



Universidade de Passo Fundo
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Civil e Ambiental
Área de Concentração: Infraestrutura e Meio Ambiente

MATHEUS D'ÁVILA DENARDIN

GERAÇÃO DESCENTRALIZADA DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA NO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

Passo Fundo
2016

MATHEUS D'ÁVILA DENARDIN

GERAÇÃO DESCENTRALIZADA DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA NO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

Orientadora: Prof. Dra. Luciana Londero Brandli
Coorientadora: Prof. Dra. Rosa Maria Locatelli Kalil

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil e Ambiental da Faculdade de Engenharia e Arquitetura da Universidade de Passo Fundo, como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia.

Passo Fundo
2016

MATHEUS D'ÁVILA DENARDIN

GERAÇÃO DESCENTRALIZADA DE ENERGIA
FOTOVOLTAICA NO ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil e Ambiental da Faculdade de Engenharia e Arquitetura da Universidade de Passo Fundo, como requisito para obtenção do título de Mestre em Engenharia.

Data de aprovação: outubro de 2016

Professora Doutora Luciana Londero Brandli
Orientadora
Universidade de Passo Fundo - UPF

Professora Doutora Rosa Maria Locatelli Kalil
Coorientadora
Universidade de Passo Fundo - UPF

Professor Doutor Pedro Domingos Marques Prietto
Universidade de Passo Fundo - UPF

Professora Doutora Adriana Gelpi
Universidade de Passo Fundo – UPF

Professor Doutor Eduardo Grala da Cunha
Universidade Federal de Pelotas – UFPel

Passo Fundo
2016

DEDICATÓRIA

Dedico esta dissertação, ao meu pai. Pai, agradeço a ti por ter sido meu principal orientador nessa conquista, bastava apenas ter sido meu pai, mas você superou tudo e foi além.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente à minha família, por acreditar em mim. Mãe, seu cuidado e dedicação foi que deu a esperança para prosseguir. Pai, sua presença significou segurança e certeza de que não estou sozinho nessa caminhada. Minhas irmãs, que mesmo longe, sempre me incentivaram em todos os momentos.

Agradeço a todos os meus professores do PPGEng pelos exemplos de profissionalismo e pelos conhecimentos compartilhados, não só disciplinar, mas profissional e pessoal.

“Não há crise de energia,
somente crise de ignorância.”
Buckminster Fuller

RESUMO

A matriz energética brasileira é reconhecida como uma das mais sustentáveis do mundo, pois 41% da energia gerada são oriundas de fontes renováveis, tendo as hidrelétricas como a de maior contribuição e de maior potencial de expansão. Todavia, quando comparada a de outros países, por si só, não a isenta de críticas e sequer assegura caráter de sustentabilidade, pois a participação de fontes renováveis vem caindo a taxa de 1,55% ao ano. A matriz energética do Rio Grande do Sul, por sua vez, ao gerar apenas 26,7% de energia a partir de fontes renováveis, reforça essa demanda por soluções. Assim, é plenamente justificável a implementação de ações de pesquisa, desenvolvimento e inovação, como subsídios ao estabelecimento de políticas governamentais de apoio e incentivo à geração de alternativas que assegurem sustentabilidade à oferta de energia requerida, com ênfase à geração descentralizada de energia fotovoltaica, a exemplo do inestimável sucesso ocorrente em países como Alemanha, EUA e Japão. Este estudo teve por objetivo propor estratégias para a formulação de políticas governamentais de incentivo a investimentos direcionados à geração descentralizada de energia fotovoltaica no Rio Grande do Sul. O método do estudo envolveu a caracterização das matrizes energéticas do Brasil e do estado do Rio Grande do Sul e o estabelecimento de pré-requisitos, a partir da análise das políticas implantadas na Alemanha, EUA e Japão, para subsidiar a proposição de estratégias indicativas de políticas governamentais de incentivo à geração descentralizada de energia elétrica, com potencial de imprimir segurança energética e sustentabilidade à matriz energética do estado do Rio Grande do Sul.

Palavras-chave: energia renovável; sustentabilidade; segurança energética.

