionando maior desenvolvimento econômico, além de ampliar o número de participantes no mercado de comercialização de energia elétrica.

Dessa forma, o Brasil busca maior sustentabilidade energética por meio de fontes renováveis, diversificando o parque gerador, favorecendo o desenvolvimento da GD e mitigando barreiras para sua conexão à rede de distribuição (ANEEL, 2014; Macedo, 2013).

A base regulatória para a inserção de GD teve grande avanço em 2004, com a publicação da Lei nº 10.848/04 e do Decreto nº 5.163/04, estabelecendo as características e condições para a comercialização de energia (Brasil, 2004a, 2004b).

Em 2005, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 167 (REN 167), estabelecendo condições para a comercialização de energia proveniente de GD, com as formas de contratação por chamada pública ou por meio de compra de gerador incentivado (ANEEL, 2005).

Entretanto, desde a publicação da Lei nº 9.427/1996, foi estabelecido um percentual mínimo de desconto, a ser aplicado nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) ou de Transmissão (TUST) para geradores distribuídos que utilizam fontes renováveis, regulamentando e estimulando o desenvolvimento da chamada geração incentivada no País (Brasil, 1996b).

Já em 2012, a ANEEL ampliou o quadro normativo com a Resolução Normativa nº 482/12 (REN 482), alterada pela Resolução Normativa nº 687/15 (REN 687), contemplando a GD em instalações menores, definindo a micro e a mini GD de Unidades Consumidoras (UCs) a partir de fontes renováveis (ANEEL, 2012).

Em 2013, por meio da Resolução Normativa nº 570/13 (REN 570), a ANEEL criou o comercializador varejista (CV) estabelecendo requisitos e procedimentos para a sua atuação no mercado, podendo este ser considerado uma espécie de ponte entre o vendedor de energia incentivada e os consumidores especiais (ANEEL, 2013).

O processo de mudanças regulatórias impactou num expressivo aumento da inserção e número de conexões de GD no mercado elétrico brasileiro, principalmente após a alteração da REN 482 pela REN 687, conforme apresentado na Figura 1.1.

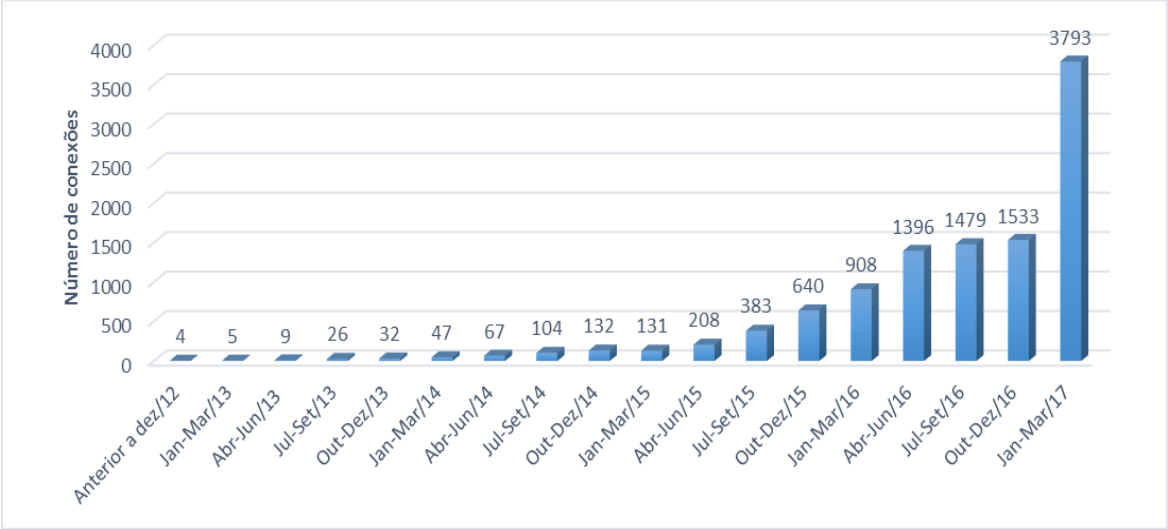

Figura 1.1: Número de conexões de GD. Elaboração própria – Fonte: (ABGD, 2017)

A evolução da capacidade instalada de energia elétrica é mostrada na Figura 1.2, em que se verifica um grande crescimento da geração eólica e solar a partir de 2014, reflexos da inserção de políticas públicas destinadas ao incentivo dessas fontes renováveis.

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Hidrelétrica	79291	80703	82459	84294	86018	89195	91650
Térmica	24315	29689	31243	32778	36528	37827	39564
Nuclear	2007	2007	2007	2007	1990	1990	1190
Eólica	602	928	1425	1894	2207	4903	7633
Solar	0	0	0	0	0	15	21

Figura 1.2: Evolução da capacidade instalada (MW). Elaboração própria – Fonte: (EPE, 2010, 2011, 2012b, 2013, 2014, 2015a, 2016)

Em relação ao modelo mercantil de energia elétrica do Brasil, existem dois ambientes de comercialização: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o de Contratação Livre (ACL). No ACR, as empresas de distribuição adquirem a energia por meio de leilões, promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para atender aos consumidores cativos, que somente podem comprar da distribuidora local. Já no ACL, os agentes vendedores podem negociar livremente quantidades e preços da energia juntamente com os consumidores qualificados para participar desse ambiente (Brasil, 2004a, 2004b).

Em ambos os ambientes os agentes participantes devem cumprir um enorme conjunto de regras e procedimentos complexos, muitas vezes similares aos de um gerador de grande porte, criando-se grandes dificuldades para seu conhecimento, entendimento e cumprimento pelos agentes de pequeno porte, sejam vendedores ou compradores (Brasil, 2004a, 2004b). Essas regras e procedimentos, de cumprimento obrigatório, definem condições, eventos, prazos e requisitos para a comercialização de energia, considerando-se as características do SEB.

Além disso, existem várias opções tecnológicas que podem ser empregadas na GD, dependendo de a fonte primária ser hidráulica, de biomassa, eólica, solar, ou mesmo de gás

natural ou óleo diesel (ANEEL, 2010), cada uma delas formando um segmento que envolve diferentes tipos de incertezas técnicas, econômicas e regulatórias. Outro aspecto importante que impacta na GD no Brasil é em que modalidade será enquadrado um possível empreendimento, ou seja, micro ou mini GD, incentivada, cogeração ou GD convencional.

Dessa maneira, é relevante, para os agentes interessados nesse segmento do negócio de eletricidade, compreender o ambiente no qual poderão estar inseridos, identificando as barreiras, tanto para entrar quanto para permanecer no ramo, e os mecanismos de incentivo, sejam técnicos, econômicos, ambientais ou regulatórios, verificando se o ambiente técnico, econômico e regulatório apresenta condições favoráveis para o crescimento sustentável da GD no Brasil do ponto de vista do investidor.

Deve-se entender que, mesmo sendo um empreendimento de pequeno porte, comparado com as centrais do modelo centralizado, a implementação de um projeto de GD reveste-se de grande complexidade, com uma enorme quantidade de incertezas, sendo necessário realizar a avaliação de questões ambientais, incentivos e custo de investimento, desde a compra de áreas destinadas à implantação do empreendimento até os equipamentos destinados à geração e ao transporte, além de formas de conexão, custos de operação e manutenção, atendimento de regras e procedimentos do mercado de eletricidade, com o qual é necessário elaborar estratégias para mitigar barreiras e aproveitar oportunidades que garantam a viabilidade do projeto (Guimarães, 2016).

Isso pode ser útil diretamente para os responsáveis em elaborar regras e definir subsídios, assim como para os interessados em empreender nesse segmento de negócio, e, indiretamente, à CCEE e às empresas distribuidoras. É fundamental para os agentes identificar de forma sistemática os elementos inibidores e suas consequências no desenvolvimento da GD e sugerir estratégias facilitadoras que minimizem as dificuldades, sendo este o foco do presente trabalho.

Além disso, tal verificação permite um maior conhecimento do ambiente institucional existente no qual está inserida a GD, com suas barreiras, incentivos e tecnologias, contribuindo para mitigar incertezas do ponto de vista dos investidores. Outra contribuição do trabalho é que este pode servir como um manual de procedimentos aos interessados em GD, orientando e simplificando a compreensão da diversidade de normas e procedimentos existentes.

1.2 Objetivos

Como foi apresentado na seção anterior, a avaliação do modelo regulatório e econômico para identificar elementos inibidores e facilitadores na implantação de qualquer tecnologia de GD motivou a elaboração de uma documentação técnica que pudesse servir como um instrumento que possibilitasse a discussão e o desenvolvimento de estratégias facilitadoras, no sentido de aumentar a inserção da GD no mercado brasileiro de energia elétrica.

Nesse contexto, este trabalho tem como objetivo geral identificar os fatores intervenientes que dificultam e facilitam o desenvolvimento da GD no Brasil e avaliar as correspondentes relações de causa (fatores) e efeito (crescimento da GD).

Deve-se entender que este é um trabalho exploratório baseado no estudo da atual regulação e em casos de GD já implementados ou em implementação, porém com uma amostra não probabilística muito pequena e limitada. Com isso, as conclusões não podem ser generalizadas, porém servem de subsídio para ampliar o debate sobre o crescimento da GD e a estruturação de estratégias facilitadores que diminuam as dificuldades.

Assim, foi identificada a forma como a GD está organizada de acordo com a estrutura regulatória prevalecente, as dificuldades, os incentivos, os custos financeiros e ambientais para os investidores e empreendedores entrarem e permanecerem nesse mercado, como também o benefício social a consumidores, observando-se também a experiência internacional.

Para atingir o objetivo proposto, este trabalho foi dividido nos seguintes objetivos específicos:

- Estudar a estrutura regulatória de pequeno porte no Brasil, de maneira que se identifiquem possíveis problemas, deficiências e fatores facilitadores que impactam no desenvolvimento da GD, possibilitando-se compreender o modelo mercantil brasileiro com o qual seria possível mitigar barreiras;
- Detalhar os segmentos analisados, os custos de investimento, a tecnologia, as dificuldades de conexão e acesso à rede de distribuição, a empresa distribuidora, a ANEEL, a viabilidade econômico-financeira e ambiental, a comercialização desde a tomada de decisão de investir até a sua efetiva operação, permitindo-se compreender a estrutura regulatória para a geração de pequeno porte no Brasil;
- Verificar se existem elementos facilitadores para a entrada de novos empreendimentos de GD no Brasil e, por meio de uma análise comparativa de modalidades e segmentos, se é possível identificá-los e definir estratégias para seu desenvolvimento.

1.3 Delineamento Metodológico

Para atingir o objetivo proposto, esta pesquisa foi desenvolvida para atender a algumas finalidades. Inicialmente, buscou-se identificar e compreender todo o contexto regulatório, sua evolução, as leis e procedimentos que caracterizam o modelo mercantil da GD. Em seguida, foi efetuado um levantamento de dados entre os diversos segmentos e modalidades que integram a geração de pequeno porte no País. Após essa etapa, identificaram-se fatores inibidores e facilitadores, além de propostas, de forma que um empreendedor possa tomar sua decisão baseada em diferentes parâmetros, avaliando se o atual ambiente regulatório é realmente adequado e favorável à implantação e ao desenvolvimento da GD, dado o modelo mercantil vigente no Brasil.

Em relação aos meios empregados, foi efetuada uma análise de conteúdo, identificando-se o ambiente regulatório, os modelos, a estrutura e a regulação existente por meio de pesquisa documental em leis, regras e normas que delimitam o atual modelo mercantil brasileiro.

Logo após esse procedimento, foi desenvolvida uma análise comparativa entre diferentes tipos de GD, em que foram identificadas as dificuldades e facilidades para entrar e permanecer no mercado de energia elétrica, agrupando-os conforme os incentivos, as consequências para investidores, geradores, distribuidores, comercializadores e consumidores, comparando-se os dados, também, com a experiência sobre o que ocorre em outros países do ponto de vista de incentivos, estruturas tarifárias, regulamentação, entre outros.

Ao final do percurso analítico, por meio da discussão dos resultados obtidos, foi possível apontar os parâmetros necessários para definir estratégias que facilitam a entrada de novos empreendimentos e o maior desenvolvimento da GD, tais como as questões técnicas, as dificuldades e os incentivos, além do ambiente econômico e regulatório, a partir da identificação de elementos facilitadores e inibidores.

1.4 Estrutura do Trabalho

Esta dissertação está dividida em cinco capítulos, incluindo este, em que são contextualizados e definidos o problema de pesquisa e os objetivos.

O segundo capítulo apresenta, inicialmente, as principais características do ambiente regulatório, identificando a evolução do modelo mercantil da GD, apresentando suas características, a organização, os marcos regulatórios, as regras, os ambientes de comercialização, os agentes envolvidos, as leis, as normas e os procedimentos que delimitam o atual modelo mercantil brasileiro em que está inserida a GD no País.

O terceiro capítulo identifica a atual estrutura regulatória para a geração de pequeno porte no Brasil, apresentando as modalidades, os segmentos conforme as tecnologias utilizadas, os incentivos disponíveis do ponto de vista técnico, regulatório e econômico-financeiro, além de políticas públicas implementadas para garantir um adequado desenvolvimento da GD no País. Em seguida, é efetuada uma análise da experiência internacional em GD, possibilitando-se compreender como os mecanismos de incentivo podem influenciar na promoção de elementos facilitadores e inibidores para esse tipo de geração.

O quarto capítulo expõe uma análise comparativa do ambiente regulatório para diferentes alternativas de GD, efetuada por estudos de caso nas modalidades e segmentos desse mercado, por meio da análise documental e bibliográfica em artigos científicos, dissertações de mestrado e teses de doutorado, além de entrevistas semiestruturadas, identificando-se aspectos facilitadores e inibidores, sintetizando-se os resultados com objetivo de simplificar procedimentos, identificar e orientar sobre barreiras, incentivos e técnicas, definindo-se estratégias que facilitem a entrada de novos empreendimentos de GD.

Por fim, o quinto capítulo traz as conclusões do presente trabalho e aponta as sugestões para trabalhos futuros.

Dessa maneira, pode-se identificar perspectivas para esse tipo de geração, analisando se o atual ambiente regulatório é favorável e adequado à implantação de diferentes alternativas de GD no modelo mercantil do SEB.

Capítulo 2

Estrutura da Indústria de Energia Elétrica do Brasil

Devido à crescente demanda por estruturas institucionais que garantam sustentabilidade econômica, promovendo o desenvolvimento socioeconômico do País, no Brasil, como em outros países, ocorreram mudanças na Indústria de Energia Elétrica (IEE), as quais foram necessárias para garantir significativos avanços no seu desenvolvimento legal e institucional.

Dessa maneira, neste capítulo, será apresentada uma visão do modelo mercantil da IEE brasileira, considerando-se suas características e focando na comercialização de energia elétrica. Assim, na seção 2.1, serão apresentados os modelos de estrutura da IEE que podem ser observados em vários países. Na seção 2.2, será feita a análise da IEE brasileira e do modelo mercantil, sendo tratadas as características do setor elétrico brasileiro (SEB) e as formas de comercialização de energia elétrica, descrevendo-se alguns aspectos do modelo mercantil e as bases legais. Por fim, na seção 2.3, tem-se uma conclusão, resumindo os assuntos abordados neste capítulo.

2.1 Modelos de Estrutura para a IEE

Os sistemas elétricos possuem características consideradas relevantes para explicar a evolução da estrutura e definir as condições de organização da IEE, introduzindo à competição e incentivando uma melhoria da eficiência econômica (Lotero, 1999).

Dentre as características que o diferenciam de outras atividades, verificam-se o balanço instantâneo entre fornecimento e consumo, com necessária coordenação para controle do sistema; segmentos de distribuição e transmissão, como monopólios naturais e regulados; constante variação da demanda, além de não se considerar a energia elétrica como uma mercadoria homogênea e constante (Nery, 2012).

Assim, as empresas da IEE encontravam-se verticalmente integradas, com a geração, a transmissão e a distribuição sob propriedade comum. Além disso, não era possível o livre acesso às redes de transmissão de distribuição, possibilitando-se subsídios cruzados nesses segmentos para evitar a concorrência (Nery, 2012).

Esses problemas foram reavaliados com novas políticas públicas e estruturas para uma economia de mercado mais livre e eficiente, por meio da desverticalização e do pleno acesso às redes com tarifas de uso de transmissão e distribuição estruturadas.

Assim, os mercados de energia elétrica foram evoluindo para funcionar de modo eficiente. Nesse sentido, Lotero (1999) menciona que as mudanças no mercado de energia elétrica ocasionaram grande alteração sobre benefícios e custos, influenciando os governos a liberalizar os mercados em crescimento para evitar problemas estruturais.

Com a privatização, foram necessárias normas que melhorassem a eficiência produtiva, superando os efeitos negativos do monopólio, estabelecendo regras de comportamento para maior aproximação a um mercado totalmente competitivo, com composições tarifárias que cobrissem custos de operação e expansão e que assegurassem a eficácia do modelo adotado em curto e longo prazo.

Assim, os modelos de mercado na IEE passaram por um processo de evolução da comercialização de um cenário plenamente controlado, por meio do monopólio, até outro com total competição e com o mínimo de regulação possível, gerando melhores resultados, além da redução de custos e preços nos serviços técnicos e comerciais disponibilizados. Em Hunt, S & Shuttleworth (1996) foram apresentados quatro modelos para a estrutura da IEE, conforme mostrado na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Modelos de estrutura para a indústria de energia elétrica - Fonte: (Hunt, S & Shuttleworth, 1996)

Característica	**Modelo I Monopólio**	**Modelo II Agência Comercializadora**	**Modelo III Mercado Atacadista**	**Modelo IV Mercado Varejista**
Definição	Monopólio em todos os níveis	Competição entre geradores – único comprador	Competição entre geradores e escolha pelas DISTCOS	Competição entre geradores e escolha pelos consumidores finais
Competição na geração	Não	Sim	Sim	Sim
Escolha pelos varejistas	Não	Não	Sim	Sim
Escolha para consumidores finais	Não	Não	Não	Sim (total competição)

O Modelo I é a estrutura com a qual tradicionalmente evoluiu a IEE na maioria dos países, com o controle total do mercado desde a geração, transmissão e distribuição, caracterizada pela ausência de competição na oferta e na demanda, não sendo possível optar por seu fornecedor.

No modelo II, é possível a opção na compra de energia de diversos geradores, surgindo os Produtores Independentes de Energia (PIE), proporcionando-se uma certa competição entre estes. Entretanto, os novos fornecedores e produtores independentes devem vender sua energia para essa agência, a qual a revende para as concessionárias de distribuição por Contratos de Compra de Energia (CCE).

No Modelo III, além da competição na geração, as distribuidoras também podem negociar a compra de energia com qualquer distribuidor de energia, dispensando a intermediação da Agência Central de Comercialização, proporcionando-se maior competição no mercado.

No Modelo IV, é possível a escolha de suprimento de energia elétrica para todos os consumidores, possibilitando-se a competitividade em todos os níveis de consumo. Embora aqui ocorra uma dificuldade na implementação de políticas sociais, geram-se ganhos para a economia da sociedade e apresenta-se o nível de abertura que possibilita maior competição, sendo adotado na maioria dos países que reestruturaram a IEE.

2.2 A Estrutura da IEE do Brasil

Um sistema elétrico é composto por produção, transporte (transmissão e distribuição) e consumo, envolvendo um arranjo interconectado e interdependente, com sua eficiência dependente de quão integrada e coerente é a gestão dessas três atividades para o funcionamento de curto e longo prazo.

No Brasil, esse sistema abrange todo o território nacional por meio de um grande sistema de transmissão, formando o Sistema Interligado Nacional (SIN), composto por quatro subsistemas interligados: Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da Norte. Destaca-se o Operador Nacional do Sistema (ONS), visto que apenas 1,7% da capacidade de produção de eletricidade do País encontra-se fora dele (ONS, 2016).

De acordo com a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), por meio do Balanço Energético Nacional - 2016 (BEN-2016), a oferta total de energia elétrica no Brasil decresceu 1,3 % entre 2014 e 2015, influenciada, em parte, pela queda de oferta interna de petróleo e derivados em 7,2 %, devido ao superávit entre fluxos de exportação e importação, além do enfraquecimento na atividade econômica, em que o PIB contraiu 3,8 % segundo dados do IBGE (EPE, 2016).

O SEB possui capacidade instalada de geração de 140,86 TW, em que predominam hidrelétricas (EPE, 2016; Nery, 2012). Embora tenha ocorrido redução na oferta de hidroeletricidade devido às condições hidrológicas desfavoráveis no período, ocorreu um avanço na participação de renováveis na matriz energética explicada pela queda na geração

térmica com fontes energéticas não renováveis e também pelo aumento na geração das energias de biomassa e eólica (Nery, 2012).

A autoprodução também tem sido relevante na IEE, deslocando parcela do consumo final de eletricidade, evitando investimentos na expansão de geração e transmissão do SEB. Salienta a EPE (2015b) que a eficiência energética pode ser considerada uma forma econômica de atender à crescente demanda e, somada à geração distribuída de pequeno porte, tem mostrado crescente contribuição na capacidade produtiva.

Entretanto, devido à predominância de hidrelétricas, um problema fundamental para a criação de uma estrutura de mercado competitivo para a IEE é como manter o controle operacional central, o qual é realizado pelo ONS, em que o despacho central é efetuado instantaneamente para equilibrar demanda e oferta de energia em cada ponto da rede, controlando-se a geração em tempo real, garantindo-se segurança e confiabilidade da rede, reduzindo-se os custos de operação e total para atendimento da demanda.

Devido ao fato de as hidrelétricas estarem localizadas em regiões com regimes hidrológicos distintos, essa operação integrada e coordenada proporciona benefícios, como a troca de energia entre diferentes regiões e a operação das termelétricas de forma complementar às hidrelétricas, preservando-se o nível de reservatórios para garantir o estoque de energia armazenada.

Em relação ao ponto de vista organizacional, a IEE do Brasil cresceu significativamente com o Estado como empreendedor, constituindo uma indústria verticalmente integrada sob a hierarquia da Eletrobrás (Lotero, 1999).

A IEE, após um período de monopólio, foi repassada à iniciativa privada, embora com grande participação do Estado e, a partir de 1990, essa organização foi alterada com privatizações e desverticalização, promovendo ganhos de eficiência e atraindo investidores, além de aumentar as alternativas de suprimento (Nery, 2012). Na geração, transmissão, distribuição e comercialização, novas funções e entidades foram criadas, formatando-se um modelo misto com participação pública e privada, consumidores livres e cativos em ambientes livres e regulados de comercialização.

Dessa maneira, o modelo da IEE que prevalece atualmente tem como principais marcos regulatórios a Lei nº 10.848 e o Decreto nº 5.163 de 2004, estabelecendo as bases do modelo setorial vigente, formatando um modelo misto, com participação estatal e privada. (Nery, 2012).

2.2.1 Modelo Mercantil

A reestruturação da IEE no Brasil resultou em modificações em sua estrutura e arquitetura, alterando regras e procedimentos nas atividades mercantis, como a regulação e a quebra de monopólio, as regras de comercialização com ambientes de contratação livre e regulado, além da separação entre o preço da energia e seu transporte (Malaguti, 2009).

Dessa maneira, na década de 1990, iniciaram-se as grandes mudanças, sendo que, em 1993, a reforma começa com a Lei nº 8.631/93, extinguindo a equalização tarifária vigente e obrigando a existência de contratos de suprimento entre geradores e distribuidores, preparando o mercado para um período de privatizações posteriormente implementado (Nery, 2012).

Até 1995, a IEE era formada por empresas estatais, estrutura verticalizada e monopólio com consumidores cativos e mercado regulado.

Assim, surgiram sinais de estagnação e redução de investimentos, sendo necessária a adoção de medidas para aumentar a oferta de energia e, por meio do Programa Nacional de Desestatização (PND), ocorreu a privatização de setores de distribuição e, em seguida, de transmissão e geração. (Nery, 2012; Tolmasquim, 2011).

Também em 1995, foram criadas as figuras do PIE e dos consumidores livres, com a Lei nº 9.074/96, além de se estabelecerem normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos (Brasil, 1995; Tolmasquim, 2011).

Em 1996, pelo Projeto de Reestruturação do SEB (Projeto RE-SEB), foram definidas novas bases conceituais para nortear o desenvolvimento do setor, definindo-se o arcabouço institucional do modelo mercantil a ser implantado (Nery, 2012).

Com a Lei nº 9.427/1996 (Brasil, 1996b) foi instituída criada a ANEEL e também estabelecido um percentual mínimo de desconto a ser aplicado nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e de Transmissão (TUST) para geradores distribuídos que utilizam fontes renováveis, regulamentando-se e estimulando-se o desenvolvimento da chamada geração incentivada.

A partir de 2001, após grave crise de abastecimento, provocaram-se mudanças institucionais que visaram ao aperfeiçoamento do modelo, como a criação da EPE, do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE) e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

Algumas reformas permaneceram, como: (1) financiamento por recursos públicos e privados; (2) divisão das empresas por atividade; (3) existência de consumidores livres e cativos (Nery, 2012).

Posteriormente, a base regulatória para a inserção de GD teve grande avanço em 2004, com a publicação da Lei nº 10.848/04 (Brasil, 2004a) e do Decreto nº 5.163/04 (Brasil, 2004b), estabelecendo as características e condições para a comercialização de energia.

Alterações na forma de comercialização de energia foram implementadas com a criação de dois ambientes para celebração de contratos de compra e venda de energia: Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL), sendo também modificada significativamente a forma de realização de leilões, os quais passaram a utilizar o critério de menor tarifa, contribuindo para a modicidade tarifária ao consumidor cativo.

O quadro normativo foi ampliado, contemplando a GD em instalações menores, com a Resolução Normativa nº 482/012 (REN 482) da ANEEL, recentemente alterada pela Resolução

Normativa nº 687/15 (REN 687), definindo a micro e a mini GD de Unidades Consumidoras (UCs) a partir de fontes renováveis.

A Figura 2.1 apresenta a evolução desse mercado de energia no Brasil.

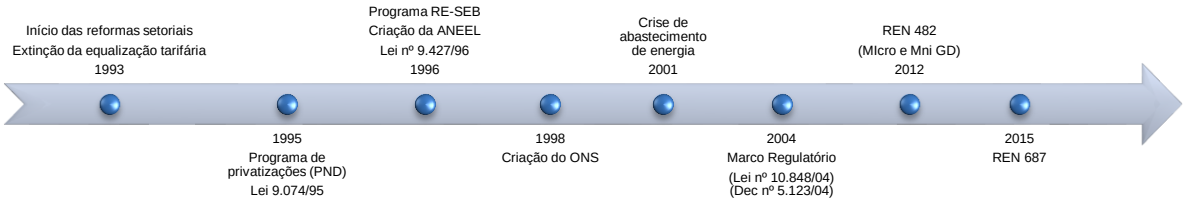

Figura 2.1: Evolução do Modelo Mercantil. Elaboração própria – Fonte: (Nery, 2012)

Nesse contexto, existem agentes que atuam no SEB com objetivos, prerrogativas e atribuições distintos, entre os quais encontram-se os agentes econômicos e os institucionais (Tolmasquim, 2011).

Os agentes econômicos possuem concessão, permissão ou autorização para a exploração das atividades de geração, transmissão, distribuição ou comercialização. Por outro lado, os agentes institucionais possuem atribuições e competências de atividades políticas regulatórias, planejamento e viabilidade para melhor funcionamento do setor, sendo divididos em três categorias: governo, regulatória e entidades de direito privado.

Sobre os agentes econômicos, podem-se verificar (Tolmasquim, 2011):

a) Agentes de geração: produzem energia elétrica e vendem no ACL e no ACR, sendo vedadas atividades de transmissão e de distribuição. Contudo, os geradores não têm autonomia para decidir a quantidade a ser gerada, cabendo ao ONS determinar quanto cada usina deve produzir conforme potencial de geração e demanda existente;
b) Agentes de transmissão: responsáveis pela implantação e operação da rede que interliga a geração à distribuição, fortemente regulado por ser um monopólio natural, cabendo à ANEEL celebrar e fiscalizar a execução contratos de concessão de serviço público;
c) Empresas Distribuidoras: firmam contratos de concessão de serviço público por meio da ANEEL, estabelecendo regras para tarifas, regularidade, continuidade, segurança, assim como penalidades, sendo remuneradas por meio de tarifas de fornecimento de energia elétrica e de uso de distribuição;
d) Comercializadoras: têm autorização para exercer atividade de compra e venda de energia no SIN, com papel de intermediários que podem promover o aumento de competição e consequente redução nos custos de transação.

Quantos aos agentes institucionais, pode-se citar (Lotero, 1999; Tolmasquim, 2011):

a) Agentes de governo: exercem política de comando, manutenção de ordem jurídica e fixação de objetivos estatais. São eles o Conselho Nacional de Política

Energética (CNPE), o Ministério das Minas e Energia (MME) e o Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE);

b) Agentes de regulação: devido à expansão do SEB e para atrair investimentos privados, foram regulamentadas as atividades e diretrizes políticas, sendo criada pela Lei nº 9.427/96 a ANEEL, com as atribuições de regular e fiscalizar a IEE e a comercialização de energia elétrica;
c) Entidades de Direito Privado: exercem atividades técnicas de planejamento de médio e longo prazo do SEB, comercialização de energia e coordenação do SIN. São elas a EPE, a CCEE e o ONS.

O modelo institucional prevalecente busca maior competitividade e eficiência, com parte das empresas concessionárias nas mãos do Estado, porém modernizadas e com autonomia administrativa e financeira, atraindo grupos privados capazes de trazer maior eficiência, atuando nas licitações para obter concessões do setor ou como PIE ou Autoprodutores (APE), vendendo excedentes de energia elétrica no mercado livre, tornando competitivos os segmentos de geração e comercialização (Hunt, S & Shuttleworth, 1996).

O Estado auxilia no desempenho do modelo institucional com a formulação de política pelo CNPE, serviços e pesquisas para subsidiar o planejamento do SEB pela EPE, planejamento da expansão pelo MME, monitoramento de condições de oferta e desempenho do sistema pelo CMSE e comercialização e liquidação pela CCEE.

Ainda, também pela manutenção da atuação da ANEEL, com suas funções reforçadas, além da atuação do ONS, com ênfase na independência, possibilita maior suporte à reestruturação da IEE.

O atual modelo do SEB tem como objetivos principais garantir a segurança do suprimento de energia elétrica, promover tarifas mais justas e inserção social pelos programas de universalização de atendimento (CCEE, 2014).

Para isso, exige-se a contratação da demanda em sua totalidade por distribuidoras e consumidores livres e especiais, de hidrelétricas e termelétricas na correta proporção de equilíbrio entre garantia e custo de suprimento, além do monitoramento para continuidade e segurança, detectando-se desequilíbrios entre oferta e demanda, com um nível de confiabilidade e custos decorrentes que asseguram qualidade do serviço e melhores tarifas disponíveis.

Ainda é necessário apresentar alguns conceitos sobre agentes participantes no modelo mercantil vigente (ANEEL, 2006; Brasil, 1996a, 2004a; Tolmasquim, 2011):

a) Produtor Independente de Energia (PIE): pessoa jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão, permissão ou autorização da União, podendo ser delegada pela ANEEL, para produzir energia elétrica para a comercialização, por sua conta e risco;
b) Autoprodutor de Energia (APE): pessoa física ou jurídica ou empresas reunidas em consórcio que recebem concessão ou autorização para produzir energia

elétrica destinada ao seu uso exclusivo, podendo comercializar, eventual e temporariamente, seus excedentes de energia, mediante autorização da ANEEL;

c) Consumidor especial: é responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo "A", integrantes do mesmo submercado no SIN, reunidas por comunhão de interesses de fato ou de direito, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW e menor que 3MW, podendo contratar livremente quando a energia adquirida for proveniente de fontes incentivadas;
d) Consumidor livre: pode escolher de quem comprar energia, o consumidor que tiver demanda contratada mínima de 3MW e atendido em qualquer tensão se sua ligação for após 08/07/95 ou de 69kV, se antes dessa data.

A principal diferença entre o PIE e o APE é a possibilidade de comercialização, em que é necessária a autorização da ANEEL. Tal ato é concedido imediatamente ao PIE quando é concedida sua autorização e, de forma eventual e temporária, ao APE. Assim, pode-se resumir a distinção da seguinte maneira: (1) o APE pode autoconsumir e eventualmente comercializar excedentes se autorizado. (2) Já o PIE pode comercializar, no todo ou em parte, e ainda autoconsumir a parte não comercializada.

Embora existam estímulos governamentais ao desenvolvimento de um mercado varejista, certas barreiras ainda permanecem, elevando o tempo de recuperação dos investimentos (*payback*), dentre as quais o elevado custo do sistema, incluindo conexão à rede, carga tributária incidente, complexo sistema de comercialização, dificuldades de implantação de redes inteligentes, substituição de medidores atuais por inteligentes (Geraldi, 2013).

2.2.2 Comercialização de Energia

A comercialização de energia na IEE do Brasil se dá pela interação entre agentes institucionais e econômicos, além de empresas que exercem as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização, com regras que definem condições, eventos, prazos e requisitos de cumprimento obrigatório, conforme Figura 2.2.

Figura 2.2: Visão Geral da Comercialização de Energia - Fonte: (CCEE, 2014)

A CCEE, atuando como operadora do mercado brasileiro de energia elétrica sob regulação e fiscalização da ANEEL, proporciona (Berger, 2010; Guarizi, 2012; Nery, 2012; Tolmasquim, 2011):

a) Ambiente de negociação competitivo, sustentável e seguro para comercialização de energia elétrica no SIN;
b) Promoção de leilões de compra e venda de energia, delegados pela ANEEL;
c) Contabilização e liquidação financeira de operações realizadas no mercado de curto prazo;
d) Comercialização e administração no ACR e no ACL;
e) Registro de contratos celebrados no ACR e no ACL;
f) Apuração do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD).

Conforme as Resoluções Normativas nº 109/04 e nº 348/09, compete à ANEEL a aprovação das Regras de Comercialização, sendo competência da CCEE sua proposição, implementação e divulgação, assegurando o seu cumprimento, com a comercialização ocorrendo no ACR e no ACL (CCEE, 2014; Nery, 2012).

Essa separação da comercialização decorre da busca da segmentação do mercado de demanda e de oferta. Assim, para promover a expansão da oferta, foi instituída a contratação obrigatória, antecipada e integral da demanda projetada dos distribuidores e segmentou-se o mercado de demanda em dois ambientes (Tolmasquim, 2011).

Dessa forma, criaram-se mecanismos para estimular a expansão da geração (oferta) e estimular a modicidade tarifária (demanda), proporcionando-se transparência na atuação das distribuidoras, além de se fornecer uma referência de preços para os consumidores livres (Tolmasquim, 2011).

Todos os contratos realizados, no ACR ou no ACL, devem ser registrados na CCEE e considerados na contabilização e na liquidação de diferenças no mercado de curto prazo ou spot, conforme as Regras de Comercialização, que estabelecem as bases para operação comercial, definindo o processo de liquidação das operações dos agentes no mercado de curto prazo, estruturadas em quatro famílias: contabilização, governança, liquidação e penalidades.

As operações do ACR ocorrem por contratos bilaterais regulados, denominados Contratos de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), celebrados entre agentes vendedores (agentes de geração, de comercialização ou de importação) habilitados para este fim e agentes de distribuição (compradores) que participam dos leilões de compra e venda de energia elétrica (Berger, 2010; Nery, 2012).

Os leilões são realizados para comercializar a energia proveniente de empreendimentos de geração novos ou existentes, com o objetivo de reduzir o custo de aquisição e repassando-o à tarifa dos consumidores cativos, conforme cronogramas preestabelecidos.

As empresas de distribuição devem apresentar, conforme prazos e condições estabelecidos pelo MME para o leilão, declaração com os montantes de energia a serem contratados para atendimento de 100% de suas cargas, conforme Decreto nº 5.163/04.

O MME, então, fixa o preço teto baseado em estudos técnicos-econômicos elaborados pela EPE, a ANEEL promove as licitações na modalidade de leilão, delegando a realização à CCEE, vencendo os agentes vendedores que ofertarem o menor preço ou maiores descontos em relação ao preço teto por MWh (Nery, 2012; Tolmasquim, 2011).

Importante salientar que existem vários vencedores no certame, devido à participação de diversos empreendimentos geradores (vendedores) e distribuidores (compradores), e a diferentes modalidades de venda e localização geográfica, disponibilidade de lotes, além de diferentes prazos de suprimento e tipo de energia a ser comercializada (Instituto Acende Brasil, 2012).

Também são previstos os leilões de ajustes, definidos como uma contratação proveniente de empreendimentos existentes, visando a complementar os montantes de energia contratados com antecedência maior e prazo de suprimento de até dois anos, limitado a 1% da carga total contratada, sendo um mecanismo de mitigação de risco para distribuidores.

Nos CCEARs, em leilões de compra de energia proveniente de empreendimentos existentes, podem ocorrer reduções nos montantes contratados pela empresa de distribuição, devido à troca de fornecedor pelo consumidor potencialmente livre e variações na demanda, com redução de até 4% a cada ano no montante inicialmente contratado, independentemente de prazo de vigência contratual, início do suprimento e montante reduzido anteriormente.

Essas reduções têm de ser precedidas de acionamento do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits (MCSD), que é a transferência de energia contratada entre agentes de distribuição, em que um agente com sobra cede parte de seu contrato para outro com déficit, por meio do Termo de Cessão, sendo a CCEE responsável por esse processamento.

As empresas de distribuição também podem adquirir energia proveniente de (1) geração distribuída, limitada a 10% da demanda de energia do mercado do distribuidor, desde que precedida de chamada pública realizada pelo próprio agente de distribuição; (2) usinas eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e de biomassa; (3) Itaipu, sendo esta mandatória para agentes de distribuição nas regiões Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

A comercialização de energia para os consumidores cativos é efetuada somente pela compra de energia das empresas de distribuição, não podendo ser contratada no ACL. A distribuidora efetua a medição e cobrança pelo serviço de transporte, além de repassar o custo da compra de energia nos leilões.

Quanto ao ACL, permite livre negociação entre agentes geradores, comercializadores, importadores, exportadores e consumidores livres/especiais de energia, em que é possível estabelecer livremente volumes de compra e venda e respectivos preços, pactuados via Contratos de Compra de Energia no Ambiente Livre (CCEAL), negociados sem a participação da ANEEL ou da CCEE (Berger, 2010; Nery, 2012).

Para consumidores livres atuarem no ACL, devem ser agentes da CCEE, podendo manter parte de suas contratações no ACR com a empresa de distribuição, sendo considerados consumidores parcialmente ou potencialmente livres. Além disso, podem retornar à condição

de cativos, devendo informar a situação com mínimo cinco anos, podendo reduzir esse prazo em caso de concordância da distribuidora. Já no caso de consumidores especiais, esse prazo é de 180 dias, também podendo ser reduzido.

O lastro é o montante que os agentes vendedores devem apresentar para a venda de energia, garantindo 100% de seus contratos e do consumo, estabelecido com base na Garantia Física de cada usina (Magalhães, 2009; Nery, 2012; Tolmasquim, 2011), assegurando que o sistema possa atender à carga máxima, sem violar o critério de segurança estabelecido, conforme Decreto nº 5.163/04.

A exigência de lastro de potência prevista no Decreto nº 5.163/2004 (Brasil, 2004a) foi revogada pelo Decreto nº 8.828/2016 (Brasil, 2016a) possibilitando maior debate sobre o modelo apropriado de atendimento às necessidades de potência do sistema. Ainda há a existência de penalidades e a exigência de garantias financeiras.

Esse arranjo é fundamental para o sucesso do sistema de leilões, pois permite administrar o equilíbrio entre oferta e demanda, proporcionando um ambiente concorrencial para a livre contratação de energia, desacoplando transações físicas de entrega de energia elétrica das contratuais, facilitando a operação coordenada e reduzindo os custos operacionais do sistema.

A garantia física é quantidade máxima de energia que cada empreendimento pode comercializar, constituindo a base comercial estável da geração, definida pelo MME na outorga de autorização ou concessão de cada usina com base em estudos da EPE. Assim, com todos os contratos de energia "lastreados" à capacidade efetiva de geração das usinas, evita-se que o montante de energia contratada supere a capacidade de suprimento (Magalhães, 2009; Nery, 2012; Tolmasquim, 2011).

Salienta-se ainda que alguns aspectos importantes do modelo mercantil são a livre negociação entre geradores, comercializadores e consumidores livres, preços da energia elétrica separados dos preços do transporte e preços distintos por submercado (Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte) e para cada área de concessão.

2.3 Conclusões

Neste capítulo, foram avaliados os aspectos do modelo mercantil brasileiro, destacando-se suas principais características e a forma de evolução, sendo apresentados os quatro modelos citados na literatura, que mostram de que forma pode ser organizada a indústria de energia elétrica. Foi efetuada, ainda, a análise da IEE brasileira e do modelo mercantil, de forma a colocar em evidência suas características distintivas e o marco legal e institucional. Sobre a comercialização, foram apresentados os ambientes existentes (ACR e ACL), os agentes existentes (econômicos e institucionais) e as formas de comercialização.

Nesse contexto, percebeu-se que os agentes participantes da IEE devem cumprir um enorme conjunto de regras e procedimentos que são a base do modelo mercantil e de

cumprimento obrigatório, definindo as condições, os eventos, os prazos e os requisitos para a comercialização de energia, levando em conta as características do SEB, criando grandes dificuldades para aqueles agentes de pequeno porte, sejam vendedores ou compradores.

Dessa maneira, neste capítulo, foi efetuada uma contextualização da estrutura da IEE, sua evolução e organização, proporcionando a necessária compreensão do funcionamento desse mercado para que se possa, nos capítulos posteriores, compreender a organização da GD no Brasil e no mundo, possibilitando-se a identificação de elementos facilitadores e inibidores que podem ser considerados como incentivos ou barreiras ao desenvolvimento desse setor de mercado.

Capítulo 3

Estrutura Regulatória da Geração Distribuída no Brasil

O ambiente técnico, econômico e regulatório atualmente estabelecido no Brasil pode influenciar positivamente no crescimento do mercado varejista de eletricidade. Entretanto, a diversidade de normas, procedimentos e leis dificulta o conhecimento, entendimento e acompanhamento desse ambiente. Assim, será apresentado o cenário atual da GD no Brasil, descrevendo-se a estrutura regulatória, barreiras, condições gerais de acesso, incentivos e formas de comercialização, além da experiência internacional desse setor, com base em pesquisa documental e análise de conteúdo. Busca-se destacar que diversas ações foram adotadas, com vistas a uma política pública para o desenvolvimento da GD, porém ainda é necessário aperfeiçoar os instrumentos legais para uma maior penetração desse sistema.

3.1 Contexto da Geração Distribuída no Brasil

A produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis é o objetivo perseguido pela maioria dos países, adotando políticas públicas que permitam diminuir a dependência de combustíveis fósseis e cumprir as metas estabelecidas em tratados internacionais para reduzir o aquecimento global provocado pela emissão de gases de efeito estufa (ANEEL, 2010).

Particularmente no Brasil, parcela significativa da energia elétrica é proveniente de grandes centrais geradoras localizadas em locais remotos e distantes dos centros consumidores, necessitando-se um SIN que os integre por extensas linhas de transmissão (J. L. C. Cruz, 2013).

No entanto, a expansão da oferta por grandes centrais hidrelétricas enfrenta resistências cada vez maiores devido às condições hidrológicas desfavoráveis e aos impactos ambientais, embora haja um constante aumento na demanda de energia elétrica (Aquila, 2015; EPE, 2016).

Isso promove um aumento significativo de centrais termelétricas que utilizam fontes primárias não renováveis e poluentes, responsável por maior custo do MWh produzido e

emissão de gases poluentes, indo contra as restrições ambientais impostas às fontes convencionais e emissoras de gases nocivos ao meio ambiente (J. L. C. Cruz, 2013; Ferraz, 2014).

Por outro lado, a GD é uma alternativa de geração que se encontra próxima ou mesmo no próprio consumidor, conectada diretamente a ele, tendo como vantagem a redução de perdas no transporte, menores impactos ambientais e investimentos na expansão e na manutenção de redes, além de menor dependência do parque gerador despachado de modo centralizado (Barbosa Filho & Azevedo, 2014; J. L. C. Cruz, 2013).

Ao mesmo tempo, como o resto do mundo, o Brasil busca sustentabilidade energética por meio de fontes renováveis, diversificando o parque gerador e favorecendo o desenvolvimento da GD ao mitigar barreiras para sua conexão à rede de distribuição (ANEEL, 2014; Macedo, 2013).

Contudo, verifica-se grande dificuldade e complexidade para que geradores de pequeno porte possam aderir e operar no mercado de eletricidade do Brasil, devendo cumprir regras e procedimentos técnicos e burocráticos similares aos de um grande gerador. Ainda há uma vasta quantidade de normas e instrumentos legais que formam a estrutura regulatória, o que dificulta seu conhecimento, entendimento e cumprimento.

Assim, ao descentralizar o parque gerador, com fontes renováveis e menores prazos de obtenção de licenças e implantação de projetos, agrega-se confiabilidade e segurança ao sistema elétrico, propiciando-se o desenvolvimento econômico ao se ampliar o número de agentes de GD.

Nesse contexto, neste capítulo, é avaliada a estrutura regulatória que trata da geração de pequeno porte, apresentando-se as principais questões técnicas e legais que impactam em sua implantação, além de uma análise comparativa com casos de GD no Brasil e, posteriormente, uma apresentação das experiências em outros países para melhor compreensão do tema.

Para tanto, inicialmente estão listadas as características da GD de pequeno porte, com definições, tecnologias e normas para entendimento desse conceito. Após essa introdução, são apresentados aspectos regulatórios e sua aplicação no modelo mercantil. Em seguida, é efetuada uma análise da experiência internacional em GD para que se verifique a importância desse setor, descrevendo-se algumas políticas públicas e alguns mecanismos implementados, bem como o comportamento do mercado do ponto de vista do investidor.

3.2 Características gerais da geração distribuída

A geração de pequeno porte, normalmente conectada ao sistema de distribuição, conhecida como GD, não é uma solução inovadora, pois, desde o século XIX, com Thomas Edison inaugurando a *Pearl Street Station* em Manhattan (EUA-1882), o fornecimento de

energia elétrica era feito para atender sistemas isolados, como a iluminação local (Geraldi, 2013).

No Brasil, tampouco foi diferente, pois, somente após a década de 1960, com a criação da Eletrobrás, foram promovidas medidas para integrar, interligar e centralizar a operação do sistema elétrico, desenvolvendo-se o parque gerador a partir de grandes empreendimentos, delineando-se a atual estrutura do SEB (Macedo, 2013).

Nesse sentido, mesmo com o SEB integrado e com uma matriz energética predominantemente hidráulica (ANEEL, 2008), a crescente demanda por energia, associada às restrições econômicas, técnicas, políticas ou ambientais, elevaram o grau de interesse em soluções de abastecimento menos centralizadas, visando a mitigar impactos e riscos de apagões, em virtude dos quais a GD desperta grande interesse.

De maneira geral, a GD pode ser conceituada como a geração de energia a partir de qualquer empreendimento conectado em redes de média ou baixa tensão (Brasil, 2004a, 2004b; Brito, Andrade, Sakiyama, & Dias Jr, 2015).

No Brasil, o Decreto nº 5.163/04 (Brasil, 2004a) define a GD como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador com potência instalada não superior a 30 MW.

3.2.1 Tecnologias

A crescente demanda por fontes alternativas tem despertado interesse por novas tecnologias que proporcionem um novo e sustentável ciclo da GD de energia, promovendo eficiência da produção e oferta de energia no Brasil.