ABSTRACT

The Brazilian energy matrix is recognized as one of the most sustainable in the world, because 41% of the energy generated come from renewable sources, having the hydroelectric as of higher contribution and of greatest potential for expansion. However, when compared to other countries, by itself, not is exempt from criticism and even ensures sustainability character, because the participation of renewable sources has been dropping at a rate of 1.55% per year. The energy matrix of Rio Grande do Sul, in turn, generates only 26.7% of energy come from renewable sources, reinforcing this demand for solutions. Thus, it is perfectly justified the implementation of actions of research, development and innovation, as grants for the establishment of government policies to support and encourage the generation of alternatives to ensure the sustainability of the energy supply required, with emphasis on decentralized generation of photovoltaics, the example of the invaluable success occurring in countries like Germany, USA and Japan. This study aimed to propose guidelines for the formulation of government policies to encourage investments targeted to the decentralized generation of photovoltaic energy in Rio Grande do Sul. The study involved the characterization of the energy matrices of Brazil and the State of Rio Grande do Sul and the establishment of prerequisites, from the analysis of the policies deployed in Germany, USA and Japan, to support the proposition of strategies indicating Government policies to encourage decentralised generation of electricity, with the potential of print energy security and sustainability to the energy matrix of the State of Rio Grande do Sul.

Keywords: renewable energy; sustainability; energy security.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1	Evolução do consumo energético no Rio Grande do Sul, no período de 2006 a 2013, e projeção de crescimento até 2040.	28
Figura 2	Exposição média de irradiação solar anual (kWh/m ² ano) incidente na superfície do solo brasileiro, com inclinação igual à latitude do local.	32
Figura 3	Exposição média anual (kWh/m ² ano) de irradiação solar incidente na superfície do solo, com inclinação igual à latitude do local, enfatizando a região europeia.	33
Figura 4	Evolução da potência anual e acumulada de sistemas fotovoltaicos nos EUA.	42
Figura 5	Evolução da potência anual e acumulada de sistemas fotovoltaicos na Alemanha.	50
Figura 6	Evolução da potência anual e acumulada de sistemas fotovoltaicos no Japão.	55
Figura 7	Custo por Watt Pico instalado durante o programa de incentivo Japonês, no período de 1993 a 1997.	55
Figura 8	Fluxograma ilustrativo da organização metodológica do estudo.	61
Figura 9	Oferta interna de energia primária do Brasil, em 2013.	64
Figura 10	Evolução da produção interna de energia a partir de fontes renováveis e não renováveis no Brasil, no período de 1999 a 2013.	65
Figura 11	Evolução dos percentuais de oferta interna de energia a partir de fontes renováveis e não renováveis no Brasil, no período de 1999 a 2013.	66
Figura 12	Estrutura de oferta interna de energia elétrica no Brasil, em 2013, e no mundo, em 2011.	67
Figura 13	Oferta interna de energia elétrica - OIEE no Brasil e comparação entre a oferta mundial e a dos países integrantes da Organization for Economic Co-operation and Development - OECD, em 2013.	68
Figura 14	Consumo final de energia por setor no Brasil, em 2012 e 2013.	69
Figura 15	Consumo final de energia, por setores selecionados no ano de 2013.	70
Figura 16	Oferta interna de energia primária no Rio Grande do Sul no ano de 2013 e comparação entre a oferta brasileira no ano 2013 e a mundial no ano de 2012.	71
Figura 17	Oferta interna de energia elétrica no Rio Grande do Sul, no ano de 2013, e comparação entre a oferta brasileira e a mundial.	73
Figura 18	Produção de energia elétrica por estado e região, no ano de 2013.	74
Figura 19	Localização das usinas elétricas e suas linhas de transmissão no estado do Rio Grande do Sul, em 2014.	75
Figura 20	Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Rio Grande do Sul, em 2014.	77
Figura 21	Consumo final de energia, por setor, Rio Grande do Sul, em 2013.	78
Figura 22	Evolução do consumo de energia elétrica no Rio Grande do Sul, no período de 2007 a 2013, e projeção de crescimento até 2040.	79
Figura 23	Produção de Energia por carvão mineral no Brasil no ano de 2013.	79
Figura 24	Geração de Energia Eólica no RS, no Período de 2006 a 2013	80
Figura 25	Mapa solarimétrico do Brasil, expresso em MJ/ m ² dia.	82
Figura 26	Consumo final de energia, por setores selecionados, no ano de 2013, no Rio Grande do Sul.	83
Figura 27	Demanda máxima mensal do sistema de transmissão no Rio Grande do Sul e a correspondente capacidade de atendimento.	84
Figura 28	Histórico de incentivos de mercado utilizados em países membros da IEA.	88
Figura 29	Cadeia produtiva da geração descentralizada de energia elétrica de origem fotovoltaica no Rio Grande do Sul.	101