Nesse contexto, diversas tecnologias que utilizam fontes renováveis têm se constituído em importantes alternativas aos combustíveis fósseis, podendo-se citar (a) energia solar, (b) energia eólica, (c), energia hidrelétrica e (d) de biomassa.

A energia solar, por meio de sistemas fotovoltaicos, praticamente apresenta impactos nulos ao meio ambiente, sendo sua restrição mais relevante os altos custos de instalação quando comparados com os sistemas hidrelétricos. Atualmente, os principais geradores com essa tecnologia são países da Europa, como Alemanha, Itália e Espanha; da América, nomeadamente os EUA, e da Ásia: Japão e China (Castro, 2015).

O Brasil possui um elevado potencial solar, com níveis entre 4,25 e 6,5 kWh/m² de irradiação solar por dia. Entretanto, possui pouca maturidade quanto ao uso desse sistema quando comparado a países com potencial de radiação menor e produção maior, como é o caso da Alemanha (Castro, 2015; Cavaliero, 2003).

Atualmente, a energia FV encontra-se instalada em 42 centrais geradoras, gerando 23,01 MW, equivalente a 0,02 % da capacidade de geração brasileira. Além disso, existem registradas 4.371 instalações de micro e mini GD (dezembro/2016), gerando energia elétrica no sistema de compensação, com uma potência instalada de aproximadamente de 32,2 MW nas classes residencial, comercial e industrial (ANEEL, 2016a, 2016d).

A energia eólica ganhou espaço no Brasil em parques eólicos conectados à transmissão e não na forma de GD, com a maior parte gerando e contribuindo para o abastecimento do SIN, chegando a 11,83 % da carga desse sistema em outubro de 2016. Atualmente, existem 405 usinas instaladas, totalizando 9,88 GW de capacidade instalada, equivalente a 6,6 % da capacidade de geração brasileira (ABEEólica, 2015, 2016; ANEEL, 2016a).

A energia eólica para a produção de energia elétrica é obtida por meio da conversão da energia cinética dos ventos em rotação de um rotor acoplado a um gerador elétrico (aerogeradores), em localidades que apresentem uma velocidade média dos ventos de, no mínimo, 6 m/s (Cavaliero, 2003). O litoral brasileiro apresenta condições propícias ao aproveitamento de energia eólica, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, além do norte do Rio de Janeiro (Amarante, Zack, Brower, & Sá, 2001; PUC-RS, 2016).

A geração hidrelétrica é predominante em grandes centrais geradoras no Brasil e, embora exista um enorme potencial hidroelétrico em pequenas centrais, em 2014, as PCHs foram ultrapassadas pelas eólicas (ABEEólica, 2015). Isso também é verificado em relação à potência fiscalizada, em que PCHs contam com 4,91 TW e fontes eólicas, com 9,88 TW: respectivamente, 3,28 % e 6,6 % dos empreendimentos em operação (ANEEL, 2016a).

As Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGHs) são usinas com potência instalada menor ou igual a 5 MW, e as PCHs são usinas com potência maior que 5 MW e menor ou igual a 30 MW, com reservatório igual ou inferior a 13,0 km², sendo consideradas GD, conforme classificação da ANEEL, por meio do critério de potência instalada (ANEEL, 2015c; Brasil, 1995, 1996b, 2004a, 2013, 2016b).

Nas PCHs, as principais vantagens são: (1) construção e operação só dependem de autorização da ANEEL, concedida após elaboração e aprovação de estudo de inventário e projeto básico, dispensando-se o leilão para a concessão da exploração da queda d'água; (2) desconto de, no mínimo, 50% na TUSD ou TUST; (3) prazo de implantação e impacto ambiental bastante reduzido, se comparado às UHE; e (4) Possibilidade de desapropriação, quando o morador não for proprietário das terras.

As CGHs apresentam a vantagem de: (1) não necessitar de estudo de inventário e projeto básico, bastando informar à ANEEL para ser autorizado como PIE ou APE; e (2) prazo de implantação e impacto ambiental bastante reduzido se comparado às PCHs. A desvantagem é que não há possibilidade de desapropriação, devendo o interessado ser o proprietário das terras ou entrar em acordo com o respectivo dono.

Quanto à biomassa, apresenta vantagem em comparação com a geração termelétrica a partir de derivados de petróleo, pois tem menor emissão de gases de efeito estufa. Além disso,

o Brasil é rico em diversos tipos de matéria orgânica que podem ser utilizadas como biomassa, tais como o bagaço de cana de açúcar, o capim elefante, a casca de arroz, os óleos vegetais, o biogás de resíduos animais e urbanos (ANEEL, 2015a; Cavaliero, 2003).

A geração de energia elétrica com biomassa como fonte primária representa 9,02 % do total, com o bagaço de cana de açúcar tendo a maior capacidade, 6,82 % da potência elétrica total, sendo utilizada em processos de cogeração. Atualmente, existem 531 usinas registradas na ANEEL gerando energia elétrica com uma capacidade instalada de 14,09 MW em todas as regiões brasileiras, inclusive como micro e mini GD no PR e em MG (ANEEL, 2016b).

A cogeração, segundo a Resolução nº 21/2000 da ANEEL, é um processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida, total ou parcialmente, em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis, ou seja, é a produção simultânea de duas formas de energia útil a partir de uma fonte de energia primária, sendo o processo mais comum a produção de eletricidade e de energia térmica (calor ou frio) a partir do uso de gás natural e/ou de biomassa (ANEEL, 2000; COGEN, 2015).

Quanto à micro e à mini GD, são utilizadas tanto na iniciativa privada quanto no Poder Público, apresentando grande expectativa de crescimento após sua regulamentação pela REN 482, revisada pela REN 687. Assim, verificam-se UCs utilizando tecnologias de energia FV, eólica, termelétrica, a biogás e hidráulica, totalizando uma capacidade instalada de 36,70 MW (ANEEL, 2016a; Castro, 2015).

Segundo o BIG, verifica-se que a geração FV tem possibilidade de destaque nesse segmento, com instalação em residências, comércios e indústrias. Isso se deve à necessidade em se encontrar alternativas que possam reduzir o custo da fatura de energia elétrica ao consumidor cativo, além da crescente disponibilidade técnica e da grande disponibilidade de fonte solar no Brasil (ANEEL, 2016a).

Na próxima seção, será apresentada a organização da GD no SEB, conforme as modalidades e os segmentos existentes, nas quais estão definidas as regras de comercialização e contratação de energia elétrica no Brasil.

3.3 Regulamentação da geração distribuída no Brasil

Com a publicação da Lei nº 10.848/04 e do Decreto nº 5.163/04, foram definidas as regras para a comercialização de energia elétrica no Brasil, estando contemplada a GD e os procedimentos para sua contratação (Brasil, 2004a, 2004b).

Em relação às tecnologias utilizadas, o Decreto nº. 5.163/04, que regulamentou a Lei nº 10.848/04, considera como GD os empreendimentos de geração oriundos de: (a) energia solar; (b) energia eólica; (c) hidrelétrica menor ou igual a 30 MW; e (d) termelétricas, inclusive de cogeração a gás, com eficiência energética maior ou igual a 75%, montante que não é exigido quando se utiliza biomassa ou resíduos de processo como combustível (Brasil, 2004a).

Destaca-se que existem diversos regulamentos que tratam da GD, dependendo da fonte primária de energia, da potência dos empreendimentos e da respectiva propriedade. Uma forma de classificação é mostrada na Tabela 3.1, a partir da qual será explicada a regulamentação correspondente.

Tabela 3.1– Organização da GD no SEB - Fonte: Elaboração própria, adaptado de (Brasil, 2004a, 2004b, 2016b; Brito et al., 2015)

<table>
<tr><th></th><th>Micro GD</th><th>Mini GD</th><th colspan="2">Ger. Inc.</th><th>GD Conv.</th></tr>
<tr><td>Hidro</td><td rowspan="4">Até 75 kW</td><td rowspan="4">De 75 kW até 3 MW (hidráulica) 5 MW (outras fontes)</td><td rowspan="3">Até 30 MW</td><td></td><td>> 30 MW</td></tr>
<tr><td>Eólica</td><td rowspan="3">> 30 MW Até 300 MW após 01/01/16</td><td rowspan="3">> 300 MW</td></tr>
<tr><td>Solar</td></tr>
<tr><td>Biomassa</td></tr>
<tr><td>Gás Natural</td><td colspan="2" rowspan="4"></td><td colspan="2" rowspan="3"></td><td rowspan="4">Sem limite de potência (Eficiência ≥ 75 %)</td></tr>
<tr><td>Carvão</td></tr>
<tr><td>Diesel</td></tr>
<tr><td>Óleo Comb.</td></tr>
<tr><td rowspan="2">Regulamentação aplicável</td><td colspan="2" rowspan="2">REN 482/12 Módulo 3 – PRODIST</td><td colspan="2">REN 247/06</td><td></td></tr>
<tr><td colspan="3">Lei nº 9.427/1996, Lei nº 13.360/16 REN 167</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="5">Lei nº 10.848/04, Decreto nº 5.163/04</td></tr>
</table>

3.3.1 Micro e Mini GD

Buscando o desenvolvimento da GD de menor porte, a ANEEL promoveu a Consulta Pública nº 15/2010 e a Audiência Pública nº 42/2011 para debater sobre essa modalidade, publicando, em 2012, a REN 482, estabelecendo as condições gerais para o acesso de micro e mini GD aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação (*net metering*), instituindo um respaldo legal para esse tipo de empreendimento, buscando criar um ambiente menos complexo que incentive sua expansão (ANEEL, 2012; Geraldi, 2013).

De acordo com a REN 482, após sua revisão pela REN 687, a micro GD é aquela com potência de até 75 kW, e a mini GD aquela com potência maior que 75 kW até 3 MW (hidráulica) e 5 MW (outras fontes), produzindo energia a partir de fontes renováveis, seja com base hidráulica, solar, eólica ou de biomassa, ou com cogeração qualificada, e conectadas ao sistema de distribuição por meio de UCs (ANEEL, 2012, 2014).

De forma complementar, na seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, estão estabelecidos

procedimentos para o acesso de micro e minigeradores ao sistema de distribuição, padronizando-os para conexão conforme a quantidade de fases e nível de tensão de conexão da central geradora, definidos pela distribuidora em função das limitações técnicas justificáveis da rede.

Para ser micro ou mini GD, uma UC deve, inicialmente, efetuar uma análise de custo / benefício verificando: (a) o tipo da fonte de energia, (b) a existência de processo produtivo ou insumos disponíveis, (c) tecnologia e tipo de equipamentos de geração, (d) potência instalada da carga e geração, (e) localização (rural/urbana), (f) tarifa submetida, (g) condições de financiamento e pagamento e (h) UCs que poderão usufruir dos créditos do sistema de compensação, entre outros (ANEEL, 2016c). Esses dados, assim como o projeto de instalação e de conexão à rede de um micro ou minigerador, devem ser verificados por empresa com experiência comprovada e profissionais devidamente habilitados.

Posteriormente, o titular da UC deverá solicitar à distribuidora o acesso à rede, acompanhado do projeto executivo para aprovação e da solicitação para realizar a vistoria da conexão, além de executar as obras civis e de montagem para o comissionamento das instalações. Ainda não é necessária a assinatura de contratos de uso e conexão, como central geradora, das UCs com micro ou mini GD que participam do sistema de compensação (ANEEL, 2012).

Os custos das adequações só podem ser cobrados pela distribuidora em relação à diferença relativa à medição bidirecional, entretanto os demais custos de instalação são de responsabilidade da UC.

Salienta-se que, ao ser micro ou mini GD, com sua consequente e obrigatória adesão ao sistema de compensação, não se pode comercializar seus excedentes, não se enquadrando no ACL ou ACR. Caso tenha capacidade instalada maior que 500 kW ou 3 MW, pode ser, respectivamente, um consumidor especial ou livre, comprando no mercado livre. Além disso, classificando-se como PIE ou APE, poderá vender seus excedentes, negociando condições e custos, no ACL e também no ACR (ANEEL, 2012).

Em relação às normas que devem ser consultadas, estão a REN 482, a Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST, a REN 414, além das normas técnicas da empresa distribuidora local. Entre as inovações trazidas pela REN 482, merece destaque o sistema de compensação, pelo qual a energia elétrica gerada por uma unidade consumidora (UC) é cedida à empresa distribuidora local, com posterior compensação no consumo dessa UC ou de outra de mesma titularidade (ANEEL, 2012, 2014).

No sistema de compensação, conhecido como *net metering*, se, em um determinado ciclo de faturamento, a energia ativa injetada na rede for maior do que a consumida, a UC receberá um crédito que poderá ser utilizado na próxima fatura ou dentro do período de vigência desses créditos, na seguinte ordem:

1. A energia ativa gerada deve ser utilizada para compensar a energia ativa consumida nesse posto;

2. Havendo excedente, os créditos devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, na mesma UC e no mesmo ciclo de faturamento;
3. Restando créditos, o excedente deve ser utilizado em UC escolhida no consumo de energia ativa, no mesmo posto horário e ciclo de faturamento em que a energia foi gerada;
4. O eventual excedente, após aplicação do item anterior, deve ser utilizado em UC escolhida e referenciada no item 3, no mesmo ciclo de faturamento, mas em outro posto horário;
5. Caso ainda haja excedente, os itens 3 e 4 devem ser repetidos para as demais UCs cadastradas previamente, obedecida a ordem de prioridade escolhida;
6. Após o item 5, até o esgotamento das UCs cadastradas, existindo créditos, o procedimento deve ser repetido nessa ordem dentro da vigência dos créditos.

Em UCs que tenham postos tarifários (ponta e fora ponta), com a energia injetada em um determinado posto tarifário excedendo a energia consumida, essa diferença pode ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento, aplicando-se um fator de ajuste.

Para este sistema, além de ser conectada no mesmo nível de tensão da central geradora, a UC deve possuir medição bidirecional para a medição de consumo e geração, podendo ser utilizado um único medidor que realize essas funções ou dois medidores unidirecionais.

Ressalta-se que as UCs do grupo B (conectados em baixa tensão), participantes desse sistema, devem sempre pagar o custo de disponibilidade da rede, definido como uma espécie de franquia mínima de uso de energia elétrica, equivalente ao valor em reais de 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) (ANEEL, 2009, 2012, 2014).

Desse modo, ainda que a energia ativa injetada na rede seja superior ao consumo, deverá ser efetuado o pagamento do custo de disponibilidade. Para o grupo A (conectados em alta tensão), deverá ser faturado apenas o correspondente à demanda contratada (ANEEL, 2012).

Quanto ao faturamento, incidem tributos federais, como o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), e estaduais, como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), cobrados sobre o montante de energia consumida, independentemente dos créditos gerados e existentes na UC. Esse cenário tem evoluído por meio de políticas públicas, tais como a Lei n° 13.169/15, que isentou de PIS e COFINS a energia injetada na rede.

Salienta-se ainda que, conforme Convênio do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), Acre, Alagoas, Bahia, Ceará, Goiás, Maranhão, Mato Grosso, Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, Paraíba, Pernambuco, Pará, Piauí, Rio de Janeiro, Rio Grande do Norte, Rio Grande do Sul, Rondônia, Roraima, São Paulo, Sergipe, Tocantins e o Distrito Federal fizeram a adesão ao Convênio ICMS nº 16/2015, totalizando 22 unidades da federação que concederam a isenção da cobrança do ICMS no montante injetado na rede quando compensado, sujeito a faturamento sob o Sistema de Compensação de Energia Elétrica da REN 482 (CONFAZ, 2015).

Para exemplificar essa cobrança, em relação ao ICMS, pode-se citar que, no estado do Paraná (ICMS de 29%), para cada kWh de energia que é injetado na rede, gera-se um crédito de 0,71 kWh. Já nos estados que concedem isenção, para cada kWh de energia que é injetado na rede, gera-se a mesma quantidade de créditos.

3.3.2 GD Convencional

De acordo com a regulamentação, a GD convencional é aquela que produz energia a partir de fontes como gás natural, carvão, diesel e óleo combustível, entre outras não renováveis, com capacidade instalada até 30 MW se a eficiência for $\leq 75\%$, podendo ser comercializada nos dois ambientes de comercialização, existindo basicamente dois tipos de agentes de geração: APE e PIE. Ainda pode ser considerada GD convencional aquela que utiliza fontes renováveis com capacidade instalada maior que 30 MW (hidrelétrica) e maior que 300 MW (Biomassa, Eólica e Solar) (Brasil, 1996b; Brito et al., 2015).

3.3.3 Geração Incentivada

A geração incentivada é aquela em que a energia é proveniente de recursos naturais e renováveis, tais como: hidrelétricos, eólicos e térmicos a biomassa. Para garantir sua competitividade, é concedido um percentual de redução, não inferior a 50%, aplicado aos valores de TUST e TUSD para aumentar a oferta de energia proveniente de GD com FAs renováveis, inclusive o gás natural quando se trata de cogeração qualificada, com potência instalada de até 30 MW (ANEEL, 2006; Tatemoto, 2013).

Entretanto, esse desconto pode ser reduzido ou até totalmente suprimido se, ao efetuar complementação de lastro, o gerador incentivado registrar contratos de aquisição de outras fontes de geração (convencionais ou não especiais) maiores que 49% da sua garantia física, sendo atribuída a perda total do desconto para as usinas de propriedade desse agente no mês do cálculo (Tatemoto, 2013).

O desconto do consumidor especial ou livre é proporcional a sua compra. Por exemplo, se um gerador incentivado adquire energia com desconto de 50 % na TUST ou na TUSD, deve repassar esse desconto ao consumidor especial ou livre. Caso compre energia de diversos geradores incentivados com descontos entre 50 e 100 %, terá a média dos descontos de quem comprou energia (Fontoura, 2011).

A Resolução nº 247/06 (REN 247) estabelece condições para a comercialização oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW (ANEEL, 2006).

A comercialização de energia incentivada envolve os agentes de geração, incluídos os APEs, que vendem para consumidores especiais, livres e agentes comercializadores, realizada no ACL por Contratos de Compra de Energia Incentivada (CCEI). O valor de venda da energia incentivada é maior que a convencional, contudo esse valor é compensado pelos descontos na TUSD e na TUST, viabilizando o custo final.

3.3.4 Comercializador Varejista

Recentemente, com a publicação da Resolução Normativa nº 570/13 (REN 570), a ANEEL criou a figura do CV, estabelecendo requisitos e procedimentos para a sua atuação no mercado, o qual poderá representar os seguintes agentes (ANEEL, 2013):

a) Consumidores livres ou potencialmente livres e especiais;
b) Detentores de concessão, autorização ou registro de geração com capacidade instalada inferior a 50 MW, não comprometidos com CCEARs, Contratos de Energia de Reserva – CER – ou cotas;
c) Geradores com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, contudo é obrigatório que seja associado à CCEE e assumam responsabilidade solidária e proporcional em relação ao resultado financeiro do varejista.

O CV pode ser considerado uma espécie de ponte entre o vendedor de energia incentivada e os consumidores especiais, assumindo as responsabilidades perante a CCEE e as instituições do mercado livre, viabilizando a expansão da oferta com energias renováveis por meio de geradores de pequeno porte.

Ainda oferece liquidez ao mercado, aumentando a competição no mercado varejista, ao reduzir barreiras e a complexidade de adesão de pequenos geradores e consumidores que não conseguem atender às regras por não possuírem equipe especializada em comercialização de energia elétrica, facilitando o desenvolvimento do mercado livre.

Salienta-se que, com os geradores incentivados e consumidores especiais negociando diretamente no ACL, ocorre um aumento significativo de operações na CCEE e também nos custos de transação, problemas estes mitigados com a atuação do CV como intermediário.

Segundo a REN 570, alterada pela REN 654/15 e os Procedimentos de Comercialização (PdCs) – Submódulo 1.6 – Comercialização Varejista, para ser um CV, é necessário atender a alguns requisitos (ANEEL, 2013):

a) Ser agente da CCEE na classe de comercialização ou categoria de geração;
b) Ter designação específica em seu objeto social para exercer tal atividade;
c) Apresentar em site os produtos padronizados ofertados, com descrição detalhada, modelos de contratos, preços e condições;
d) Possuir histórico de, no mínimo, 12 meses de operação na CCEE e uma comercialização anual de pelo menos 10 MW médios, sem descumprimento de

obrigações nesse período; salvo para candidatos que não apresentem o prazo mínimo de atuação, com controle societário direto e indireto de agentes que cumpram tais exigências.

Na resolução, também se especifica que só poderão ser feitos contratos com energia convencional especial e incentivada especial, sendo permitida a aquisição parcial de energia elétrica junto à distribuidora local (ANEEL, 2013).

Por fim, o apresentado nesta seção permite verificar o vasto conjunto normativo-legal existente para a GD e sua aplicação no modelo mercantil do SEB, embora ainda sejam necessários aperfeiçoamentos para lograr um ambiente de negócios com características de um mercado cada vez mais competitivo.

Diante do exposto, na próxima seção, será efetuada uma análise da experiência internacional em GD, de maneira a analisar mecanismos de incentivo utilizados na estrutura regulatória desses países que possibilitaram mitigar barreiras para, posteriormente, auxiliar na identificação de elementos facilitadores e inibidores desse segmento de mercado.

3.4 Análise de experiência internacional em GD

A GD, por meio de energia renovável, tem sido largamente explorada em diversos países como forma de diversificar a matriz energética, reduzir a dependência de combustíveis fósseis e ecologicamente danosos ao meio ambiente e as perdas de transmissão. Dessa maneira, será apresentada a experiência internacional em GD, mostrando-se diversos mecanismos e políticas públicas voltados ao desenvolvimento e ao aproveitamento energético de fontes renováveis (ANEEL, 2010; Menezes, 2014; Robinson, 2013).

3.4.1 Políticas Públicas e Mecanismos de Incentivo

A avaliação da experiência e da prática de incentivos para a GD nos diversos países pode contribuir de forma crucial no desenvolvimento desses sistemas no Brasil, identificando-se vantagens ou desvantagens associadas a determinado mecanismo ou política pública implementada (Alves, 2014).

É importante salientar que políticas públicas bem elaboradas para a GD e as fontes renováveis podem ser consideradas como um fator indutor de um desenvolvimento sustentável, reduzindo barreiras regulatórias de acesso ao sistema elétrico por parte dos pequenos geradores (EPE, 2012a). Contudo, o panorama de mecanismos de incentivos é muito amplo e pode possuir uma série de combinações entre si que garantem maior ou menor atratividade, além de viabilizar os projetos na ótica dos investidores. Um quadro-resumo de alguns desses incentivos encontra-

se na Tabela 3.2, possibilitando maior esclarecimento e conhecimento sobre mecanismos disponíveis e utilizados para promover a GD.

Tabela 3.2: Mecanismos de incentivo - Fonte: (Alves, 2014; EPE, 2012a)

Mecanismo	Descrição
Tarifas *Feed-in (FIT) e Feed-in-premium* (FIP)	Aquisição pela distribuidora da energia produzida a uma tarifa superior à de mercado.
Net-Metering / Net-Billing	Permite que o prosumidor utilize a energia ativa gerada para abater, total ou parcialmente, seu consumo de energia por meio de um sistema de compensação.
Cotas (RO, RPS)	Aquisição obrigatória pelas distribuidoras de uma porcentagem da energia comercializada, em determinado período, proveniente de fontes renováveis.
Certificados de Energia Renovável (Green Certificate)	Instrumento financeiro pelo qual os geradores recebem um certificado para cada MWh de energia elétrica produzida, garantindo o cumprimento do sistema de cotas.

3.4.2 Tarifas *feed-in*

As tarifas *feed-in* (FIT) são mecanismos de suporte à GD utilizados em diversos países, geralmente a partir de fontes renováveis, garantidos por longo período de tempo (10-25 anos), no qual os valores pagos pela eletricidade gerada são preestabelecidos e superiores ao praticado no mercado atacadista.