LISTA DE QUADROS

Quadro 1	Evolução e tendência de consumo de energia em países não pertencentes e pertencentes à Organisation for Economic Co-operation and Development - OECD.	23
Quadro 2	Estrutura da Oferta Interna de Energia Elétrica - OIEE no Mundo, em 2009.	24
Quadro 3	Estrutura da Oferta Interna de Energia Elétrica - OIEE no Brasil, em 2012	27
Quadro 4	Valor do KW gerado no sistema tarifário Feed-in Tariff para faixas de potência instalada na Alemanha, no período de 2009 a 2012.	47
Quadro 5	<i>Feed-in Tariff</i> paga a instalações fotovoltaicas integradas a edificações e interligadas à rede elétrica pública na Alemanha (centavos de Euro por kWh gerados).	51
Quadro 6	Potência nominal fotovoltaica instalada em países nos anos de 2012 e de 2013.	62
Quadro 7	Dependência externa de energia vivenciada pelo Brasil em 2013.	66
Quadro 8	Produção, Importação Líquida, Consumo, Reservas e Capacidade Instalada em 2013.	68
Quadro 9	Capacidade das Refinarias de Petróleo do RS, em 2012, expresso em metros cúbicos por dia.	71
Quadro 10	Volume de carga processada por origem (nacional e importada) nas refinarias do Rio Grande do Sul, em 2012, expresso em barris por dia.	71
Quadro 11	Potência instalada no Rio Grande do Sul em 2013, por tipo	73
Quadro 12	Total de Usinas em Operação, no Rio Grande do Sul em 2013.	76
Quadro 13	Participação das Grandes Concessionárias no Mercado de Distribuição de Energia Elétrica no Rio Grande do Sul, em 2013.	796
Quadro 14	Parques eólicos em operação no estado do Rio Grande do Sul, em 2013.	80
Quadro 15	Potencial Eólico do Rio Grande do Sul para Alturas de 50, 75 e 100 Metros.	80
Quadro 16	Capacidade Instalada de Geração em Usinas Fotovoltaicas - UFV no Rio Grande do Sul.	81
Quadro 17	Potencial Fotovoltaico do Rio Grande do Sul.	81
Quadro 18	Vendas de óleo diesel pelas distribuidoras em estados selecionados, no período de 2010 a 2013, expresso em mil metros cúbicos.	83
Quadro 19	Proposição de estratégia essenciais e indispensáveis à complementaridade das ações de natureza pública e privada para ordenar, incentivar, reger e imprimir fluidez, funcionalidade e eficácia à cadeia produtiva de geração descentralizada de energia fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul.	102

ÍNDICE DE SIGLAS

ABINEE	Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BNDES	Banco Nacional do Desenvolvimento
BoS	Balance of Systems
CEC	California Energy Commission
CEEE-D	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica
CFE	Consumo Final de Energia
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
COFINS	Contribuição para O Financiamento da Seguridade Social
CSI	The California Solar Initiative
EIA	Energy Information Administration
EPAct	Energy Policy Act of 2005
FERC	Federal Energy Regulatory Commission
GD	Geração Descentralizada Geração Distribuída
GEA	<i>Global Energy Assessment</i>
GLP	Gás Liquefeito de Petróleo
ICMS	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços
IEA	<i>International Energy Agency</i>
IEO	<i>International Energy Outlook</i>
INEE	Instituto Nacional de Eficiência Energética
IOU	Investor Owned Utilities
ITC	Investment Tax Credit
MOSES	<i>Model of Short-term Energy Security</i>
ONU	Organização das Nações Unidas
OIE	Oferta Interna de Energia
OIEE	Oferta Interna de Energia Elétrica
OTEP	Oferta Total de Energia Primária Total Primary Energy Supply - TPES
OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Económico
OCDE	Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Económico Organisation for Economic Co-operation and Development
PIB	Produto interno bruto
PIS	Programa Integração Social
ProGD	Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica
PTC	Production Tax Credit
PURPA	Public Utility Regulatory Policies Act
REPP	Renewable Energy Policy Project Projeto de Política de Energia Renovável
RES-E	Renewable Electricity Standard for Europe Padrão de Energia Renovável para a Europa
RGE	Rio Grande Energia
RPS	Renewable Portfolio Standard
SFV	Förderverein Solarenergie - Amigos da Energia Solar
TEP	Toneladas equivalentes de petróleo
TPES	Total Primary Energy Supply Oferta Total de Energia Primária - OTEP
UE	União Europeia