A FIT é reconhecida pelo sucesso no desenvolvimento de energias renováveis em larga escala, pois garante que o investidor receberá suporte financeiro a longo prazo, reduzindo os riscos do investimento (Alves, 2014; Vieira, 2016).

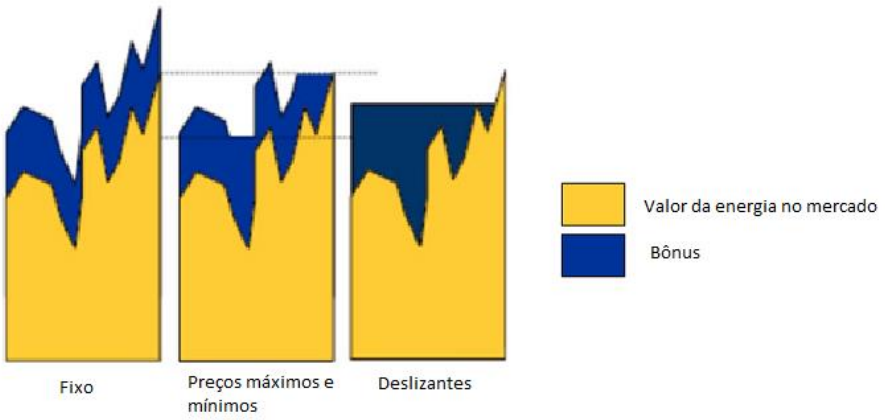

Figura 3.1: Modelos de FIP – Fonte: (Ragwitz, 2013)

Ainda existe uma forma diferente de FIT, chamada tarifa *feed-in premium* (FIP), na qual parte dos riscos resultantes das variações do mercado é repassada aos investidores em GD. Existem três modelos de FIP: bônus fixo, bônus com preços máximo / mínimo e bônus deslizantes, conforme a Figura 3.1 (Vieira, 2016).

Conforme Ragwitz (2013) e Vieira (2016), na FIP com bônus fixo, o valor pago é o preço de mercado da energia somado a um prêmio ou bônus. Já na FIP com preços máximos (*cap*) e mínimos (*floor*), o bônus é limitado de modo que, quando o valor for abaixo de um limite preestabelecido, o prêmio aumenta para não pagar o proprietário da GD com um valor menor que um nível mínimo. Por outro lado, se o preço de mercado for superior ao nível máximo, o bônus é zerado e nenhum prêmio é pago.

Quanto aos bônus deslizantes, Ragwitz (2013) e Vieira (2016) salientam que o valor do bônus é calculado como uma diferença entre um valor fixo e o de mercado. Dessa maneira, se o valor de mercado for menor que esse nível preestabelecido, o proprietário da GD recebe uma tarifa equivalente ao patamar fixo. Caso contrário, com o valor de mercado maior que fixado, nenhum prêmio é pago. Esse modelo foi adotado no Reino Unido por meio dos *Contracts for Difference* (CfD).

Os Estados Unidos da América (EUA), por meio da *Public Utility Regulatory Policies Act* (PURPA), em 1978, foi o primeiro país onde se aplicou uma forma desse incentivo, ao determinar a compra de energia elétrica por distribuidoras de usinas previamente qualificadas para esse fim por um preço determinado (Vieira, 2016).

Na Califórnia, a FIT deve estar disponível nas distribuidoras com mais de 75.000 clientes por meio do Programa ReMat com contratos de 10 a 20 anos, sendo a tarifa estabelecida de acordo com os resultados dos leilões renováveis e podendo ser ajustada conforme a queda ou o aumento das ofertas para atingir a meta estipulada. Já em Nova Iorque, o mecanismo de FIT foi estabelecido em 2012, contemplando contratos de 20 anos em projetos não residenciais de energia FV com capacidade entre 50 kW a 20 MW (CPFL Energia, 2014).

Na Itália, atendendo à Diretiva 2001/77/CE da Comunidade Europeia para fontes renováveis, por meio do Programa Conto Energia, foram implementadas tarifas *feed-in* para um período de 20 anos em geração FV. Esse mecanismo fez com que a Itália fosse o segundo maior mercado fotovoltaico do mundo em 2010 (Naguib, Elgamal, & Demajorovic, 2015). Entretanto, com o substancial crescimento da capacidade instalada e dos custos associados às tarifas *feed-in*, atingiu-se o teto anual definido para essa política pública, sendo o Programa Conto Energia descontinuado em 2013 para FV, embora ainda haja a *all-inclusive feed-in tariff* aplicada a fontes renováveis (excluindo a solar) com potência menor que 1 MW, e 200 kW se eólica on-shore (IEA, 2016).

Na Espanha, as tarifas *feed-in* fizeram com que a energia solar FV superasse a meta inicial de 400 MW para mais de 4.500 MW de geração, induzindo um déficit de 30 bilhões de euros em 2013 (ANEEL, 2010; Montoya, Aguilera, & Manzano-Agugliaro, 2014; Robinson, 2013; Rodriguez, 2002). Tal fato fez com que o Governo da Espanha efetuasse uma série de reformas que impactou nos investidores de energia renovável, tal como o teto transitório de três anos na

quantidade de horas que sistemas FV podem receber uma tarifa *feed-in*, além do fim do prêmio da tarifa *feed*-in para empresas de energias renováveis (Robinson, 2013).

Após 3 anos de vigência dessas mudanças, o déficit reduziu para aproximadamente 25 bilhões de euros, embora tenha impactado na decisão de implantação de energia renovável, com novos empreendimentos cada vez mais escassos devido às alterações nas taxas de energia e ao aumento da incerteza, desestimulando investimentos (Gobierno de España, 2013; Montoya et al., 2014; Robinson, 2013; Steel, 2016).

Portugal, seguindo a tendência europeia, aplica as tarifas *feed-in* como mecanismo de incentivo a energias renováveis. Porém, em 2012, devido à crise econômica do país, ocorreram alterações na política energética e nos regimes de micro e minigeração com a redução nas tarifas de referência, cotas anuais de potência e benefícios fiscais (Alves, 2014). Essas reduções continuaram a ser aplicadas entre 2013 e 2014, tornando as tarifas *feed-in* pouco atrativas para o desenvolvimento da micro e da minigeração, com a perspectiva de que isso continue ocorrendo até que seja totalmente suprimida ou substituída por outro mecanismo que possa impulsionar novamente esse mercado (Alves, 2014).

A Alemanha, em 1990, implementou um sistema similar ao programa "1000 telhados solares", testando a viabilidade técnica da geração descentralizada, porém ainda num patamar insuficiente para incentivar a GD a partir de fontes renováveis, devido à baixa remuneração para viabilizar o investimento (Bertoi, 2012; Vieira, 2016). Em 2000, com a aprovação do Código de Fontes Renováveis de Energia (*Erneuerbare Energien Gesetz* – EEG), foram alteradas as regras de cálculo das tarifas *feed-in* de acordo com o real custo de produção de energia elétrica, garantindo que a energia elétrica gerada por fontes de biogás, biomassa, geotérmica, eólica e solar fossem obrigatoriamente compradas pelas concessionárias por um período de 20 anos após a instalação, dando o impulso necessário para que o mercado de renováveis se estabelecesse definitivamente, com destaque para os segmentos de solar FV e eólica (Bertoi, 2012; Vieira, 2016).

Em relação ao mercado solar FV, essa política pública foi necessária para viabilizar o desenvolvimento da indústria e a integração da fonte, pois os custos dos sistemas FV eram extremamente altos. Dessa forma, em 2004, a EEG foi modificada, reajustando as tarifas pagas pela energia gerada, e o limite anteriormente estabelecido para a capacidade total instalada foi eliminado (Bertoi, 2012; Ferraz, 2012). Entretanto, a adesão foi tão expressiva, que a Alemanha ultrapassou as metas preestabelecidas de capacidade de geração, sendo que, em 2010, o país respondia por 44% da capacidade instalada global (Ferraz, 2012).

Diante disso e, somando-se esses resultados aos altos custos das tarifas pagas, a partir de 2009, o governo iniciou uma série de ajustes para reduzir o impacto financeiro por meio de cortes na tarifa e aumento do grau de reajuste negativo do preço da tarifa. Contudo, os esforços ainda foram insuficientes devido à acentuada queda nos custos dos sistemas FV, que chegou a 57 % entre 2006 e 2012 (Ferraz, 2012).

Concluindo, verifica-se que o grande desafio na implementação desse mecanismo de incentivo é saber adequar a dinâmica de preços do mercado, adequando a redução de custos e

a forma de remuneração adequada, pois isso pode impactar nos custos do programa para a concessionária e nas tarifas de eletricidade.

3.4.3 *Net Metering*

Em relação ao *net-metering* e ao *net-billing*, são mecanismos regulatórios que permitem aos prosumidores injetar o excedente da sua geração na rede elétrica da distribuidora, de forma que esta funcione como uma bateria para o sistema instalado. De modo geral, a diferença fundamental entre eles é que, no *net-billing*, há uma compensação monetária e, no *net-metering*, essa compensação é energética.

Nos EUA, quase a totalidade dos estados disponibiliza o mecanismo de *net-metering*, sendo considerado a principal forma de incentivo e impulsionador da GD solar FV. Entretanto, esse incentivo e sua eficiência variam conforme o estado. Isso se dá por ser uma política pública de âmbito estadual, possuindo limites de potência instalada e valoração da energia excedente diferentes de acordo com o local. Mesmo em estados nos quais não há regras grais sobre *net-metering*, como Idaho e Texas, há a compensação de energia gerada no consumo da UC (Alves, 2014; Vieira, 2016).

Embora sejam muitos os fatores positivos, recentemente, tem sido alvo de críticas pela existência de subsídios cruzados, nos quais clientes de energia FV com *net-metering* estariam com custos menores e tarifas mais baixas que os demais. As distribuidoras afirmam que isso se deve ao encolhimento da base de clientes, afetando o pagamento das despesas com custos fixos de manutenção (Partners, 2016; Vieira, 2016). Dessa forma, algumas ações foram propostas para reduzir esse problema, tais como a cobrança de um valor mínimo mensal, redução do crédito do *net-metering*, inclusão de cobranças fixas em clientes com energia FV (Partners, 2016).

Embora existam problemas e críticas, o *net-metering* proporcionou um grande incentivo às fontes renováveis e o desenvolvimento sustentável nos EUA, possibilitando maior produção de energia e geração de empregos (Alves, 2014).

Na Itália, o mecanismo *Scambio sul posto* pode ser utilizado em projetos com capacidade de produção entre 20 kW e 500 kW e funciona por meio de um serviço de medição líquida, no qual a distribuidora remunera o cliente baseando-se em injeções e retiradas de eletricidade num determinado ano e respectivo valor de mercado nesse período, com os pagamentos feitos até o ponto em que a eletricidade gerada corresponde ao consumo em uma base anual, sendo os excedentes compensados em anos posteriores. Esse mecanismo facilitou a implantação de pequenas instalações FV após o término do Programa Conto Energia. Ainda há a exigência de pagamento de uma taxa anual para cobrir os custos administrativos dos distribuidores (Alves, 2014; IEA, 2016).

Na Holanda, os consumidores com conexões trifásicas até 80 A podem optar pelo *net-metering* injetando energia na rede. Embora o mecanismo FIT seja mais significativo na

Holanda, o *net-metering* representa mais um incentivo para promover o desenvolvimento de fontes renováveis no país (Alves, 2014; IEA, 2014).

Em regiões da Ásia e do Pacífico, como em estados indianos, está sendo efetuada a expansão de políticas para promover o uso de energia renovável por meio da adoção mecanismos de *net-metering*. No Oriente Médio, o apoio a projetos de energias renováveis também está sendo introduzido a partir de novas políticas, como o *net-metering* (REN21, 2016).

De forma geral, o mecanismo *net-metering* é utilizado em vários países como Argentina, Chile, Grécia, Israel, Noruega, Uruguai, de forma complementar com outras políticas e mecanismos de incentivo para garantir e promover maior implementação da geração por fontes renováveis e GD (REN21, 2016).

3.4.4 Cotas e Certificados de Energia Renovável

Os mecanismos de cotas, conhecidos como *Renewable Portfolio Standards* (RPS) ou *Renewables Obligations* (RO), entre outros, estabelecem a obrigação de que uma porcentagem da energia comercializada a ser fornecida a seus clientes seja proveniente de determinada fonte ou tecnologia renovável (Vieira, 2016).

De acordo com Vieira (2016), esse é um novo tipo de política pública quando comparado aos mecanismos FIT e *net-metering*, sendo adotado em diversos países, tais como: Austrália, Bélgica, Canadá, China, EUA, Índia, Itália e Suécia, impulsionando a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis.

Como, em geral, o custo de aquisição da energia proveniente de fontes alternativas renováveis é superior àquela proveniente de outras fontes tradicionais, foi criado o mecanismo de certificado de energia renovável ou verde, também chamado de *Green Certificates*, para compensar esses custos e garantir o cumprimento das metas estabelecidas (Costa, 2014; Vieira, 2016). Nesse mecanismo, os geradores recebem um certificado para cada MWh de energia elétrica produzida. Assim, se a cota preestabelecida for de 10% e a quantidade total produzida for 100 MWh, o governo entrega 10 certificados aos geradores que conseguirem vender primeiro sua energia, sendo que as distribuidoras devem entregar ao governo um total de 10 certificados conforme a cota estipulada (Vieira, 2016).

Segundo Vieira (2016), até 2015 nos EUA, havia 50 programas de cotas e certificados promovendo a expansão de energia proveniente de fontes renováveis, distribuídos em 38 estados, sendo que, em 15 deles, havia arranjos específicos de incentivo à energia solar.

No Reino Unido, os certificados são utilizados para projetos de energia renovável maiores que 5 MW, comprovando que parcela específica de eletricidade fornecida a seus clientes proveem de fontes renováveis elegíveis. Também existem certificados eletrônicos para geradores credenciados por MWh gerado em fontes renováveis, comprados por fornecedores que solicitam isenção do imposto sobre alterações climáticas (Pollitt, 2015).

Salienta-se que, no mecanismo de certificados, os geradores podem escolher entre esperar um momento mais oportuno ou vender imediatamente às distribuidoras, criando um mercado com oferta e demanda, pois, sem a quantidade necessária, as distribuidoras podem ser penalizadas com multas. Essas multas acabam sendo um limitador de valor desses certificados pois, caso contrário, seria preferível pagá-las. Dessa maneira, viabiliza-se a comercialização de energia proveniente de determinada fonte ou tecnologia renovável (Vieira, 2016).

Muito embora essa política pública incentive a expansão do mercado, para viabilização de alguns projetos, é necessário o imediato aporte de recursos para compra e instalação de equipamentos (Vieira, 2016). Para isso, alguns programas desenvolveram mecanismos que permitem a emissão antecipada dos certificados, como na Austrália, por meio do *Small-scale Technology Certificate* (STC) a geradores com potência menor que 100 kW, sendo estimada a quantidade de certificados a que teria direito em função da potência instalada e da localização da usina num período de 15 anos, sendo entregues de uma única vez na conexão à rede (Vieira, 2016).

Contudo, a simples adoção de políticas de cotas e certificados não é suficiente para estimular o mercado. Para isso, arranjos específicos foram criados para gerar créditos, como no caso das usinas FV. Nos EUA existe um mercado específico somente para certificados de geração FV, enquanto na Austrália, entre 2012 e 2013, emitiu-se uma quantidade maior de certificados para cada MWh proveniente da energia solar (Vieira, 2016).

3.4.5 Considerações Finais sobre a Experiência Internacional em GD

A regulação por incentivos tem como objetivo fornecer meios para a empresa regulada tomar ações apropriadas para entregar resultados com inovação, qualidade e investimento, além de reduzir custos e permitir um mercado mais competitivo (Baumol & Sidak, 1995; Menezes, 2014). A implementação de programas e mecanismos de incentivo tem conduzido a um incremento na produção de energia a partir de fontes renováveis , estimulando seu crescimento e também a geração de empregos nesse setor (IEA, 2016).

Outro ponto relevante, e diretamente ligado à criação e à implementação de incentivos, é a paridade de rede, representando uma oportunidade para desenvolver determinada tecnologia ou fonte de forma economicamente eficiente e sustentável, pois, ao ser alcançada, o custo de produção de cada kWh passa a ser igual ao preço da eletricidade consumida da rede elétrica, indicando o momento da revogação ou revisão do incentivo aplicado (Alves, 2014).

De acordo com Vieira (2016), a IEA destaca o papel dos leilões somado a formas específicas de FIT no desenvolvimento de geração centralizada, ao passo que políticas *net-metering*, FIT e certificados de energia renovável têm sido responsáveis pela implementação de GD. Assim, percebe-se que um *mix* de políticas públicas, por meio do uso coordenado e combinado entre mecanismos de incentivos, proporciona melhores resultados e estímulo ao desenvolvimento de fontes renováveis e GD (Alves, 2014).

Na Figura 3.2, são apresentadas as políticas de FIT, *net-metering*, cotas e certificados de energia renovável de incentivo à GD e a quantidade de países que as adotaram. Observa-se uma maior incidência da tarifa *feed-in* (FIT), por ser um mecanismo que proporciona retornos financeiros atrativos com baixos riscos a investidores, seguido pelo *net-metering*, que se destaca pela simplicidade, pelos baixos custos e pela facilidade de implementação. Já o sistema de cotas e certificados apresenta a menor incidência, por ser um mecanismo ainda novo quando comparado aos outros aqui apresentados.

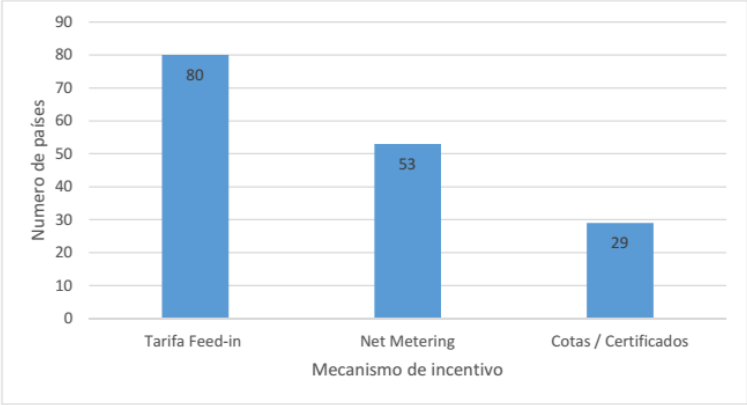

Figura 3.2: Distribuição de incentivos e número de países adotantes – Fonte: (REN21, 2016)

Salienta-se, ainda, que a FIT não promove competitividade e eficiência quando as tecnologias renováveis já atingiram um certo nível de maturidade, podendo até conduzir a problemas com altos custos financeiros e capacidades instaladas inesperadas, sendo necessário o permanente acompanhamento das políticas públicas destinadas ao desenvolvimento para evitar que tais fatos aconteçam, principalmente em momentos menos favoráveis na atual economia de alguns países. (Alves, 2014)

Tabela 3.3: Políticas Públicas e Incentivos para GD (Elaboração própria) - Fonte: (REN21, 2016)

País	***Tarifas Feed- in***	***Net metering***	**Cotas**	**Certificados**
EUA	X (*)	X (*)	X	X
Itália	X	X		
Espanha		X		
Portugal	X	X	X	X
Alemanha	X			
Holanda	X	X		
Reino Unido	X		X	X

(*) Existente, mas não em todos os Estados.

Na Tabela 3.3, é apresentado um comparativo entre as políticas públicas e os incentivos para a GD, apresentados nesta seção, no qual se pode verificar a existência de mais de um mecanismo por país, evidenciando-se a complementariedade entre sistemas para promover o desenvolvimento da GD e das energias renováveis

A observação das experiências internacionais é essencial para a implementação e o desenvolvimento da GD, por meio de políticas públicas que incluem leilões, incentivos fiscais, financiamentos, sistemas tarifários (*net-metering, feed-in*) e outros que se concentram principalmente em tecnologias de energia renovável e não poluente (REN21, 2016).

Por fim, verifica-se que somente um mecanismo, utilizado individualmente, não gera a melhor atratividade ao setor, sendo necessária combinação e complementação com outros mecanismos ou incentivos existentes, pois chega-se a um determinado ponto em que o custo pode estar demasiadamente elevado ou já ter atingido a meta de desenvolvimento para determinada fonte incentivada.

3.5 Conclusões

Neste capítulo, foram avaliados os aspectos do mercado brasileiro de eletricidade, as características e a regulação, além de ter sido feita uma análise da experiência internacional em GD, de forma que se possa melhor compreender o ambiente da GD no Brasil e as políticas públicas como mecanismos de incentivos para a promoção desse mercado.

Quanto aos aspectos do mercado de eletricidade, verificou-se que a comercialização é efetuada em dois ambientes: ACR e ACL, respectivamente, por leilões ou livre negociação entre as partes. Entretanto, em ambos os ambientes, é necessário o cumprimento de um grande número de regras e procedimentos, tornando complexas as negociações efetuadas pelos agentes participantes desse modelo mercantil: PIE, APE, consumidores livres e especiais. Além disso, verificou-se como se dá o desconto pela TUST e pela TUSD na geração incentivada.

Em relação às características e à regulação, foi apresentado um breve histórico da GD e as tecnologias disponíveis, tais como: solar, eólica, hidrelétrica e de biomassa, sendo apresentadas suas definições e capacidades instaladas. Em seguida, apresentou-se a organização da GD, na qual se mostraram as modalidades (micro GD, mini GD, geração incentivada e convencional), os segmentos (hidro, de biomassa, eólica, solar, gás natural, carvão, diesel e óleo combustível), indicando-se também a legislação pertinente a cada situação, além de se definir cada uma das modalidades. Quanto à experiência internacional em GD, foram apresentados quatro mecanismos de incentivo amplamente utilizados em diversos países, nos quais se percebe que são necessários adequado dimensionamento, análise de risco/retorno e constante acompanhamento, sendo ainda recomendada uma combinação entre eles para atingir melhores resultados.

Portanto, esses mecanismos devem ser estabelecidos com o objetivo de fomentar e subsidiar uma eficiente política pública de desenvolvimento a fontes renováveis e GD, impactando diretamente na atratividade do setor.

No próximo capítulo, serão apresentados estudos de caso por meio de pesquisas efetuadas em estudos técnicos, monografias, dissertações, teses, artigos científicos, pesquisas de mercado e mídia técnica, além dos questionários de entrevista com agentes desse mercado, com a finalidade de identificar quais são os efeitos e resultados das políticas públicas existentes no Brasil e se estão criando um ambiente favorável ao desenvolvimento da GD.

Capítulo 4

Elementos Inibidores e Facilitadores da GD no Brasil

Neste capítulo, são avaliados os parâmetros que foram identificados ao longo desse trabalho como elementos facilitadores e inibidores da entrada de novos empreendimentos de GD no Brasil, que podem orientar o interessado em investir nesse mercado a tomar decisões, considerando as políticas públicas existentes e sua influência em questões econômicas, técnicas e regulatórias.

Assim, são descritas as formas de levantamento de dados, por meio de estudos de caso e de entrevistas semiestruturadas, e, em seguida, são avaliadas possíveis perspectivas e estratégias para o crescimento da GD no País. Por fim, é analisado se o atual ambiente regulatório se apresenta favorável e adequado à implantação de diferentes alternativas de GD no modelo mercantil existente no SEB.