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	11
2. OBJETIVOS	18
2.1 Objetivo geral	18
2.2 Objetivos específicos.....	18
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	19
3.1 Conceituação de segurança energética	19
3.2 Panorama energético no mundo	22
3.3 Panorama energético no Brasil	25
3.4 Panorama energético no Rio Grande do Sul	27
3.5 Geração descentralizada de energia	29
3.6 Energia fotovoltaica	31
3.6.1 Potencial de energia solar no mundo e no Brasil	32
3.7 Políticas de incentivo à geração de energia descentralizada	33
3.7.1 Políticas de incentivo praticadas nos Estados Unidos da América - EUA	33
3.7.2 Políticas de incentivo praticadas na Alemanha	42
3.7.3 Políticas de incentivo praticadas no Japão	51
3.7.4 Políticas de incentivo praticadas no Brasil.....	56
3.7.4.1 Legislações para a geração descentralizada no Brasil.....	56
3.7.4.2 Resolução Normativa ANEEL N° 414, de 09/09/2010.....	56
3.7.4.3 Resolução Normativa ANEEL N° 482, de 17/04/2012.....	57
3.7.4.4 Convênio ICMS/CONFAZ N° 6, de 05/04/2013	57
3.7.4.5 Retificação da Resolução Normativa ANEEL N° 482, de 17/04/2012	58
4. METODOLOGIA	60
4.1 Delineamento da Pesquisa	60
4.1.1 Primeira etapa	61
4.1.2 Segunda etapa	62
4.1.3 Terceira etapa	63
5. RESULTADOS OBTIDOS	64
5.1 Matriz energética	64
5.1.1 Caracterização da matriz energética do Brasil	64
5.1.1.1 Oferta interna de energia no Brasil	64
5.1.1.2 Oferta interna de energia elétrica no Brasil	67
5.1.1.3 Oferta interna de derivados de petróleo no Brasil	68
5.1.1.4 Consumo final de energia no Brasil	69
5.1.2 Caracterização da matriz energética do Rio Grande do Sul	70
5.1.2.1 Oferta Interna de energia no Rio Grande do Sul	70
5.1.2.2 Oferta interna de energia elétrica no Rio Grande do Sul	71
5.1.2.2.1 Energia Hidrelétrica.....	77
5.1.2.2.2 Energia Termelétrica	78
5.1.2.2.3 Energia Eólica	79
5.1.2.2.4 Energia Fotovoltaica	81
5.1.2.3 Consumo final de energia no Rio Grande do Sul	82
5.2 Geração descentralizada de energia fotovoltaica no Rio Grande do Sul	85
5.3 Estratégias para a geração descentralizada de energia fotovoltaica no Rio Grande do Sul	92
6. CONSIDERAÇÕES FINAIS	105
7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	108

1. INTRODUÇÃO

É notório o ceticismo, a dificuldade e a resistência que ainda persistem na percepção, na concepção e na aceitação do tema energia como um problema de segurança à soberania da nação brasileira (PAIVA, 2012). Após longo período livre de conflitos com impactos diretos sobre o território nacional, para muitos brasileiros a percepção de ameaças se encontra desvanecida (BRASIL, 2012). Essa questão é também decorrente tanto da complexidade existente na própria conceituação de segurança energética quanto da postura e da forma como diferentes atores conceituam e interpretam segurança energética e como formatam e concretizam políticas de cunho energético (PAIVA, 2012). No entanto, segurança energética tem sido uma preocupação prática em cerca de um século, sendo imprudente imaginar que um país, com o potencial do Brasil, não enfrente antagonismos e rivalidades ao perseguir seus legítimos interesses (BRASIL, 2012).

Soberania é entendida como o resultado da reunião e da execução de todo o poder humano de uma nação. O seu exercício transcorre de variadas formas, e todas elas representam força e poder. Uma das mais importantes nuances da soberania de uma nação está centrada no poder econômico, inclusive para sustentar a própria força. Nos tempos contemporâneos, esse fato vincula a segurança energética à soberania estatal e possibilita a percepção de que as fontes de energia estabelecem graus de soberania entre nações (BORGES, 2012).

Embora a Carta da Organização das Nações Unidas (ONU) mencione que as nações são soberanas entre si (ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS, 1973), é fato a gradação de soberania entre países. Há aqueles que se mantêm com seus próprios recursos, eventualmente recorrendo a auxílios em maior ou menor grau, mas com rápida recuperação da autonomia. Há aqueles que formalmente são soberanos, mas sem a menor condição de permanecerem sem algum apoio internacional. E há aqueles que se encontram no meio entre estes dois pontos, ou seja, gozam de certa autonomia, mas não em suficiência para impactar, de forma contundente, a conformação geopolítica mundial, em razão de sua dependência externa ou da existência de obstáculos internos de desenvolvimento social e econômico (BORGES, 2012).

A energia é algo especial e complexo, e nada existe que não seja por meio da energia ou não seja afetado pela energia. Esse caráter de totalidade reservado à energia imprime à segurança energética domínio de significado e de prática ilimitados, tornando-a uma questão politicamente ordinária e corriqueira. Energia significa riqueza, pois viabiliza o crescimento dos níveis de produtividade do trabalho dos seres humanos e de suas sociedades (PAIVA, 2012). A disponibilidade e o conhecimento de fontes de energia favorecem a circulação de pessoas, de mercadorias e de ideias, bem como a eventualidade de uma melhor distribuição dos frutos do trabalho social. Energia, ao se constituir em precondição de qualquer trabalho, deveria ter seu acesso assegurado como um direito. Contudo, o acesso às fontes de energia não transcorre de modo homogêneo, visto que a ocorrência, a distribuição e a densidade das fontes de energia seguem os padrões da natureza e o domínio das técnicas de obtenção de energia tende a ser controlado por aqueles que detêm o poder decisório (PEREIRA, 2006). Nesse contexto, a segurança energética evidencia diferentes conotações, determinando que a relação entre energia e segurança nem sempre é uniforme (CIUTĂ, 2010) e que a proliferação de conceitos sobre segurança energética, fomentada por diferentes atores, permite afirmar que a segurança pode ser percebida como categoria que tende a possuir diversas concepções teóricas e práticas (PAIVA, 2012).

Na atualidade, a abrangência e os desafios do tema segurança energética não podem ser avaliados isoladamente, dentro dos limites de qualquer perspectiva. É sugerido que estudos em segurança energética não só dominem o saber disciplinar subjacente, implícito nas perspectivas colocadas à consideração, mas também as teorias, os métodos e os conhecimentos dessas diferentes ideias em um esforço interdisciplinar (CHERP e JEWELL, 2011) ou mesmo transdisciplinar. Contudo, esse nível de complexidade pretendo a esses estudos ainda não apresenta precedente e não detém protocolo metodológico consolidado. Para a implementação de estudos e pesquisas no contexto dessa nova abrangência conceitual de segurança energética, ainda se está desenhando os limites admissíveis do campo, formulando questões de investigação credível e desenvolvendo ferramentas metodológicas aceitáveis para o conjunto de disciplinas a ser contempladas (CHERP e JEWELL, 2011).

Em decorrência, nesta dissertação, o estudo da relação entre geração de energia descentralizada e segurança energética será tratado sob a ótica da soberania da nação brasileira, enraizada na ciência política, e sob a ótica da superação, ligada

à economia, isto é, sob um enfoque ainda segmentado, pois, segundo Cherp e Jewell (2011), a capacidade dos estudos de segurança energética, para formatar política energética, ainda é limitada, e, ao mesmo tempo, é indiscutível que a segurança energética constitui componente inerente, intrínseco e indissociável da soberania das nações, na medida em que a base econômica dos países está assentada na industrialização e na produção de bens. A perspectiva da robustez, atrelada às ciências naturais e engenharia, será considerada, contextualizada e referenciada no âmbito do atual domínio do conhecimento, seja nos aspectos atinentes às tecnologias de geração, distribuição e transformação de energia, seja nas particularidades relativas aos impactos delas oriundos.

Assim, a crescente dependência de energia das sociedades e a elevação da interdependência entre nações, resultante da globalização, determinam que a segurança energética seja um dos tópicos de maior relevância da agenda mundial. É uma preocupação que deve ser adotada pelos países, especialmente o Brasil, em razão de ser detentor de gigantesco potencial para alterar e diversificar sua matriz energética, especialmente a partir da geração de energia descentralizada e da exploração de fontes energéticas renováveis. Essa estratégia assegura ao Brasil salto científico e tecnológico capaz de colocá-lo entre as grandes nações economicamente fortes, como, por exemplo, os EUA e a Alemanha (BORGES (2012).