4.1 Dados provenientes de estudos de caso

Foi efetuado um levantamento de dados para identificar elementos facilitadores e inibidores baseados nos casos listados a seguir:

a) Projeto de micro GD com sistema FV em uma residência unifamiliar (Anexo B Projeto de sistema FV em Residência Unifamiliar):
   O projeto foi efetuado em anos distintos (jan./16 e jan./17), de maneira que puderam ser avaliadas variáveis como custo do sistema, linhas de crédito e retorno do investimento.
b) Instalação em Funcionamento de micro GD com sistema FV em uma Residência Unifamiliar (Apêndice B Instalação de sistema FV em Residência Unifamiliar):
   Nesse caso foi avaliado um sistema já implementado, no qual se possibilitou a verificação do funcionamento do sistema de compensação.

c) Simulação de cenários para avaliação de viabilidade financeira de micro GD com sistemas FV em residências (Freitas & Nogueira, 2015):
   Por meio da análise de um estudo de caso da FGV Energia, foi simulada a instalação de um sistema FV em diferentes locais e as fontes de financiamento, verificando-se a viabilidade financeira e permitindo avaliar fatores como custos de capital, linhas de crédito, tarifas de energia.
d) Instalação de sistema FV no Ministério de Minas e Energia (MME, 2015, 2016):
   Permitiu avaliar a execução de política pública que promove o desenvolvimento do setor, além de identificar falta de informação como uma barreira à GD.
e) Aplicação da energia solar na agricultura (Absolar, 2017; Itaipu, 2016):
   Apresenta aplicações desse segmento no meio rural, avaliando questões relativas ao custo do investimento, à falta de informação e à isenção do ICMS.
f) Utilização da energia solar em casas populares (Ambiente Energia, 2016; Canal Energia, 2016; Portal Brasil, 2016):
   Esse caso mostra a aplicação de programas utilizados como políticas públicas para promover a GD, possibilitando identificar e avaliar elementos como FGTS, falta de informação e utilização de programas públicos de incentivo.
g) Pesquisa Datafolha/Greenpeace (Teixeira, 2017a, 2017b):
   Permitiu medir o grau de informação, opinião e interesse sobre microgeração de energia na população brasileira.
h) Potencial Solar no Distrito Federal (WWF-Brasil, 2016):
   O relatório apresentou o potencial de geração de energia solar FV em Brasília e regiões do Distrito Federal, com análise de custos, sugestões de modelos, desafios regulatórios e financeiros para orientar e motivar interessados desse mercado.
i) Estudo WWF e ABSOLAR (WWF-Brasil, 2015):
   Relatório com o objetivo de indicar recomendações por meio de políticas públicas frente a desafios e oportunidades para a energia FV brasileira e cadeia produtiva.
j) Relatório Técnico ABRAPCH 002/2014 (ABRAPCH, 2014):
   Enumerou vantagens e dificuldades enfrentadas pelas PCHs, tendo como objetivo fomentar novas políticas públicas para o maior desenvolvimento do setor.
k) Participação das PCHs no Setor Elétrico (Silva, 2016):
   Análise de um estudo avaliando a participação dessa fonte geradora de energia elétrica, identificando vantagens e desvantagens, além de propostas para maior participação desses empreendimentos na matriz energética brasileira.
l) Implantação de uma PCH em Santa Catarina (Boito, 2012):
   Analisada a implantação de uma PCH, avaliando a influência dos aspectos econômicos e ambientais e a viabilidade para sua construção e operação.
m) Alteração de nível de potência instalada de CGHs (Brasil, 2016b; Enercons, 2016; Neto, 2016):
   Avaliou a alteração dada pela Lei nº 13.360/16 e suas consequências para o setor elétrico.
n) Renovação da Política Energética (Campos & Queiroz, 2015):

Estudo que avalia a política energética brasileira, por meio da participação do segmento de energia eólica, analisando a complementaridade entre fontes, impactos do sistema de transmissão.

o) Guia sobre Energia Eólica no Ceará (Governo do Estado do Ceará, 2009):
Estudo técnico no qual são abordados assuntos como experiências de outros países na energia eólica, opções de regulamentação/política, aquisição e contratos de arrendamento de terrenos, suprimento para projetos, problemas contratuais relativos à comercialização e à rede elétrica, aspectos econômicos e financeiros, além do impacto no desenvolvimento econômico.

p) Cogeração com bagaço de cana de açúcar (Dantas Filho, 2009):
Nesse caso, foi analisada a implantação de cogeração utilizando bagaço de cana de açúcar em quatro usinas no Estado de São Paulo, possibilitando identificar fatores como custos, processo de licenciamento ambiental e certificados verdes.

q) Estudo da micro e minigeração no Brasil (Cruz, 2015):
Análise de uma dissertação com propostas de ações em questões econômicas, técnicas e regulatórias por meio da análise da maturidade atual do setor, considerando aspectos como regulações, incentivos, capacidade tecnológica e capacitação profissional, identificando barreiras e perspectivas.

r) Fontes de financiamento disponíveis no mercado brasileiro (Apêndice C Fontes de Financiamento):
Efetuadas pesquisas e apresentadas algumas linhas de crédito/financiamento disponíveis no mercado para proporcionar melhores condições de aquisição de sistemas para GD renováveis.

Da análise dos casos e documentos anteriores, foram extraídas as informações a partir das quais podem ser colocados em evidência elementos facilitadores ou inibidores para a inserção de GD.

4.2 Dados provenientes de entrevistas semiestruturadas

Com o intuito de complementar as informações provenientes de estudos de caso, foram realizadas entrevistas semiestruturadas, por meio de ligações telefônicas e reuniões, partindo de um conjunto de questões predefinidas, sendo acrescentadas outras no decorrer da entrevista ao surgirem temas de interesse ao estudo. As entrevistas foram realizadas com diversos agentes do mercado de GD, tais como: representantes de distribuidores de energia elétrica (Copel e Celesc), empresas de consultoria (FDR Energia, Petinelli), empresa de engenharia na área de projeto, venda e instalação de sistemas renováveis (Master Solar, SolarPro, L2 Energia, Pelper, Enerluz). As questões que eram previamente enviadas para os entrevistados, com o objetivo de informá-los sobre o assunto de que trataria a entrevista, e as respostas associadas a essas perguntas encontram-se agrupadas na Tabela 4.1.

Tabela 4.1– Questionário sobre Geração Distribuída - Fonte: Elaboração própria.

Perguntas		Respostas
01	Nome / empresa / área de atuação do entrevistado	Os entrevistados se identificaram.
02	O que o incentivou a entrar nesse ramo de negócio?	De forma geral, foi desde ser designado para tal área por ser do serviço público até interesse em investir por ser fornecedor de serviços.
03	Quais são as barreiras que encontrou?	- Diversidade de normas e informações; - Custos de aquisição; - Linhas de crédito escassas com altas taxas; - Muitos equipamentos importados.
04	O que entende como elementos que dificultam a entrada nesse mercado?	- Custos de aquisição; - Linhas de crédito escassas com altas taxas; - Falta de profissionais capacitados; - Tributação ICMS (REN 482).
05	O que entende como elementos que facilitam ou incentivam a entrada nesse mercado?	- Redução nos gastos com energia; - Aumento de tarifas de energia elétrica; - Sustentabilidade.
06	O que sugere para maior crescimento desse mercado?	- Mais linhas de crédito com menores taxas; - Maior divulgação na mídia; - Maiores incentivos governamentais; - Nacionalizar equipamentos.
07	O que mudaria na regulação para melhorar esse ramo de negócio?	- Incluir a venda de energia na REN 482; - Proibição da cobrança de ICMS (REN 482).

De acordo com as respostas obtidas, percebeu-se a presença de variáveis que podem ser consideradas como barreiras e incentivos ao desenvolvimento da GD, coincidindo com algumas variáveis já identificadas na seção anterior.

4.3 Síntese dos resultados

Para exibir os resultados obtidos, estes foram divididos em duas categorias: os relacionados com a visão de um prosumidor e os relacionados com os interesses de um investidor. Por sua vez, o prosumidor foi subdividido em P1, composto por pessoas físicas (PF), na maioria residências, e P2, integrado por pessoas físicas e jurídicas (PF + PJ), como produtores rurais, indústrias e comércios que não comercializam a energia elétrica produzida e APEs inscritos no sistema de compensação da REN 482. Já o investidor (INV) é composto por pessoas jurídicas que comercializam a energia produzida.

Por meio dessa divisão, pode-se verificar em qual setor encontra-se o interessado em investir em GD, identificando-se os incentivos e as barreiras existentes em sua modalidade ou segmento de mercado.

4.3.1 Aspectos inibidores

Na Tabela 4.2 estão sintetizados os elementos inibidores identificados, os quais podem ser esclarecidos com os seguintes comentários:

a) Custo do sistema: o custo de sistemas FV para micro GD reduziu consideravelmente, em parte pelo dólar mais baixo em 2017, se comparado a 2016. Entretanto, devido à cadeia produtiva incompleta, com equipamentos importados e alta tributação, apresentam-se custos inacessíveis para UCs residenciais, que chegam a inviabilizar o projeto;
b) Financiamento: ainda existem poucas linhas de crédito e, principalmente para pessoas físicas, o acesso é dificultado pelas altas taxas de juros e prazos curtos, inviabilizando, em muitos casos, a aquisição do sistema;
c) ICMS no sistema de compensação: a cobrança do ICMS no montante injetado na rede diminui a atratividade do Sistema de Compensação e a viabilidade financeira do projeto;
d) Proibição de comercialização estabelecida na REN 482: pode ocasionar a perda de créditos do sistema de compensação após o período de validade de 60 meses, diminuindo a atratividade dessa modalidade;
e) Incidência de Tributos sobre a cadeia produtiva: impostos e taxas nos equipamentos geram um sobrecusto no valor final do sistema;
f) Diversidade e complexidade de leis, normas e procedimentos: dificulta conhecimento, entendimento e acompanhamento para se manter atualizado nesse ambiente de negócios;
g) Licenças ambientais: licenciamento ambiental bastante rigoroso e com grandes exigências, com empreendimentos menores possuindo processos similares a de grandes usinas, aumentando o prazo de implementação, custos e até inviabilizando projetos;
h) Falta de informação: ainda existe falta informação e conhecimento técnico por parte dos possíveis investidores sobre a GD, dificultando-se a avaliação de custos e benefícios existentes;
i) Falta de capacitação profissional: existem poucos cursos específicos em energias renováveis e eficiência energética no país para o pleno desenvolvimento do setor, dificultando a expansão do mercado devido ao pouco conhecimento técnico;
j) Falta de certificação: vários equipamentos ainda não têm selo de certificação, a qual é um diferencial competitivo global, incentivando a evolução de qualidade;

Tabela 4.2 – Elementos Inibidores - Fonte: Elaboração própria.

Elemento	Prosumidor		Investidor
	P1	P2	INV
Custo do sistema	Alta dependência de importação	Alta dependência de importação	Alta dependência de importação
Financiamento	Poucos e com altas taxas	Taxas mais acessíveis e prazos maiores	Taxas mais acessíveis e prazos maiores
ICMS sistema de compensação	Incidente ao total da energia injetada	Incidente ao total da energia injetada	Não aplicável
Proibição de comercialização na REN 482	Não pode vender (*net metering* da REN 482)	Não pode vender (*net metering* da REN 482)	Não aplicável
Incidência de Tributos sobre a cadeia produtiva	Sobrecusto no total dos sistemas devido a tributos	Sobrecusto no total dos sistemas devido a tributos	Sobrecusto no total dos sistemas devido a tributos
Diversidade e complexidade de leis e normas	Dificulta acompanhar mudanças das regras vigentes no mercado	Dificulta acompanhar mudanças das regras vigentes no mercado	Dificulta acompanhar mudanças das regras vigentes no mercado
Licenças ambientais	De forma geral não são necessárias	Depende do porte e segmento	Depende do porte e segmento
Falta de informação	Pouca ciência da regulação existente	Pouca ciência da regulação existente	Pouca ciência da regulação existente
Falta de capacitação profissional	Poucos profissionais com qualificação técnica e específica	Poucos profissionais com qualificação técnica e específica	Poucos profissionais com qualificação técnica e específica
Falta de certificação	Vários equipamentos sem certificação	Vários equipamentos sem certificação	Vários equipamentos sem certificação
Restrição ao ilhamento	Inversor deve desligar sem energia da rede	Inversor deve desligar sem energia da rede	Não aplicável
Falta de Leilões de energia	Não aplicável	Não aplicável	Deveriam ser regulares e por fontes específicas
Falta de linhas de transmissão	Não aplicável	Depende do porte e segmento	Pode inviabilizar projetos
Interesse das Distribuidoras	Ainda incipiente	Depende do porte e segmento	Depende do porte e segmento

k) Restrição ao ilhamento: reduz a atratividade dos sistemas, pois continua dependente da distribuidora;
l) Falta de leilões de energia: frustra expectativas da indústria nacional para a fabricação de equipamentos em maior escala, não permitindo a queda nos preços dos sistemas e

o aumento de viabilidade econômica para instalação menores, como em UCs residenciais;

m) Falta de linhas de transmissão: pode inviabilizar o escoamento da energia produzida devido a gargalos no sistema de transmissão e distribuição;
n) Interesse da Distribuidoras: depende da intensidade e da velocidade de penetração da GD, devido ao impacto técnico operacional como regulação de tensão, qualidade da energia e dificuldades de operação pelo maior número e potência instalada, além de menores receitas e pagamento de linhas de transmissão no caso de adesão ao sistema de compensação.

4.3.2 Elementos facilitadores

Na Tabela 4.3, estão sintetizados os elementos inibidores que promovem o desenvolvimento da GD no Brasil, os quais são comentados a seguir:

a) REN 482: considerada o marco regulatório para a micro e minigeração, estabeleceu bases técnicas e comerciais, abrindo a possibilidade de um novo mercado, reduzindo barreiras para geradores distribuídos, implantando o sistema de compensação (*net-metering*), escolhido pela ANEEL por não envolver circulação de moeda e, consequentemente, não depender de aval da Receita Federal. Revisada pela REN 687/15, alterou os limites de potência e fontes geradoras, a validade dos créditos e incluiu a instalação em condomínios, a geração compartilhada, além de reduzir os prazos para conexão;
b) Aumento no desconto de TUSD/TUST na comercialização: estimulou a viabilidade econômica das primeiras usinas solares no 6º LER/2014, propiciando o desenvolvimento de cadeia produtiva e melhorando a viabilidade econômica, ao promover a redução de custos da tecnologia pela economia escala que pode ser alcançada;
c) Convênio Confaz ICMS nº 16/2015: viabilizou a isenção da cobrança do ICMS no montante injetado na rede no sistema de compensação de energia da REN 482, sendo uma realidade em 22 unidades da federação. Entretanto, Paraná, Santa Catarina, Espírito Santo, Amazonas e Amapá ainda não aderiram a esse convênio;
d) Aumento nas tarifas de energia elétrica e bandeira tarifária: para mostrar de que forma o custo da energia influencia no tempo de retorno do investimento, efetuou-se uma simulação, utilizando-se o software RETScren®, alterando-se o valor da tarifa e mantendo os demais valores utilizados nos projetos, conforme consta no Apêndice B Instalação de sistema FV em Residência Unifamiliar;
e) Programas de incentivo federais e estaduais: por meio de Programas como ProGD, ProInfa, Luz para Todos e Minha Casa Minha Vida, estimulam e promovem a GD;

f) Isenções fiscais e tributárias: impulsionam a cadeia produtiva, aumentando a competitividade pela redução a usuários comerciais e industriais com isenções de IPTU, IR, IPI, ISS, ICMS.
g) Alteração da potência instalada de CGH para 5MW: o aumento do limite de 3 MW para 5 MW, alterado pela Lei nº 13.360/16, simplificou os procedimentos em relação à ANEEL, retirando a necessidade de aprovação de projetos, diminuindo a complexidade do licenciamento ambiental em relação às PCHs.
h) Comercialização: a possibilidade de obter lucros com a venda de energia elétrica atrai investidores e possibilita o maior desenvolvimento desse mercado, promovendo mais um mecanismo de incentivo aos interessados nesse mercado.

Tabela 4.3 – Elementos Facilitadores - Fonte: Elaboração própria.

Elemento	Prosumidor		Investidor
	P1	P2	INV
REN 482	Estimula a micro e mini GD	Estimula a micro e mini GD	Não aplicável
Desconto TUSD e TUST	Não aplicável	Não aplicável	REN 481 ampliou de 50% para 80%.
Convênio Confaz 16/2015	Isenção de cobrança de ICMS.	Isenção de cobrança de ICMS.	Não aplicável
Aumento nas tarifas e bandeiras	Quanto maior a tarifa mais atrativo é o investimento	Quanto maior a tarifa mais atrativo é o investimento em GD	Quanto maior a tarifa mais atrativo é o investimento em GD
Programas de incentivo federais e estaduais	ProGd, Proinfa, FCO, FNE, Programas Luz para Todos entre outros	ProGd, Proinfa, Termos de cooperação, FCO, FNE Sol	ProGd, Proinfa, Termos de cooperação, FCO, FNE Sol
Isenções fiscais e tributárias	Reduz o custo de investimento e o payback	Reduz o custo de investimento e o payback	Aumenta competividade e reduz o custo de investimento e produção
Alteração da potência CGH	Não aplicável	Simplificou procedimentos	Simplificou procedimentos
Comercialização	Não aplicável	Não aplicável	Possibilita lucros

4.4 Perspectivas do contexto regulatório

Como pode ser inferido, embora a GD possa trazer grandes vantagens ao mercado de energia elétrica, diversas barreiras ainda dificultam seu crescimento no Brasil. Portanto, é necessário aprimorar a estrutura regulatória com o fim de mitigar os vários entraves técnicos,

econômicos e regulatórios ainda existentes (Brito et al., 2015). Nesse contexto, na Tabela 4.4 encontram-se algumas propostas para mitigação de barreiras existentes, tornando os processos mais simples, reduzindo custos e prazos de implantação. Em relação aos aspectos apresentados, seguem-se algumas observações:

a) Criação de linhas de financiamento ou crédito mais acessíveis: é necessário ampliar as condições de financiamento do Sistema Financeiro de Habitação, com financiamentos específicos e custos mais acessíveis, juros subsidiados e maior prazo de amortização. O desenvolvimento de um mecanismo para utilizar créditos do sistema de compensação como parte da amortização da dívida seria também um grande atrativo. Outra opção é estimular os grupos de consórcios, os quais são formados por um conjunto de participantes, com um prazo preestabelecido pela administradora e finalidade de adquirir um determinado bem, que no caso seria o sistema de GD;
b) Reduzir a incidência de tributo: a redução da carga tributária reduz o custo de investimento e o tempo de retorno, incentivando a cadeia produtiva e promovendo a GD;
c) Uso do FGTS, dedução em IR e redução IPTU: a possibilidade de uso do FGTS estimula a GD, pois muitos consumidores não possuem recursos para adquirir os equipamentos necessários. Há, inclusive, em andamento no Congresso Nacional, o PLS nº 371/15, do Senador Ciro Nogueira, que altera a Lei nº 8.036/90 (Lei Kandir), permitindo o uso de recursos do FGTS na aquisição e na instalação de equipamentos para geração de energia elétrica em residências. A dedução em IR de parte do investimento de sistema FV, como nos EUA, assim como a redução de IPTU para proprietários com sistemas de GD solar FV, implementada no Programa Palmas Solar em Palmas – TO, podem ser definidos como incentivos para o fomento desse segmento. A aplicação desses mecanismos de incentivo pode impulsionar a cadeia produtiva de equipamentos, reduzindo o tempo de retorno do investimento do sistema e aumentando a atratividade do setor;
d) Revisão no processo de licenciamento ambiental: essa revisão é essencial para reduzir a complexidade de procedimentos, custos e prazos de implementação. Além disso, a exigência do licenciamento ambiental prévio como condição para análise de projetos e também para participar de leilões deve ser reavaliada;
e) Ampliar a validade da REN 481 em pelo menos 5 anos: a REN 481 ampliou o desconto da TUST / TUSD de 50% para 70% para empreendimentos de fonte solar com potência inferior a 30 MW que entrarem em operação comercial até 31/12/2017;
f) Permitir a comercialização na REN 482: a utilização dos créditos do sistema de compensação pode atrair mais interessados, pois não haveria o risco de perda após o período de validade, além de trazer maior atratividade à modalidade;
g) Criação de cursos de formação e aperfeiçoamento: é necessário desenvolver cursos para a capacitação de profissionais com competência para projetar, instalar e fazer a manutenção em sistemas de GD, atendendo à demanda do mercado;

Tabela 4.4 – Propostas para o ambiente regulatório - Fonte: Elaboração própria.

Elemento	Prosumidor		Investidor
	P1	P2	INV
Criação novas de linhas de financiamento	Linhas de crédito com taxas menores e prazos maiores	Linhas de crédito com taxas menores e prazos maiores	Linhas de crédito com taxas menores e prazos maiores
Reduzir a incidência de tributos	Reduz investimento, payback, incentivando a cadeia produtiva	Reduz investimento, payback, incentivando a cadeia produtiva	Reduz investimento, payback, incentivando a cadeia produtiva
FGTS e dedução em IR e IPTU	Reduz o *payback*	Reduz o *payback*	Reduz o *payback* e aumenta os lucros
Revisão no processo de Licenciamento Ambiental	Não aplicável	Reduz a complexidade de procedimentos, custos e prazos	Reduz a complexidade de procedimentos, custos e prazos
Ampliar validade da REN 481	Não aplicável	Não aplicável	Estimula o mercado
Permitir a Comercialização na REN 482	Utilizar os créditos do sistema de compensação	Utilizar os créditos do sistema de compensação	Não aplicável
Criação de Cursos de Formação e Aperfeiçoamento	Melhoria na capacitação técnica	Melhoria na capacitação técnica	Melhoria na capacitação técnica
Programas de Certificação	Promove a eficiência, qualidade e segurança	Promove a eficiência, qualidade e segurança	Promove a eficiência, qualidade e segurança
Leasing	Menores custos e investimentos iniciais	Menores custos e investimentos iniciais	Menores custos e investimentos iniciais
Permitir o ilhamento	Diminui a dependência da rede	Diminui a dependência da rede	Não aplicável
Programas de Divulgação e Conscientização	Reduz a falta de conhecimento	Reduz a falta de conhecimento	Reduz a falta de conhecimento
Atlas Eólico para Sistemas de Pequeno Porte	Desenvolve o mercado de pequeno porte urbano	Desenvolve o mercado de pequeno porte urbano	Não aplicável
Ampliar rede de transmissão	Não aplicável	Conforme porte e segmento é necessário	Necessário para escoar a produção
Alterar o limite de potência de fontes hídricas REN482	Não aplicável	Adequação com o novo limite para CGH (Lei nº 13.360/16)	Simplifica o licenciamento ambiental
Leilões por fonte geradora	Aumenta a demanda e a cadeia produtiva	Aumenta a demanda e a cadeia produtiva	Aumenta a demanda e a cadeia produtiva

h) Desenvolver programas de certificação: essencial para promover a garantia de eficiência, qualidade e segurança nos equipamentos instalados;
i) Desenvolvimento de Ambiente de Negócios por meio de Leasing: criação de um ambiente de negócios baseado em leasing ou arrendamento mercantil, que consiste em um contrato pelo qual a arrendadora adquire os equipamentos e aluga ao consumidor por um prazo determinado, reduzindo os custos por não ser necessária a aquisição de equipamentos;
j) Permitir o ilhamento: aumentam as opções de atratividade de sistemas de micro e mini GD, por possibilitarem o aumento da disponibilidade energética das instalações em caso de falhas do suprimento de energia da concessionária local;
k) Desenvolver programas de divulgação e conscientização: promove o desenvolvimento do setor, ao divulgar as suas atividades, conscientizando a população sobre a importância de um desenvolvimento sustentável e dos benefícios financeiros de se investir nesse mercado, além de reduzir a falta de informação e conhecimento;
l) Desenvolver um Atlas Eólico para Sistemas de Pequeno Porte: possibilita a identificação do perfil do vento em alturas menores do que as consideradas atualmente nos Atlas Eólicos Brasileiros, que focam em sistemas de grande porte, estimulando os consumidores a verificar a atratividade do investimento de acordo com os equipamentos disponíveis para essa finalidade;
m) Ampliação da infraestrutura de transmissão e distribuição: dependendo do porte e do segmento, é necessário para o escoamento da produção e para a viabilização do negócio.
n) Leilões por fonte geradora: possibilita uma disputa muito mais justa para cada tipo de segmento, além de aumentar a demanda por fonte geradora e estimular a cadeia produtiva.

4.5 Conclusões

Neste capítulo, mediante levantamento de dados em estudos de caso e entrevistas, identificaram-se elementos facilitadores e inibidores no mercado de energia elétrica, além de propostas para a mitigação de barreiras existentes no setor de eletricidade, avaliando se o atual ambiente regulatório é favorável e adequado à implantação de diferentes alternativas de GD no modelo mercantil brasileiro.

Nesse sentido, verificou-se que as políticas públicas implementadas, como a REN 482 e seu posterior aperfeiçoamento, isenções fiscais e tributárias, programas federais e estaduais de incentivo motivam o avanço de um mercado mais competitivo, ajudando no desenvolvimento da GD no País.

Contudo, essas alterações e aperfeiçoamentos ainda não são suficientes para garantir o crescimento desse mercado, devendo-se mitigar elementos que se constituem em barreiras para a expansão do setor, nas quais encontram-se a diversidade da legislação, a falta de capacitação técnica, os altos custos dos sistemas e a complexidade do processo de licenciamento ambiental.

Portanto, o atual modelo mercantil requer uma revisão de leis, normas e procedimentos, adequando-os ao porte dos empreendimentos, expandindo-se os mecanismos de incentivo para que seja estabelecido um ambiente favorável ao desenvolvimento da GD no Brasil.

Capítulo 5

Conclusão

No presente trabalho, foi apresentado o atual cenário de desenvolvimento da GD no Brasil, identificando-se elementos facilitadores e inibidores, com a finalidade de contribuir com o desenvolvimento de um ambiente favorável ao seu crescimento, tornando-o mais simples e competitivo ao mitigar incertezas técnicas, legais e econômicas.

Por meio de revisão bibliográfica na IEE, apresentando-se o ambiente regulatório, modelos, estrutura, regulação e experiência internacional, bem como mecanismos de incentivo, permitiu-se compreender o funcionamento do modelo mercantil existente no País. Assim, percebeu-se que a grande diversidade de regras e procedimentos existentes e de cumprimento obrigatório gera dificuldades para os agentes participantes desse mercado, principalmente os de pequeno porte, que muitas vezes cumprem exigências similares aos de grande porte.

A partir desse entendimento, foi feito um trabalho sistemático, identificando de que forma está organizada a GD no SEB, sintetizada pela divisão em modalidades e segmentos, dependendo de fonte primária de energia, potência dos empreendimentos e regulação aplicável, sendo esta uma valiosa ferramenta para possibilitar o entendimento do ambiente regulatório vigente em relação à geração de pequeno porte no Brasil.

Prosseguindo na análise de ferramentas que auxiliam na identificação dos elementos inibidores e facilitadores, foram apresentados as tarifas *feed-in* e *net-metering*, as cotas e os certificados de energia renovável, os quais são utilizados em vários países como mecanismos de incentivo para a promoção da entrada de energias renováveis e GD.

Salienta-se que, para o sucesso de um mecanismo de incentivo, é necessário, por parte dos agentes reguladores, um planejamento e acompanhamento contínuo para se obter melhores resultados, evitando-se custos indesejáveis. Ainda recomenda-se uma complementariedade ou combinação entre esses mecanismos para garantir maior eficácia das políticas públicas instituídas a esse tipo de geração.

A partir da identificação dos elementos facilitadores e inibidores, verificou-se que, embora a GD tenha se desenvolvido no Brasil devido à implementação de uma estrutura regulatória com novas leis, normas e resoluções, além da disponibilidade de recursos primários, resistência a grandes centrais hidrelétricas e constante aumento na demanda de energia elétrica,

a presença de elementos inibidores como o alto custo dos sistemas e as dificuldades para financiamento influenciam na viabilidade do projeto, principalmente em residências.

Além dos fatores anteriormente citados, soma-se a falta de informação, causada em parte pela diversidade e pela complexidade de leis e normas, além de processos de licenciamento ambiental que se tornam muito exigentes para empreendimentos de pequeno porte, desestimulando o investimento e o desenvolvimento desse setor.

Embora ainda exista um forte apelo pela preservação ambiental, o aspecto financeiro tem sido o principal fator na decisão de investir ou não em GD, principalmente na modalidade de micro e minigeração, em que não é possível a comercialização da energia produzida.

Portanto, é necessário reduzir elementos que inibem investimentos por meio da simplificação de procedimentos para entrar e permanecer nesse mercado, redução de carga tributária, criação de incentivos e linhas de crédito mais acessíveis, permitindo maior acesso à GD por parte dos consumidores finais, conforme a potência instalada e as fontes escolhidas.

Diante do exposto, concluiu-se que as políticas públicas têm evoluído e influenciado num ambiente favorável ao desenvolvimento da GD, entretanto ainda existem barreiras que devem ser mitigadas para criar um ambiente regulatório mais favorável e uma "competição" mais justa com as grandes centrais, permitindo maior acesso aos interessados em investir nesse mercado.

Como um resumo das principais contribuições desse, trabalho pode-se listar:

a) Identificação da forma como se encontra organizada a GD no Brasil e legislação aplicável, de acordo com a fonte primária, nível de potência e propriedade, permitindo a caracterização desse setor;
b) Identificação de elementos inibidores e facilitadores que influenciam no desenvolvimento da GD no Brasil;
c) Apresentação de propostas para mitigar barreiras técnicas, econômicas e regulatórias existentes.

Por fim, a proposta do trabalho foi contribuir com a contextualização da geração de pequeno porte no Brasil, por meio da caracterização da GD e da apresentação da estrutura regulatória vigente, fazendo uma avaliação dos elementos que impedem ou estimulam o desenvolvimento do mercado varejista sob o contexto do modelo mercantil prevalecente no País.

Considerando os elementos identificados e seus impactos nos mercados de energia elétrica, sugerem-se, para o desenvolvimento de futuros trabalhos, os seguintes assuntos:

- Análise dos mecanismos de incentivos apresentados (tarifa *feed-in*, *net-metering*, cotas e certificados de energia renovável), individuais e combinados entre si, avaliando-se seus potenciais, influências e combinações mais efetivas ao desenvolvimento do mercado de energia elétrica de pequeno porte;
- Identificação de formas como as políticas públicas podem contribuir para a redução de barreiras ao desenvolvimento da GD no Brasil;

- Criação de um "*road map*" que indique de que forma o interessado em investir pode implementar uma GD, com as barreiras e os incentivos, de acordo com uma modalidade (nível de potência) ou segmento (fonte primária) escolhido;
- Fazer uma comparação entre a experiência internacional em GD e o que vem ocorrendo no Brasil, adaptando-se a investigação às condições socioeconômicas, ambientais e regulatórias existentes nesses países e no País, identificando-se barreiras e soluções que podem ser aplicadas para crescimento da GD nesse contexto;
- Levantamento de elementos facilitadores e inibidores, buscando-se identificar os interesses de consumidores e distribuidoras, para posteriormente aperfeiçoar as políticas públicas para o desenvolvimento do setor de acordo com as necessidades desses agentes participantes do mercado de energia elétrica.

Referências Bibliográficas

ABEEólica. (2015). Boletim Anual de Geração Eólica 2014. *Boletim Anual de Geração Eólica 2014*, 16.

ABEEólica. (2016). *Boletim Anual de Geração Eólica - 2015*. São Paulo, São Paulo

ABRAPCH. (2014). *Déficit no Sudeste/Centro Oeste: como as pequenas centrais hidroelétricas e as CGHs podem ajudar muito o Brasil a recuperar a estabilidade do seu sistema elétrico*. Curitiba, Paraná.

Absolar. (2017). Energia solar começa a ganhar espaço na agricultura gaúcha. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: http://www.absolar.org.br/noticia/noticias-externas/energia-solar-comeca-a-ganhar-espaco-na-agricultura-gaucha-.html

Alves, C. B. A. (2014). *Net metering: definição de metodologia e estudo de caso*. Dissertação de Mestrado - Universidade Nova de Lisboa. Lisboa, Portugal.

Amarante, O. A. C. do, Zack, J., Brower, M., & Sá, A. L. de. (2001). *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*. *Atlas do Potencial Eólico Brasileiro*.

Ambiente Energia. (2016). Celesc oferece subsídio de 60% na compra de painéis fotovoltaicos. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: https://www.ambienteenergia.com.br/index.php/2016/12/celesc-oferece-subsidio-de-60-na-compra-de-paineis-fotovoltaicos/30790

ANEEL. Resolução Normativa nº 21 (2000). Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, Distrito Federal.

ANEEL. Resolução Normativa nº 167 (2005). Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, Distrito Federal.

ANEEL. Resolução Normativa nº 247/2006 (2006). Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, Distrito Federal.

ANEEL. (2008). Atlas de energia elétrica do Brasil- 3 ed. *ISBN: 978-85-87491-10-7*, 236.

ANEEL. Resolução Normativa nº 414/2009 (2009). Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, Distrito Federal.

ANEEL. Nota Técnica n° 0043/2010-SRD/ANEEL (2010). Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, Distrito Federal.

ANEEL. Resolução Normativa nº 482 (2012). Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, Distrito Federal.

ANEEL. Resolução Normativa nº 570 (2013). Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, Distrito Federal.

ANEEL. (2014). *Micro e minigeração distribuída : sistema de compensação de energia elétrica (Cadernos Temáticos ANEEL)*. Brasília , Distrito Federal.

ANEEL. (2015a). Matriz de Energia Elétrica. Acesso em: Outubro/2015. Disponível em:

http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm

ANEEL. Resolução Homologatória nº 1.897/15 (2015). Agência Nacional de Energia Elétrica, Brasília, Distrito Federal.

ANEEL. Resolução Normativa nº 673 (2015). Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasília, Distrito Federal.

ANEEL. (2016a). BIG - Banco de informações de Geração. Acesso em: Janeiro/2016. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/ capacidadebrasil.cfm

ANEEL. (2016b). BIG - Fontes Biomassa. Acesso em: Dezembro/2016. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/Combustivel.cfm

ANEEL. (2016c). Perguntas e Respostas sobre a aplicação da Resolução Normativa nº 482/2012. Retrieved from http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/FAQ_GD_Atualizado.pdf

ANEEL. (2016d). Registro de Micro e Mini GD por Fonte. Acesso em: Dezembro/2016. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp

ANEEL. (2016e). Resolução Homologatória nº 2096/16. Acesso em: Dezembro/2016. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/reh20162096ti.pdf.

Aquila, G. (2015). *Análise do impacto dos programas de incentivos para viabilizar economicamente o uso de fontes de energia renovável*. Dissertação de Mestrado - Unversidade Federal de Itajubá. Itajubá, Minas Gerais.

Barbosa Filho, W. P., & Azevedo, A. C. S.. *Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens.* Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em:. http://www.feam.br /images/stories/arquivos/mudnacaclimatica/2014/artigo_gd.pdf

Baumol, W. J., & Sidak, J. G. (1995). *Transmission pricing and stranded costs in the electric power industry* (1st ed.). Washington, DC: The AEI Press.

Berger, P. (2010). Formas de contratação de fornecimento de energia elétrica. Acesso em: Abril/2015. Disponível em: http://www.osetoreletrico.com.br/2016/2011/01/17/ formas-de-contratacao-de-fornecimento-de-energia-eletrica/

Bertoi, E. F. (2012). *Análise dos incentivos à microgeração distribuída sob a perspectiva da viabilidade econômica dos sistemas fotovoltaicos conectados à rede*. Monografia de Especialização - Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, Rio Grande do Sul.

Boito, A. L. M. (2012). *Implantação e operação de uma PCH*. Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Porto Alegre, Rio Grande do Sul.

Brasil. (1995). Lei nº 9.074. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9074compilada.htm

Brasil. (1996a). Decreto nº 2003. Acesso em: Novembro/2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/D2003.htm

Brasil. (1996b). Lei nº 9.427/96. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/LEIS/L9427compilada.htm

Brasil. (2004a). Decreto nº 5.163 /04. Acesso em: Agosto/2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/decreto/D5163compilado.htm

Brasil. (2004b). Lei nº 10.848/04. Acesso em: Agosto/2015. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848compilado .htm

Brasil. (2013). Lei nº 12.783. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2013/Lei/L12783.htm

Brasil. (2016a). Decreto nº 8.828/16. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/decreto/d8828.htm

Brasil. (2016b). Lei nº 13.360. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2015-2018/2016/lei/L13360.htm

Brito, R. G. de C., Andrade, F. C., Sakiyama, E., & Dias Jr, L. E. F. (2015). Geração Distribuída no Brasil: panorama, barreiras e oportunidades, Acesso em: junho/2016. Disponível em:http://www.cogen.com.br/paper/2015/GDartigo_02_06_2015.pdf7.

Campos, C. P. S. G., & Queiroz, J. R. R. (2015). Renovação da Política Energética Brasileira, enquanto Instrumento para o Desenvolvimento, Através da Maior Exploração de Energia Eólica. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: http://www.conpedi.org.br/publicacoes/66fsl345/p269zlkb/S75B7A7w4b640tiN.pdf

Canal Energia. (2016). Casas populares terão energia solar em São Paulo. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/ Consumidor.asp?id=1 15253

Castro, R. D. de. (2015). *Energia solar térmica e fotovoltaica em residências: estudo comparativo em diversas localidades do Brasil*. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas. Campinas, São Paulo.

Cavaliero, C. K. N. (2003). *Inserção de mecanismos regulatórios de incentivo ao uso de fontes renováveis no SEB e no caso específico da região Amazônica*. Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas. Campinas, São Paulo.

CCEE. (2014). *Visão Geral das operações na CCEE - 10 anos*. São Paulo - São Paulo

COGEN. (2015). Cogeração: conceito e tecnologias. Acesso em: Outubro/2015. Disponível em: http://www.cogen.com.br/cog_conceito.asp

CONFAZ. (2015). Convênio ICMS nº 16. Acesso em: Setembro/2015. Disponível em: https://www.confaz.fazenda.gov.br/legislacao/convenios/2015/cv016_15

Consórcio Nacional Solar. (2017). Planos de Consórcio. Acesso em: Fevereiro/2017. Disponível em: http://consorcionacionalsolar.com.br/planos.html

Costa, S. D. M. (2014). *Simulação de modelos de remuneração e estudo de mercado para sistemas fotovoltaicos de autoconsumo*. Dissertação de Mestrado - Universidade do Porto. Porto, Portugal.

CPFL Energia. (2014). *Características Dos Sistemas Elétricos E Do Setor Elétrico De Países E / Ou Estados*.

Cruz, D. T. (2015). *Micro e minigeração eólica e solar no Brasil: Propostas para desenvolvimento do setor*. Dissertação de Mestrado - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo. São Paulo, São Paulo.

Cruz, J. L. C. (2013). Geração distribuída - Sistema de Geração. Acesso em: Agosto/2015. Disponível em: from http://www.osetoreletrico.com.br/web/a-empresa/1121-geracao-distrib

Dantas Filho, P. L. (2009). *Análise de custos na geração de energia com bagaço de cana de*

açúcar: um estudo de caso em quatro usinas de São Paulo. Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo. São Paulo, São Paulo.

Enercons. (2016). CGH's. Retrieved Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: http://www.enercons.com.br/produtos-e-servicos/invista-em-geracao-de-energia-renovavel/7/cghs

EPE. (2010). Balanço Energético Nacional 2010. Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil).

EPE. (2011). Balanço Energético Nacional 2011 (Vol. 72).

EPE. (2012a). Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro - Rio de Janeiro.

EPE. (2012b). Balanço Energético Nacional 2012. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Rio de Janeiro - Rio de Janeiro.

EPE. (2013). Balanço Energético Nacional 2013. Rio de Janeiro - Rio de Janeiro.

EPE. (2014). Balanço Energético Nacional 2014. Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Rio de Janeiro - Rio de Janeiro.

EPE. (2015a). Balanço Energético Nacional 2015. Rio de Janeiro - Rio de Janeiro.

EPE. (2015b). Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2015-2024). Rio de Janeiro - Rio de Janeiro.

EPE. (2016). Balanço Energético Nacional 2016. Rio de Janeiro - Rio de Janeiro.

Ferraz, C. (2012). A experiência alemã na energia solar. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: http://jornalggn.com.br/blog/luisnassif/a-experiencia-alema-na- energia-solar

Ferraz, C. (2014). A micro e minigeração solar distribuída e a crise do setor elétrico. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: https://infopetro.wordpress.com/2014/05/12/a-micro-e-minigeracao-solar-distribuida-e-a-crise-do-setor-eletrico/

Fontoura, C. F. V. T. da. (2011). *Avaliação de Projeto de Investimento em Usina Termelétrica à Capim-Elefante: Uma Abordagem Pela Teoria de Opções Reais*. Dissertação de Mestrado - PUC/RJ. Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.

Freitas, B. M. R. de, & Nogueira, R. da C. (2015). Is The Future of Brazilian Micro and Mini-Generation PV Systems Clear? Retrieved from http://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/artigos/paper_fgv_energia_mini_microgeneration.pdf

Geraldi, D. (2013). *Estudo da Microgeração Distribuída no Contexto de Redes Inteligentes*. Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas. Campinas, São Paulo.

Gobierno de España. Real decreto-ley 9/2013 (2013). Madrid, Espanha.

Governo do Estado do Ceará. (2009). *Energia Eólica – Atração de Investimentos no Estado do Ceará*. Fortaleza - Ceará.

Guarizi, R. D. (2012). O Modelo Mercantil do Sistema Elétrico Brasileiro, 61.

Guimarães, M. T. A. (2016). *Modelos de Negócio para Geradores Incentivados Atuando no Ambiente de Contratação Livre do Brasil*. Dissertação de Mestrado - Unioeste. Foz do Iguaçu, Paraná.

Hunt, S & Shuttleworth, G. (1996). *Competition and choice in eletricity*. (Wiley, Ed.) (1st ed.). WILEY.

IEA. (2014). *Energy policies of IEA countries: The Netherlands, 2014 review*. *Paris and Washington, D.C.: Organisation for Economic Co-operation and Development*.

IEA. (2016). *Energy Policies of IEA Countries: Italy 2016 - Review*. Paris, França.

Instituto Acende Brasil. (2012). *Leilões no Setor Elétrico Brasileiro: Análises e Recomendações.* (No. White paper 7). São Paulo, São Paulo.

Itaipu. (2016). Itaipu participa de estudo inédito sobre energia solar no meio rural. Acesso em: Fevereiro/2017. Disponível em: https://www.itaipu.gov.br/sala-de-imprensa/noticia/itaipu-participa-de-estudo-inedito-sobre-energia-solar-no-meio-ru ral?page=11

Lotero, R. C. (1999). *A eficiência econômica na reestruturação do setor elétrico brasileiro: Uma abordagem através da economia dos custos de transação*. Tese de Doutorado, Universidade Federal de Santa Catarina. Florianóplolis, Santa Catarina.

Macedo, M. R. (2013). *Geração distribuída de pequenoporte como aliada do negócio de distribuição de energia elétrica no Brasil*. Dissertação de Mestrado, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC. Curitiba, Paraná.

Magalhães, G. (2009). *Comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre: uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica.* Universidade de São Paulo. São Paulo, São Paulo.

Malaguti, G. A. (2009). Regulação do setor elétrico brasileiro: da formação da indústria de energia elétrica aos dias atuais. Acesso em: Abril/2015. Disponível em: http://www.uff.br/econ/download/tds/UFF_TD254.pdf

Menezes, F. M. (2014). *Incentive Regulation: Theory and Practice*. University of Queensland. Brisbane, Australia.

MME. (2015). MME assina acordo para ter sistema de geração solar distribuída. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: http://www.mme.gov.br/web/guest/pagina-inicial/outras-noticas/-/asset_publisher/32hLrOzMKwWb/content/mme-assina-aco rdo -para-ter-sistema-de-geracao-solar-distribuida

MME. (2016). Prédio do MME ganha sistema de geração distribuída solar fotovoltaica. Acesso em: Fevereiro/2017. Disponível em: http://www.investvida.com.br /2016/11/18/predio-do-mme-ganha-sistema-de-gerac ao-distribuida-solar-fotovoltaica/

Montoya, F. G., Aguilera, M. J., & Manzano-Agugliaro, F. (2014). Renewable energy production in Spain: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, *33*, 509–531. http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.01.091

Naguib, G., Elgamal, G., & Demajorovic, J. (2015). Os desafios da implementação da energia fotovoltaica no Brasil : uma análise dos modelos nos principais mercados mundiais . In *Encontro Internacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente* (p. 17). São Paulo, São Paulo.

Nery, E. (2012). *Mercados e Regulação de energia Elétrica*. Rio de Janeiro: Interciência. 192-380

Neto, U. M. (2016). Os impactos da Lei nº 13.360/2016 no Setor Elétrico brasileiro. Retrieved January 24, 2017, from http://www.abrapch.org.br/Noticias/1646/os-impactos-da-lei-n-133602016-no-setor-eletr ico-brasileiro

ONS. (2016). O que é o SIN - Sistema Interligado Nacional. Acesso em: Dezembro/2016.

Disponível em: http://www.ons.org.br/conheca_sistema/o_que_e_sin.aspx

Partners, C. (2016). Estratégias Históricas e Atuais dos EUA para Impulsionar a Geração Distribuída: Políticas federais, estaduais e regulatórias para apoiar a DGPV. Acesso em: Outubro/2016. Disponível em: https://climate.america.gov/pt-br/estrategias-historicas-e-atuais-dos-eua-para-impulsionar-a-geracao-distribuida/

Pollitt, K. L. A. and M. G. (2015). *Distributed Generation: Opportunities for Distribution Network Operators, Wider Society and Generator*.

Portal Brasil. (2016). FGTS poderá financiar energia solar em casas populares. Minha Casa Minha Vida. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: http://www.brasil.gov .br/infraestrutura/2016/12/fgts-podera-financiar-energia-solar-em-casas-populares

PUC-RS. (2016). Perguntas Frequentes sobre Energia Eólica. Acesso em: Outubro/2017. Disponível em: http://www.pucrs.br/ce-eolica/faq.php#3

Ragwitz, M. H. (2013). EU Renewable energy support schemes - Status quo and need for reform -. Acesso em: Março/2017. Disponível em: http://ec.europa.eu /competition/state_aid/modernisation/ragwitz_en.pdf

REN21. (2016). *Renewables 2016 Global Status Report.* Paris, França.

Robinson, D. (2013). Pulling the Plug on Renewable Power in Spain. *Oxford Energy Comment*, p. 11.

Rodriguez, C. R. C. (2002). *Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na GD: o Caso dos Sistemas Voltaicos Conectados à Rede*. Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas., Campinas, São Paulo.

Silva, G. B. (2016). *Participação das Pequenas Centrais Hidrelétricas no Setor Elétrico. Um Estudo de Caso - Brasil*. TCC - Curso de Engenharia Elétrica -Universidade Severino Sombra. Vassouras, Minas Gerais.

Steel, W. (2016). Spain Closes In on 50 Percent Renewable Power Generation. Acesso em: Outubro/2016. Disponível em: http://www.renewableenergyworld.com /articles/2016/09/spain-closes-in-on-50-percent-renewable-power-generation.html

Tatemoto, A. K. (2013). *Energia Incentivada: Uma Análise Integrada dos Aspectos Regulatórios, de Comercialização e de Sustentabilidade*. Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo. São Paulo, São Paulo.

Teixeira, P. A. (2017a). Datafolha: 72% da população compraria sistema solar se houvesse crédito. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/Consumidor.asp?id=1 15456

Teixeira, P. A. (2017b). Resultado da Pesquisa Datafolha/Greenpeace sobre microgeração solar surpreende agentes. Acesso em: Janeiro/2017. Disponível em: Resultado da Pesquisa%0ADatafolha/Greenpeace sobre%0Amicrogeração solar surpreende agentes

Tolmasquim, M. T. (2011). *Novo modelo do setor elétrico brasileiro*. Rio de Janeiro: Synergia: EPE: Brasília, Distrito Federal. 3-155.

Vieira, D. (2016). *Método para Determinação do Tipo de Incentivo Regulatório à Geração Distribuída Solar Fotovoltaica que Potencializa seus Benefícios Técnicos na Rede*. Tese de Doutorado - Universidade de Brasília. Brasília, Distrito Federal.

WWF-Brasil. (2015). *Desafios e Oportunidades para a energia solar fotovoltaica no Brasil: recomendações para políticas públicas*. Brasília, Distrito Federal.

WWF-Brasil. (2016). *Potencial da Energia Solar Fotovoltaica de Brasília*. Brasília, Distrito Federal.

Apêndice A

Publicação do Trabalho

Neste apêndice, encontra-se o trabalho referente ao tema desta dissertação, que foi publicado em:

- Godoi, L. C., Lotero, R. C., Albano, M. T., "*O contexto regulatório para a geração de pequeno porte no Brasil*". VI Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos – SBSE2016. DOI:10.20906/CPS/SBSE2016-0064.

O Contexto Regulatório para a Geração de Pequeno Porte no Brasil

L. C. de Godoi
Mestrando
Godoi.lcg@gmail.com

R. C. Lotero
Professor Associado
Roberto.lotero@unioeste.br

M. T. Albano
Mestrando
05.matheus@gmail.com

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação – PGEEC
Universidade Estadual do Oeste do Paraná – UNIOESTE
Foz do Iguaçu - Brasil

***Abstract*—O ambiente técnico, econômico e regulatório atualmente estabelecido no Brasil pode influenciar positivamente o crescimento do mercado varejista de eletricidade. Entretanto, a diversidade de normas, procedimentos e leis dificultam o conhecimento, entendimento e acompanhamento deste ambiente. Assim, será apresentado o cenário atual da GD, descrevendo a estrutura regulatória, barreiras, condições gerais de acesso, incentivos e formas de comercialização. O artigo foi baseado em pesquisa documental e análise de conteúdo, principalmente de Leis, Decretos e Resoluções Normativas. Ao longo do trabalho pode ser observado que diversas ações foram adotadas com vistas a uma política pública para o desenvolvimento da GD, porém ainda é necessário aperfeiçoar os instrumentos legais para uma maior penetração da mesma.**

***Index Terms*-- Comercializador Varejista, Fontes Incentivadas, Geração Distribuída, Microgeração, Minigeração.**

I. INTRODUCÃO

A produção de energia elétrica a partir de fontes renováveis é o objetivo perseguido por todos os países do mundo, adotando políticas públicas que permitam diminuir a dependência de combustíveis fósseis e cumprir as metas estabelecidas em tratados internacionais para reduzir o aquecimento global provocado pela emissão de gases de efeito estufa [1].

Particularmente no Brasil, o enorme potencial hídrico fez com que a opção de centrais hidrelétricas de médio e grande porte fosse utilizada para desenvolver a geração de energia elétrica no país. No entanto, a expansão da oferta através de grandes centrais hidrelétricas enfrenta resistências cada vez maiores dado os impactos econômicos e socioambientais causados pela implementação desses empreendimentos.

Mundialmente a Geração Distribuída (GD) têm se tornado uma alternativa atraente para suprir o constante aumento na demanda por energia elétrica [2], [3]. Isso devido a vantagens como redução de perdas no transporte, menores impactos ambientais, menores investimentos na expansão e manutenção de redes de transmissão, além de menor dependência do parque gerador despachado de modo centralizado [4], [5].

Assim, o Brasil, como o resto do mundo, busca sustentabilidade por fontes renováveis, diversificando a matriz energética, favorecendo a GD e mitigando barreiras para sua conexão à rede de distribuição [2], [6]. No entanto, verifica-se dificuldades na adesão de geradores de pequeno porte, pois além de possuir uma grande quantidade de normas na estrutura regulatória, eles devem cumprir regras e procedimentos técnicos e burocráticos similares aos de um grande gerador.

A base regulatória para a inserção de GD avançou em 2004 com a Lei nº 10.848 e Decreto nº 5.163, com características e condições para a comercialização. Posteriormente, estabeleceu-se, um percentual mínimo de desconto a ser aplicado nas Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Transmissão (TUST) para GD com fontes renováveis alternativas, regulamentando e estimulando a chamada geração incentivada.

O quadro normativo foi posteriormente ampliado, para contemplar a GD em instalações menores, com a Resolução Normativa nº 482/2012 (REN 482) da ANEEL, definindo como micro e mini geração, Unidades Consumidoras (UCs) com capacidade instalada de geração de até 100 kW e 1MW, respectivamente, a partir de fontes renováveis alternativas.

Ao descentralizar o parque gerador, com fontes renováveis e menores prazos de obtenção de licenças e implantação de projetos, agregam confiabilidade e segurança ao sistema elétrico, proporcionando maior desenvolvimento econômico, ampliando o número de agentes de GD.

Dado esse contexto, o objetivo deste trabalho é avaliar a estrutura regulatória que trata da geração de pequeno porte, apresentando as principais questões técnicas e legais que impactam na implantação da GD no SEB, estabelecendo perspectivas e definindo caminhos para o seu aperfeiçoamento.

II. ASPECTOS DO MERCADO BRASILEIRO DE ELETRICIDADE

No modelo mercantil vigente no SEB existem dois ambientes de comercialização: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o de Contratação Livre (ACL) [7].

No ACR, empresas de distribuição adquirem a energia em leilões, promovidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), para atender aos consumidores cativos conectados a ela. Já no ACL os agentes vendedores e consumidores negociam livremente preços e quantidades de energia. No entanto, a regulamentação permite que somente consumidores do grupo de alta tensão e demanda superior a 500 kW contratem sua energia livremente [7].

Em ambos os ambientes os agentes cumprem um enorme conjunto de regras e procedimentos baseados no modelo mercantil, criando dificuldades para os de pequeno porte, sejam vendedores ou compradores. Essas normas definem condições, eventos, prazos e requisitos para a comercialização de energia.

Para criar um ambiente mais simples para agentes de pequeno porte, a Resolução Normativa nº 570/2013 (REN 570) da regulamenta as atividades do comercializador varejista (CV), possibilitando nova opção para adesão desses agentes.

Embora existam estímulos estatais ao desenvolvimento de um mercado varejista, barreiras ainda permanecem, elevando o tempo de recuperação dos investimentos (*payback*), como o elevado custo do sistema e sua conexão à rede, alta carga tributária, complexo sistema de comercialização, dificuldades de implantação de redes inteligentes e a substituição de medidores atuais por inteligentes [8].

I. Caracteristicas da Geração de Pequeno Porte

De maneira geral, a GD pode ser conceituada como a geração de energia a partir de qualquer empreendimento conectado em redes de média ou baixa tensão [9].

No Brasil, o Decreto nº 5.163/04, define a GD como a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, incluindo os tratados pelo art. 8º da Lei nº 9.074/95, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador com potência instalada não superior a 30 MW.

A. Tecnologias

Diversas tecnologias a partir de fontes renováveis constituem-se importantes alternativas a combustíveis fósseis, podendo-se citar (1) energia solar, (2) energia eólica, (3), energia hidrelétrica e (4) biomassa.

A energia solar, por meio de sistemas fotovoltaicos, praticamente apresenta impactos nulos ao meio ambiente, sendo sua restrição mais relevante os altos custos de instalação quando comparado com os sistemas hidrelétricos.

O Brasil possui um alto potencial solar, com níveis entre 4,25 e 6,5 kWh/m² de irradiação solar por dia. Entretanto, possui pouco maturidade do uso deste sistema, quando comparado a países com potencial de radiação menor e produção maior, como é o caso da Alemanha [10], [11].

A energia eólica ganhou espaço no Brasil em parques eólicos conectados à transmissão e não como GD, sendo que, em 2014, dos 6,6 GW instalados, cerca de 6,3 GW contribuem para o SIN [12]. O litoral apresenta condições propícias ao seu aproveitamento, principalmente nas regiões Nordeste, Sul e o Norte do estado do Rio de Janeiro, embora existam áreas montanhosas no interior com potencial eólico [13].

Este potencial depende da altura de operação e espaçamento horizontal dos sistemas instalados, pois a velocidade dos ventos aumenta com a altura e rugosidade do terreno. Se plano (baixa rugosidade) a variação é menos significativa que em terreno irregular (alta rugosidade), sendo áreas urbanas consideradas irregulares e não muito recomendáveis nesse sistema [13].

A geração hidrelétrica, predominante no SEB, é classificada pela ANEEL conforme a potência instalada podendo ser: (1) Central Geradora Hidrelétrica (CGH), com potência instalada menor ou igual a 3 MW; (2) Pequena Central Hidrelétrica (PCH) com potência maior que 3 MW e menor ou igual que 30 MW, com área de reservatório igual ou inferior a 13,0 km²; (3) Usina Hidrelétrica de Energia (UHE) com potência maior que 30 MW. Podem ser consideradas GD as CGHs e PCHs.

Nas PCHs as principais vantagens são (1) construção e operação só dependem de autorização da Aneel, concedida após elaboração e aprovação de estudo de inventário e projeto básico, dispensando o leilão para a concessão da exploração da queda d´água, (2) desconto de no mínimo 50% na TUSD ou TUST, (3) prazo de implantação e impacto ambiental bastante reduzido se comparado às UHE, (4) possibilidade de desapropriação quando não for proprietário das terras.

As CGHs têm a vantagem de (1) não necessitar de estudo de inventário e projeto básico, bastando informar à ANEEL para ser autorizado como Produtor Independente de Energia (PIE) ou Autoprodutor de Energia (APE), (2) prazo de implantação e impacto ambiental reduzido se comparado às PCHs, (3) não é possível desapropriação, devendo o interessado ser o proprietário das terras ou entrar em acordo com este.

Quanto à biomassa, apresenta vantagem em comparação com a geração termelétrica a partir de derivados de petróleo, pois tem menor emissão de gases de efeito estufa [11].

O Brasil utiliza diversos tipos de matéria orgânica como biomassa, tais como o bagaço de cana de açúcar, o capim elefante, a casca de arroz, os óleos vegetais, o biogás de resíduos animais e urbano [11], [14], [15].

A biomassa representa 9,69% do total na geração de energia elétrica dentre as fontes primárias utilizadas, com o bagaço de cana de açúcar com maior capacidade, 7,1 % da potência elétrica total [14], utilizada em processos de cogeração.

A cogeração, segundo a Resolução nº 21/2000 da ANEEL, é um processo de produção combinada de calor útil e energia mecânica, geralmente convertida, total ou parcialmente, em energia elétrica, a partir da energia química disponibilizada por um ou mais combustíveis, ou seja, é a produção simultânea de duas formas de energia útil a partir de uma fonte de energia primária, sendo o processo mais comum a produção de eletricidade e energia térmica (calor ou frio) a partir do uso de gás natural e/ou de biomassa [16].

II. A Regulação Brasileira para Geradores de Pequeno Porte

Com relação às tecnologias utilizadas, o Decreto nº. 5.163/04, que regulamentou a Lei nº 10.848/04, considera GD os empreendimentos de geração oriundos de: (a)

energética maior ou igual a 75%, o qual não é exigido quando se utiliza biomassa ou resíduos de processo como combustível.

Com a Lei nº 10.848/04 e Decreto nº 5.163/04 foram definidas regras para comercialização de energia elétrica no Brasil, com a GD e procedimentos para sua contratação.

Destaca-se que existem diversos regulamentos que tratam da GD, dependendo da fonte primária de energia, da potência dos empreendimentos e da propriedade dos mesmos. Uma forma de classificação é mostrada na Tabela 1, a partir da qual será explicada a regulamentação correspondente.

Tabela 1 – Organização da GD no SEB

<table>
<tr><th></th><th>Micro GD</th><th>Mini GD</th><th>Ger. Inc.</th><th>GD Conv.</th></tr>
<tr><td>Hidro</td><td rowspan="4">Até 100 kW</td><td rowspan="4">De 100 kW a 1MW</td><td rowspan="4">De 1MW a 30MW</td><td rowspan="4"></td></tr>
<tr><td>Biomassa</td></tr>
<tr><td>Eólica</td></tr>
<tr><td>Solar</td></tr>
<tr><td>Gás Natural</td><td colspan="2" rowspan="4"></td><td rowspan="3"></td><td rowspan="4">De 1MW a 30MW</td></tr>
<tr><td>Carvão</td></tr>
<tr><td>Diesel</td></tr>
<tr><td>Óleo Comb.</td></tr>
<tr><td>Normas aplicáveis</td><td colspan="2">REN 482
Módulo 3 – PRODIST</td><td colspan="2">REN 247
REN 167
Lei nº 9.427/1996</td></tr>
<tr><td></td><td colspan="4">Lei nº 10.848/04, Decreto nº 5.163/04</td></tr>
</table>

(Fonte: adaptado de [9])

A. Micro e Mini GD

Buscando o desenvolvimento da GD de menor porte, a ANEEL promoveu a Consulta Pública nº 15/2010 e a Audiência Pública nº 42/2011 para debater sobre esta modalidade, publicando a REN 482, estabelecendo as condições gerais para o acesso de micro e mini GD aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação (net metering).

De acordo com a REN 482, a micro GD é aquela com potência de até 100kW e a mini GD aquela com potência maior que 100kW até 1MW, produzindo energia a partir de fontes renováveis, seja com base hidráulica, solar, eólica ou biomassa, ou cogeração qualificada, e conectadas ao sistema de distribuição através de UCs [6].

Contudo, as normas técnicas criavam barreiras para implementação da GD de pequeno porte. Com isto, a ANEEL publicou em 2012 a REN 482 instituindo um respaldo legal para a conexão de micro e mini GD à rede, criando um ambiente menos complexo que incentivasse sua expansão [8].

De forma complementar, na seção 3.7 do Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, foram estabelecidos os procedimentos para o acesso de micro e minigeradores ao sistema de distribuição, padronizando os mesmos para conexão conforme a quantidade de fases e o nível de tensão de conexão da central geradora, definidos pela distribuidora em função das limitações técnicas justificáveis da rede.

Para ser micro ou mini GD uma UC deve, inicialmente, efetuar uma análise de custo / benefício verificando: (a) o tipo da fonte de energia, (b) a existência de processo produtivo ou insumos de biomassa e dejeto animal, (c) a tecnologia e tipo de equipamentos de geração, (d) a potência instalada da carga e geração, (e) a localização (rural / urbana), (f) a tarifa submetida, (g) as condições de financiamento, entre outros. Isto, assim como o projeto de instalação e de conexão à rede devem ser verificados por empresa com experiência comprovada e profissionais legalmente habilitados.

Posteriormente, o titular da UC deverá solicitar à distribuidora o acesso à rede acompanhado do projeto executivo para aprovação e da solicitação para realizar a vistoria da conexão, além de executar as obras civis e de montagem para o comissionamento das instalações. Também não é necessária a assinatura de contratos de uso e conexão para as UC´s que participam do sistema de compensação e os custos com adequações só podem ser cobrados pela distribuidora em relação à diferença relativa à medição bidirecional, entretanto os demais custos de instalação são responsabilidade da UC [17].

Entre as inovações trazidas pela REN 482, merece destaque o sistema de compensação, pelo qual a energia elétrica gerada por uma unidade consumidora (UC) é cedida à empresa distribuidora local, com posterior compensação no consumo dessa UC ou de outra de mesma titularidade [6].

No sistema de compensação, conhecido como net metering, se em um determinado ciclo de faturamento a energia ativa injetada na rede for maior do que a consumida, a UC receberá um crédito que poderá ser creditado na próxima fatura ou dentro num período de 36 meses, na seguinte ordem:

1. A energia ativa gerada num posto horário deve ser utilizada para compensar a energia ativa consumida nesse posto;
2. Havendo excedente, os créditos devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, na mesma UC e ciclo de faturamento;
3. Restando créditos, o excedente deve ser utilizado em UC escolhida no consumo de energia, no mesmo posto horário e ciclo de faturamento da energia gerada;
4. Eventual excedente deve ser utilizado em UC escolhida e referenciada no item 3, no mesmo ciclo de faturamento, mas em outro posto horário;
5. Caso ainda haja excedente, os itens 3 e 4 devem ser repetidos para demais UCs cadastradas previamente, obedecida a ordem de prioridade escolhida;
6. Após aplicação do item 5, até o esgotamento das UCs cadastradas, caso existam créditos, o procedimento descrito deve ser repetido para os ciclos de faturamento posteriores na vigência dos créditos.

Em UCs que tenham postos tarifários (ponta e fora ponta), com a energia injetada em um determinado posto tarifário excedendo à energia consumida, essa diferença pode ser utilizada para compensação em outros postos tarifários dentro do mesmo ciclo de faturamento aplicando um fator de ajuste.

Para este sistema, além de ser conectada no mesmo nível de tensão da central geradora, a UC deve ser dotada de medição bidirecional que possibilite a medição de consumo e geração de energia elétrica, podendo ser utilizado um único medidor que realize estas funções ou dois medidores unidirecionais.

Ressalta-se que as UCs do grupo B (conectados em baixa tensão), participantes deste sistema, devem sempre pagar o custo de disponibilidade da rede, definido como uma espécie de franquia mínima de uso de energia elétrica, equivalente ao valor em reais de 30 kWh (monofásico), 50 kWh (bifásico) ou 100 kWh (trifásico) [6].

Desse modo, ainda que a energia ativa injetada na rede seja superior ao consumo, deverá ser efetuado o pagamento do custo de disponibilidade. Nos consumidores do grupo A (conectados em alta tensão) deverá ser faturado apenas o correspondente à demanda contratada.

Quanto ao faturamento, no sistema de compensação incidem tributos federais, como o Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), e também estaduais como o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), cobrados sobre o montante de energia consumida, independentemente dos créditos gerados e existentes na UC.

Salienta-se que, conforme Convênios do Conselho Nacional de Política Fazendária (Confaz), MG (por iniciativa própria por um período de cinco anos), SP, GO, PE (Convênio ICMS nº 16/2015), RN (Convênio ICMS nº 44/2015), CE e TO (Convênio ICMS nº 52/2015) isentaram a cobrança do ICMS no montante injetado na rede compensado, sujeito a faturamento sob o Sistema de Compensação da REN 482.

Para exemplificar esta cobrança, em relação ao ICMS, pode-se citar que no estado do Paraná (ICMS de 29%), para cada kWh de energia que é injetado na rede gera-se um crédito de 0,71 kWh. Já nos estados que concedem isenção, para cada kWh de energia que é injetado na rede gera-se a mesma quantidade de créditos.

A. GD Convencional

De acordo com a regulamentação, a GD convencional é aquela produzida por fontes como gás natural, carvão, diesel e óleo combustível, entre outras não renováveis, com capacidade instalada entre 1 a 30 MW, existindo basicamente dois tipos de agentes de geração: APE e PIE [9].

A energia gerada em unidades de GD convencional pode ser comercializada nos dois ambientes de comercialização.

Para o APE não há possibilidade de liquidação de excedentes no mercado spot e de celebração de contratos bilaterais tanto no ACR quanto no ACL, pois possui concessão ou autorização de geração apenas destinada ao seu uso exclusivo [9]. Contudo, pode comercializar, eventual e temporariamente, seus excedentes de energia, mediante autorização da ANEEL.

No caso do PIE, que recebem concessão ou autorização para geração destinada ao comércio do total ou de parte da energia produzida, podem ocorrer diversas formas de comercialização, como leilões no ACR, chamadas públicas promovidas pelas empresas distribuidoras, limitadas a 10% de sua carga total, venda no ACL por meio de contratos bilaterais de curto ou longo prazos, liquidação mensal no Mercado Spot ao preço do PLD ou um *mix* de todas estas.

A principal diferença entre estes dois agentes é que para ser possível a comercialização é necessária a autorização da ANEEL. Tal ato é concedido imediatamente ao PIE quando é concedida sua autorização e, de forma eventual e temporária, ao APE, ou seja, esse pode autoconsumir e eventualmente comercializar excedentes se autorizado. Já o PIE pode comercializar, no todo ou em parte, e ainda autoconsumir.

B. Geração Incentivada

A denominação energia incentivada faz referência aos descontos concedidos e não inferiores a 50% na TUSD ou TUST e está sendo utilizada para aumentar a oferta de energia proveniente de GD que utilizem FA´s renováveis, inclusive o gás natural quando se trata de cogeração qualificada, com potência instalada entre 1 a 30 MW.

A Resolução nº 247/2006 (REN 247) estabelece condições para a comercialização oriunda de empreendimentos de geração que utilizem fontes primárias incentivadas, com unidade ou conjunto de unidades consumidoras cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

A comercialização de energia incentivada envolve os agentes de geração, incluídos os APEs, que vendem para consumidores especiais, livres e agentes comercializadores de energia elétrica, sendo realizada no ACL por meio de Contratos de Compra de Energia Incentivada (CCEI).

Devido ao desconto na TUSD ou TUST, além de ser gerada a partir de fontes renováveis, é vendida a um valor maior que a energia convencional, proporcionando vantagens financeiras aos geradores e investidores deste mercado.

C. Comercializador Varejista

Recentemente, com a publicação da REN 570, a ANEEL criou a figura do CV, estabelecendo requisitos e procedimentos para a sua atuação no mercado, o qual pode representar:

a) Consumidores livres ou potencialmente livres (carga igual ou maior a 3 MW) e especiais (carga entre 0,5 MW e 3 MW);

b) Detentores de concessão, autorização ou registro de geração com capacidade instalada inferior a 50 MW, não comprometidos com Contratos de Comercialização no Ambiente Regulado - CCEARs, Contratos de Energia de Reserva - CER ou cotas;

c) Geradores com capacidade instalada igual ou superior a 50 MW, sendo obrigatório sua associação à CCEE e assumam responsabilidade solidária e proporcional em relação ao resultado financeiro do varejista.

O CV pode ser considerado uma espécie de ponte entre o vendedor de energia incentivada e os consumidores especiais, assumindo as responsabilidades perante a CCEE e instituições do mercado livre, viabilizando a expansão da oferta com energias renováveis através de geradores de pequeno porte.

Ainda oferece liquidez ao mercado, aumentando a competição ao mercado varejista ao reduzir barreiras para pequenos geradores e consumidores que não conseguem atender as regras do complexo mercado livre por não possuírem uma equipe especializada em comercialização de energia.

Também podem desenvolver novos produtos e serviços em um mercado cada vez mais competitivo, inovador e com foco nas necessidades de seus clientes.

Salienta-se que com os geradores incentivados e consumidores especiais negociando diretamente no ACL, ocorre um aumento significativo de operações na CCEE e também nos custos de transação, problemas estes mitigados com a atuação do CV como intermediário.

Segundo a REN 570, alterada pela REN 654/15, e os Procedimentos de Comercialização (PdCs) – Submódulo 1.6 – Comercialização Varejista, para ser um CV é necessário atender alguns requisitos: (1) ser agente da CCEE na classe de comercialização ou categoria de geração; (2) designação específica em seu objeto social para exercer tal atividade; (3) apresentar em site os produtos padronizados ofertados, com descrição detalhada, modelos de contratos, preços e condições; (4) possuir histórico de, no mínimo, 12 meses de operação na CCEE e comercialização anual de pelo menos 10 MW médios, sem descumprimento de obrigações nesse período; salvo para candidatos à CV que não apresentem o prazo mínimo de atuação, com controle societário direto e indireto de agentes que cumpram tais exigências.

Na resolução também se especifica que só poderão ser feitos contratos com energia convencional especial e incentivada especial, sendo permitida a aquisição parcial de energia elétrica junto à distribuidora local.

Embora a GD possibilite o desenvolvimento de um mecanismo limpo e sustentável, com menores emissões de carbono, ainda há a necessidade da redução de barreiras e criação de incentivos no mercado brasileiro, sem que isso signifique penalizar outros agentes.

É importante destacar que o aumento da GD, em particular da geração incentivada, pode impactar nos interesses das empresas distribuidoras, provocando uma redução na demanda de energia por parte das UCs e menor receita devido aos descontos referentes à TUSD, necessária para remunerar os custos operacionais e depreciação de ativos [2].

Este impacto na rentabilidade depende da intensidade e velocidade de penetração da GD, pois se for muito elevada poderá afetar negativamente o negócio da distribuidora, pois esta redução na receita será compensada na (1) revisão tarifária periódica, que ocorre a cada quatro anos ou (2) na revisão tarifária extraordinária, que pode ocorrer a qualquer tempo se ocorrer alterações significativas e comprovado o impacto sobre os custos da empresa distribuidora.

Neste contexto, as empresas distribuidoras têm que se valer da exploração de novos serviços, como (1) fornecimento de dados e relatórios de consumo aos seus clientes através de uma infraestrutura avançada de medição, (2) consultorias em eficiência energética e (3) gerenciamento remoto do consumo, otimizando o uso da energia pelo usuário final, levando em conta que poderão possuir uma infraestrutura cada vez mais irrelevante no mercado [2].

Em última análise, os aspectos financeiros citados, somados à necessidade de desenvolvimento de uma nova visão de negócios, contribui para que as distribuidoras pouco estimulem ou promovam a expansão de GD.

Isto se deve aos descontos na TUSD, além do impacto técnico operacional da GD na rede, tais como (1) regulação de tensão, (2) controle de reativo, (3) qualidade da energia e (4) dificuldades de operação do sistema elétrico pelo aumento do número e potência instalada de GD.

Finalmente, o apresentado nesta seção permite verificar o vasto conjunto normativo-legal existente para a GD e sua aplicação no modelo mercantil do SEB, embora ainda sejam necessários aperfeiçoamentos para lograr um ambiente de negócios com características de um mercado cada vez mais competitivo. Assim, na próxima seção serão analisadas as perspectivas para a evolução da estrutura regulatória deste segmento de mercado

I. Perspectivas do Contexto Regulatório

Embora a GD possa trazer grandes vantagens ao mercado de energia elétrica, diversas barreiras ainda impedem seu desenvolvimento no Brasil. Portanto, é necessário aprimorar a estrutura regulatória com o fim de mitigar os vários entraves técnicos, econômicos e regulatórios ainda existentes [8]

Em relação ao custo das tecnologias, é necessário reduzir a carga tributária, definindo um conjunto de incentivos ou regimes específicos que viabilizem a expansão da GD, reduzindo o tempo de retorno dos investimentos.

Por exemplo, no sistema de compensação toda a energia consumida é tributada, sem levar em conta o volume que foi injetado, representando uma grande barreira à difusão da micro e mini GD, pois a cobrança de ICMS, PIS e COFINS onera significativamente este tipo de geração, afetando sua viabilidade e competitividade [9].

Este cenário tem evoluído positivamente pois, embora o Convênio ICMS nº 6 autorize os Estados a cobrarem ICMS sobre todo o consumo da UC e não sobre a energia efetivamente comprada no sistema de compensação, a posterior celebração de convênios pelo Confaz possibilitou a isenção desse tributo.

Ainda, o Confaz, com o Ajuste SINIEF 2, revogou o Convênio que orientava a tributação da energia injetada na rede, com os estados decidindo se tributa ou não a energia injetada, sendo que SP, PE, GO, CE, TO, RN, MT, BA, DF, MA, RJ e MG aderiram por cinco anos.

Já o Governo Federal, em 2015, na Lei nº 13.097 zerou as alíquotas de PIS e COFINS na importação de componentes para aerogeradores, não estendendo às demais tecnologias de energia renovável e a Lei n° 13.169, isentou o PIS e COFINS da energia injetada na rede. Ainda reduziu a alíquota do imposto de importação de 14% para 2%, sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos FV, até 03/06/2016.

Também há um Projeto de Lei do Senado (PLS), que altera a Lei Complementar nº 87/1996 (Lei Kandir) determinando a não incidência de ICMS a operações de compensação de energia elétrica. Caso aprovado, e convertido em Lei Complementar (LC), pode implicar em menores custos para a GD de pequeno porte. [18].

Quanto às formas restritivas de remuneração, podem ser desenvolvidos mecanismos que possibilitem a comercialização para a rede de excedentes de geração para micro e mini GD, com opção entre vender ou compensar a energia produzida, diminuindo impactos no SEB em momentos de crise de oferta de energia, como a escassez de água em reservatórios.

Ainda há a necessidade de incentivos como: a possibilidade de dedução em imposto de renda na compra de sistema FV (EUA) e o pagamento de tarifa prêmio, que consiste em sobrepreço pago ao proprietário do sistema de geração FV sobre a energia gerada e injetada na rede (China e Japão) [10].

Segundo Maurício Tomalsquim, presidente da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), a constante oscilação no Valor de Referência (VR), devido ao modelo de cálculo existente para esta variável, gera uma incerteza e dificulta o planejamento, pois este valor pode ser insuficiente para remunerar os investimentos em FAs, citando ainda a falta de iniciativa das empresas distribuidoras em contratar os 10% de GD previstos por lei [15]. Assim, um novo modelo de cálculo para o VR poderia contribuir para o mercado ser mais atrativo [19], [20].

Conforme informações da ANEEL, será permitido o uso de qualquer fonte renovável, além da cogeração qualificada, alterando os limites de potência para 75 kW e acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW para a fonte hídrica), respectivamente, para mini e micro GD. Além disto, alterou o prazo de validade de créditos previsto no sistema de compensação de 36 para 60 meses, dentre outros.

Portanto, o atual modelo mercantil, apesar de ter avançado buscando um mercado mais competitivo, necessita reduzir barreiras técnicas e legais entre consumidores e distribuidora para um melhor desenvolvimento da GD de pequeno porte.

I. CONCLUSÕES

O ambiente regulatório estabelecido através de leis, decretos e resoluções tem estimulado uma competição mais justa da GD com grandes centrais de geração. Além disto, fatores como a disponibilidade de recursos primários em condições favoráveis, resistência à instalação de grandes centrais hidrelétricas e constante aumento na demanda de energia elétrica, incentivaram uma maior busca por parte de investidores e consumidores finais em tecnologias de GD.

No entanto, este conjunto de regras e procedimentos criam dificuldades para agentes de pequeno porte, sejam vendedores ou compradores. Dentre as dificuldades podem ser citadas o elevado custo do sistema, incluindo a conexão à rede, carga tributária incidente, complexo sistema de comercialização, dificuldades de implantação de redes inteligentes e a substituição de medidores atuais por inteligentes.

Assim, a proposta do trabalho foi contribuir com a contextualização da geração de pequeno porte no Brasil, através da caracterização da GD e a apresentação da estrutura regulatória vigente, fazendo uma avaliação dos aspectos que impedem o desenvolvimento do mercado varejista, que sob o contexto do modelo mercantil prevalecente no Brasil é de fundamental importância na produção de ganhos como melhorias de serviço, redução de preço e maior precisão das condições do mercado.

Portanto, regulamentações como da micro e mini GD, da GD convencional, da geração incentivada e do CV são exemplos de ações do desenvolvimento e aprimoramento da estrutura regulatória, proporcionando grande avanço na criação de um ambiente favorável a GD. Entretanto, ainda é necessário evoluir no sentido de identificar as ineficiências ainda presentes na atual estrutura regulatória, como a simplificação de regras e procedimentos, redução de carga tributária, criação de incentivos, redefinição de limites de potência, além de ampliar fontes de energia no sistema de compensação.

REFERÊNCIAS

[1] ANEEL, Nota Técnica n° 0043/2010-SRD/ANEEL. Brasil, 2010, p. 20.

[2] M. R. Macedo, “Geração distribuída de pequenoporte como aliada do negócio de distribuição de energia elétrica no Brasil”, Dissertação de Mestrado, Instituto de Tecnologia para o Desenvolvimento - LACTEC, 2013.

[3] EPE, “Balanço Energético Nacional 2015 - Relatório Síntese - ano base 2014”, Rio de Janeiro, 2014.

[4] J. L. C. Cruz, “Geração distribuída - Sistema de Geração”, Revista O Setor Elétrico, 2013. [Online]. Available at: http://www.osetoreletrico.com.br/web/a-empresa/1121-geracao-distrib. [Acessado: 20-ago-2015].

[5] W. P. Barbosa Filho e A. C. S. Azevedo, “Geração Distribuídas: Vantagens e Desvantagens.”

[6] ANEEL, Micro e minigeração distribuída : sistema de compensação de energia elétrica (Cadernos Temáticos ANEEL). Brasília, 2014.

[7] Brasil, “Lei no 10.848/04”, DOU de 16.3.2004, 2004. [Online]. Available at: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Lei/L10.848compilado.htm. [Acessado: 21-ago-2015].

[8] D. Geraldi, “Estudo da Microgeração Distribuída no Contexto de Redes Inteligentes”, Dissertação de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, 2013.

[9] R. G. de C. Brito, F. C. Andrade, E. Sakiyama, e L. E. F. Dias Jr, “Geração Distribuída no Brasil: panorama, barreiras e oportunidades”, p. 7, 2015.

[10] R. D. de Castro, “Energia solar térmica e fotovoltaica em residências: estudo comparativo em diversas localidades do Brasil”, Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, 2015.

[11] C. K. N. Cavaliero, “Inserção de mecanismos regulatórios de incentivo ao uso de fontes renováveis no SEB e no caso específico da região Amazônica”, Tese de Doutorado - Universidade Estadual de Campinas, 2003.

[12] ABEEólica, “Boletim Anual de Geração Eólica 2014”, Boletim Anual de Geração Eólica 2014, p. 16, 2015.

[13] PUC-RS, “Perguntas Frequentes sobre Energia Eólica.” [Online]. Available at: http://www.pucrs.br/ce-eolica/faq.php#3. [Acessado: 30-jan-2016].

[14] ANEEL, “Matriz de Energia Elétrica”, 2015. [Online]. Available at: http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm. [Acessado: 28-out-2015].

[15] C. R. C. Rodrigues, “Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na GD: o Caso dos Sistemas Voltaicos Conectados à Rede”, Dissertação de Mestrado - Universidade Estadual de Campinas, 2002.

[16] COGEN, “Cogeração: conceito e tecnologias”, 2015. [Online]. Available at: http://www.cogen.com.br/cog_conceito.asp. [Acessado: 30-out-2015].

[17] ANEEL, Resolução Normativa no 482. Brasil, 2012, p. 5.

[18] N. Oliveira, “Geração de energia solar pode se beneficiar de isenção tributária”, Portal de Notícias do Senado Federal, 2015. [Online]. Available at: http://www12.senado.leg.br/noticias/materias/2015/05/19/geracao-de-energia-solar-pode-se-beneficiar-de-isencao-de-desoneracao-tributaria. [Acessado: 18-set-2015].

[19] L. V. Barros, “Avaliação de modelos de negócio para energia solar fotovoltaica no mercado de distribuição brasileiro”, Dissertação de Mestrado - Universidade de São Paulo, 2014.

[20] C. Ferraz, “A resistência à micro e minigeração distribuída no Brasil”, Blog Infopetro, p. 3, 2015.

Apêndice B

Instalação de sistema FV em Residência Unifamiliar

O demonstrativo a seguir é baseado em informações, fornecidas pela empresa Enerluz, de um sistema de micro GD, operando desde março/2016, residência unifamiliar, trifásica, consumo médio mensal de 400 kWh, tarifa convencional / subgrupo B1 de R$ 0,5939 / kWh, tributos inclusos, conforme dados das faturas da Copel, em que foram instalados 16 painéis solares de 260 Wp cada e um inversor de 3,6 kWp.

Demonstrativo Geração FV - Fonte: Elaboração própria

Mês (2016)	Geração FV (A)	Consumo medido COPEL (B)	Consumo faturado COPEL (C)	Energia injetada COPEL (D)	Compensação REN 482 (E)	Saldo de créditos (D-E)	Consumo Total (A+B-D)
Fev.	0	305	305	0	0	0	305
Mar.	289,59	675	675	0	0	0	675 (b)
Abr.	413,74	506	274	232	232	0	687,74
Mai.	265,72	636	430	206	206	0	695,72
Jun.	288,15	687	572	115	115	0	860,15
Jul.	330,23	830	668	162	162	0	998,23
Ago.	341,34	404	216	188	188	0	557,34
Set.	495,21	388	186	202	202	0	681,21
Out.	545,53	297	100	326	197	129	516,53
Nov.	613,35	339	110	262	229	33	690,35
Dez.	584,60	329	90	303	239	64	610,60

(a) Os valores estão em kWh

(b) A compensação de energia somente começou a ser considerada a partir de abril/16.

Na tabela acima, verifica-se a energia total gerada pelo sistema FV instalado e em funcionamento, além do total de energia injetada na rede e também fornecida pela COPEL e a utilização do sistema de compensação, com os créditos disponíveis de energia utilizados em meses subsequentes, reduzindo o valor da fatura paga pela UC.

Apêndice C

Fontes de Financiamento Disponíveis

Na tabela abaixo, são apresentadas as principais fontes de financiamento disponíveis para investimento em sistemas de GD renováveis, elaboradas por este autor pela consolidação de informações extraídas a partir de consultas em sites da internet nas instituições financeiras.

Tabela de resumo de linhas de crédito / financiamento disponíveis no mercado

Instituição	Público alvo	Limite de Financiamento	Taxa de juros	Prazo	Carência
Banco do Nordeste (FNE Sol)	Empresas de todos os portes e setores, produtores rurais, cooperativas e associações;	Até 100%	Entre 6,5 e 11% a.a.	Até 12 anos	6 meses a 1 ano
CEF (Construcard)	Clientes da CEF	Até 100%	Entre 2,5 e 3%	Até 240m	6 meses
Banco do Brasil	Clientes BB	Até 100%	2,29% a.m. (PF)	Até 96m	---
Santander	PF e PJ	Até 100%	Até 2,1% a.m.	Até 36m	---
FCO Banco do Brasil	Clientes BB Empresarial	Até 100%	ME: 6,75% a.a.	Até 15 anos	Até 5 anos
	Clientes BB Rural		Mini Rural: 5% a.a.		
Agência de Fomento de Goiás	MEI, ME, EPP Autônomos Agronegócio	MEI até R$ 30 mil	0,8 % a.m.	Até 36 meses	6 meses
		Demais até R$ 50 mil			
BNDES Finem (Geração de Energia)	Empresas com sede no País (E)	A partir de R$ 20 milhões (I)	Apoio Direto (II)	Até 20 anos (IV)	6 meses
			E: TJLP + 2,1 a 6,56% a.a. / EOP: TJLP + 2,7% a.a.		
	Entidades e órgãos públicos (EOP)		Apoio Indireto (III)		

			TJLP + 2,1% a.a. + taxa Ag. Financ.		
BNDES Finem (Eficiência Energética)	Empresas sediadas no País (E) Entidades e órgãos públicos (EOP)	A partir de R$ 5 milhões	Idem BNDES Finem (Geração Energia)	Até 10 anos	6 meses
BNDES (Cartão BNDES) Visa, Mastercard, Cabal e Elo	PJ através de Instituições Financeiras Credenciadas	Até R$ 1 milhão (por cartão, por banco)	1,19% a.m. (fev./17)	De 3 a 48 meses	Verificar com Inst. Financ.

Fonte: Elaboração própria

(I) O limite de financiamento depende do empreendimento:

- Solar: até 80%;
- Eólica, hidrelétricas até 30MW, biomassa, cogeração, entre outras FAs: até 70%

(II) Apoio Direto: Taxa de juros = Custo financeiro + Taxa do BNDES

(III) Apoio Indireto: Taxa de juros = Custo financeiro + Taxa do BNDES + Taxa do Agente de Financiamento.

(IV) O prazo depende do empreendimento:

Energia solar, hidrelétricas, biomassa, cogeração, entre outras FAs: até 20 anos;

Energia eólica: 16 anos;

Obs.: TJLP (7,5% a.a.)

Anexo A

Planos de Consórcio e Taxas Aplicadas

CONSÓRCIO NACIONAL SICES BRASIL					Valores das Parcelas Mensais				
Cod.	Fabric.	Sistema Solar FV instalado - Preço sugerido de mercado	Valor do Bem	Valor Antecip. Tx Adm.	100 meses	80 meses	60 meses	50 meses	36 meses
SFV1	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 40,0kWp a 45,0kWp	R$ 240.000,00	R$ 4.800,00	R$ 3.132,00	R$ 3.790,00	R$ 4.983,00	R$ 5.777,00	R$ 7.865,00
SFV2	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 35,0kWp a 38,0kWp	R$ 220.000,00	R$ 4.400,00	R$ 2.871,00	R$ 3.475,00	R$ 4.486,00	R$ 5.296,00	R$ 7.209,00
SFV3	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 34,0kWp a 34,5kWp	R$ 210.000,00	R$ 4.200,00	R$ 2.740,00	R$ 3.317,00	R$ 4.282,00	R$ 5.055,00	R$ 6.882,00
SFV4	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 33,0kWp a 33,5kWp	R$ 200.000,00	R$ 4.000,00	R$ 2.610,00	R$ 3.159,00	R$ 4.078,00	R$ 4.814,00	R$ 6.554,00
SFV5	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 31,0kWp a 32,0kWp	R$ 190.000,00	R$ 3.800,00	R$ 2.479,00	R$ 3.001,00	R$ 3.874,00	R$ 4.574,00	R$ 6.226,00
SFV6	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 29,0kWp a 30,0kWp	R$ 180.000,00	R$ 3.600,00	R$ 2.349,00	R$ 2.843,00	R$ 3.670,00	R$ 4.333,00	R$ 5.898,00
SFV7	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 27,0kWp a 28,00kWp	R$ 170.000,00	R$ 3.400,00	R$ 2.218,00	R$ 2.685,00	R$ 3.466,00	R$ 4.092,00	R$ 5.571,00
SFV8	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 26,0kWp a 26,5kWp	R$ 160.000,00	R$ 3.200,00	R$ 2.088,00	R$ 2.527,00	R$ 3.262,00	R$ 3.852,00	R$ 5.243,00
SFV9	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 24,0kWp a 25,0kWp	R$ 150.000,00	R$ 3.000,00	R$ 1.957,00	R$ 2.369,00	R$ 3.058,00	R$ 3.611,00	R$ 4.915,00
SFV10	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 22,0kWp a 23,0kWp	R$ 140.000,00	R$ 2.800,00	R$ 1.827,00	R$ 2.211,00	R$ 2.854,00	R$ 3.370,00	R$ 4.588,00
SFV11	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 19,5kWp a 21,0kWp	R$ 130.000,00	R$ 2.600,00	R$ 1.696,00	R$ 2.053,00	R$ 2.651,00	R$ 3.129,00	R$ 4.260,00
SFV12	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 17,5kWp a 19,0kWp	R$ 120.000,00	R$ 2.400,00	R$ 1.566,00	R$ 1.895,00	R$ 2.447,00	R$ 2.889,00	R$ 3.932,00
SFV13	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 16,0 kWp a 17,0kWp	R$ 110.000,00	R$ 2.200,00	R$ 1.435,00	R$ 1.737,00	R$ 2.243,00	R$ 2.648,00	R$ 3.605,00
SFV14	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 15,0kWp a 15,5kWp	R$ 100.000,00	R$ 2.000,00	----------	R$ 1.579,00	R$ 2.039,00	R$ 2.407,00	R$ 3.277,00
SFV15	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 13,5kWp a 14,5kWp	R$ 90.000,00	R$ 1.800,00	----------	R$ 1.421,00	R$ 1.835,00	R$ 2.167,00	R$ 2.949,00
SFV16	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 12,0kWp a 13,0kWp	R$ 80.000,00	R$ 1.600,00	----------	R$ 1.263,00	R$ 1.631,00	R$ 1.926,00	R$ 2.622,00
SFV17	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 10,0kWp a 11,5kWp	R$ 70.000,00	R$ 1.400,00	----------	R$ 1.106,00	R$ 1.427,00	R$ 1.685,00	R$ 2.294,00
SFV18	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 9,0kWp a 9,5kWp	R$ 60.000,00	R$ 1.200,00	----------	R$ 948,00	R$ 1.223,00	R$ 1.444,00	R$ 1.966,00
SFV19	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 8,0kWp a 8,3kWp	R$ 50.000,00	R$ 1.000,00	----------	R$ 790,00	R$ 1.019,00	R$ 1.204,00	R$ 1.638,00
SFV20	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 7,0kWp a 7,3kWp	R$ 45.000,00	R$ 900,00	----------	R$ 711,00	R$ 918,00	R$ 1.083,00	R$ 1.475,00
SFV21	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 6,0kWp a 6,3kWp	R$ 40.000,00	R$ 800,00	----------	R$ 632,00	R$ 816,00	R$ 963,00	R$ 1.311,00
SFV22	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 5,0kWp a 5,3kWp	R$ 35.000,00	R$ 700,00	----------	R$ 553,00	R$ 714,00	R$ 843,00	R$ 1.147,00
SFV23	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 4,24kWp a 4,77kWp	R$ 30.000,00	R$ 600,00	----------	R$ 474,00	R$ 612,00	R$ 722,00	R$ 983,00
SFV24	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 3,50 kWp a 3,71kWp	R$ 25.000,00	R$ 500,00	----------	R$ 395,00	R$ 510,00	R$ 602,00	R$ 819,00
SFV25	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 2,95 kWp a 3,30kWp	R$ 22.500,00	R$ 500,00	----------	R$ 358,00	R$ 463,00	R$ 546,00	R$ 744,00
SFV26	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 2,70kWp	R$ 20.000,00	R$ 400,00	----------	R$ 319,00	R$ 411,00	R$ 485,00	R$ 661,00
SFV27	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 2,30kWp	R$ 17.500,00	R$ 350,00	----------	R$ 279,00	R$ 360,00	R$ 425,00	R$ 578,00
SFV28	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 1,50kWp	R$ 15.000,00	R$ 300,00	----------	----------	R$ 308,00	R$ 364,00	R$ 496,00
SFV29	SICES	Sistema Solar FV instalado entre 1,06kWp	R$ 12.500,00	R$ 250,00	----------	----------	R$ 257,00	R$ 303,00	R$ 413,00

Planos de consórcio. Fonte: (Consórcio Nacional Solar, 2017)

Taxa de Administração por mês	0,200%	0,225%	0,267%	0,300%	0,389%
Taxa de Administração Total	20,00%	18,00%	16,00%	15,00%	14,00%
Antecipação da taxa de Administração na Contração 2,0000%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%	2,00%
Cobrando no(s) primeiro(s)	1 mês (es)	1 mês (es)	1 mês (es)	1 mês (es)	1 mês (es)
% de fundo de Reserva Total	2,500%	2,500%	2,500%	2,500%	2,500%
% de Seguro de Vida Mensal	0,088%	0,088%	0,088%	0,088%	0,088%

Taxas aplicadas no consórcio. Fonte: (Consórcio Nacional Solar, 2017)

Anexo B

Projeto de sistema FV em Residência Unifamiliar

Os dados utilizados nesse caso são para uma instalação de micro GD em uma residência unifamiliar, entrada trifásica, consumo médio mensal de 600 kWh, com orçamentos fornecidos pelas empresas L2 Energia Ltda (Jan/16) e Enerluz Ltda (Jan/17) de Foz do Iguaçu (PR), sendo o sistema dimensionado para a demanda de 500 kWh/mês, levando em conta um custo de disponibilidade de 100kWh (UC conectada com ligação trifásica).

Em relação à tarifação, foram utilizados os valores de R$ 0,77 / kWh e R$ 0,64 / KWh, já com tributos no subgrupo B1 residencial da modalidade de tarifa convencional vigentes, respectivamente, em janeiro de 2016 e 2017 (ANEEL, 2015b, 2016e).

A empresa L2 Energia previu um sistema com 12 painéis com 260 W cada e um inversor de 3,0 kW, com custo total da instalação de R$ 33.252,72. Já a Enerluz dimensionou o sistema com 16 painéis com 320 W cada e um inversor de 4,48 kW, com custo total da instalação de R$ 27.000,00. Em ambos os orçamentos, foram apresentados uma simulação do sistema de compensação e também do *payback* do investimento (L2 Energia = 5 anos e Enerluz = 6 anos).

As empresas não disponibilizam linhas de crédito, sendo necessário o cliente dispor de recursos próprios ou recorrer a uma instituição financeira, porém deve-se considerar as elevadas taxas de mercado.