A matriz energética brasileira tem sido reconhecida, tanto no cenário nacional, pelo Ministério das Minas e Energia, quanto no cenário internacional, pelo Banco Mundial e pelo Fórum Econômico Mundial, como uma das de maior sustentabilidade do mundo (WERNER e TAVARES, 2009), pois, em 2013, 41% da Oferta Interna de Energia - OIE era derivada de fontes renováveis, na qual, a hidroeletricidade se apresentava como a de maior contribuição e, possivelmente, a de maior potencial de expansão (BRASIL, 2014a). Contudo, esse elevado percentual de participação de energia renovável na matriz energética brasileira, quando comparado ao de outras nações, não pode ser visto, por si só, como de segurança energética ou como “selo de qualidade incontestável” e sequer deve encobrir abordagens críticas referentes à segurança, seja da oferta, seja do consumo de energia no País (ANDRADE e MATTEI, 2011).

A grandiosa produção de energia elétrica brasileira oriunda de hidrelétricas, apontada como um forte sinalizador de sustentabilidade, não o é do ponto de vista da segurança energética (ANDRADE e MATTEI, 2011). O potencial hidrelétrico reúne

aspectos nem sempre balizados na análise de segurança energética como: impactos ambientais e sociais, decorrentes de alagamentos das áreas ocupadas; produção de energia dependente de sazonalidade e regularidade do regime de chuvas, que pode não atender, de forma linear, a demanda e gerar crises; e localização remota das usinas geradoras, relativamente aos centros consumidores, que requer complexas redes de transmissão e distribuição, contribuindo para elevar os custos da energia, seja pela instalação e manutenção das linhas de transmissão e distribuição, seja pelas perdas de energia características deste sistema gerador de eletricidade (WERNER e TAVARES, 2009).

Justificativas para essas percepções são embasadas em variadas constatações. O percentual de participação das fontes renováveis na OIE do Brasil vem caindo ao longo do tempo. Esse fato contribui para a descaracterização da matriz energética brasileira como de destaque sob o ponto de vista de sustentabilidade e se constitui em motivo de inquietação relativa à segurança energética do País.

Nos 36 anos transcorridos de 1973 a 2009, o declínio foi da ordem de 3,7 pontos percentuais, ou seja, caiu de 50,9% para 47,2% à taxa de 0,1 pontos percentuais por ano. Contudo, nos quatro anos transcorridos entre 2009 e 2013, a queda foi de 6,2 pontos percentuais, caindo de 47,2% para 41% à taxa de 1,55 pontos percentuais ao ano (BRASIL, 2014a).

Outro aspecto que infere preocupação à segurança energética brasileira reside na estimativa do crescimento da demanda interna de energia, que é da ordem de 2,1% ao ano para o período de 2010 a 2040, pois, apenas nos anos 2012 e 2013, este percentual de crescimento foi amplamente superado, atingido 4,5% (BRASIL, 2014a). Esse cenário depreende que o Brasil requer, com urgência, estudar, desenvolver e implantar medidas para elevar, de forma progressiva, a OIE, preferencialmente a partir de fontes renováveis, e de forma descentralizada.

Dados dessa magnitude, aliados aos sinais de instabilidade da oferta de hidroeletricidade, manifestados pelo “apagão” de 2001 e pela expressiva substituição de hidrelétricas por termelétricas movidas a petróleo e carvão mineral ocorrida em 2015, bem como ao elevado custo dessa energia, implicado tanto na construção e manutenção da usina geradora quanto nas redes de transmissão e distribuição de energia gerada, subsidiam análises conjunturais, não apenas orientadas para elevar, de forma progressiva, a OIE, mas também a busca de equilíbrio entre a elevação da

demanda energética e o crescimento da geração de energia oriunda de fontes renováveis, em prol da segurança energética do País.

Mais uma razão que sugere insegurança à matriz energética brasileira refere-se à estrutura de consumo de energia no Brasil. Em conformidade com o Balanço Energético Nacional, em 2013, o consumo de energia pelos setores industrial e comercial respondeu por 34% e o setor de transportes de carga e de mobilidade de pessoas por 32% do total da demanda energética do País. Nesse aspecto, destaca-se que enquanto os setores industrial e comercial apresentam um padrão de consumo diversificado, com cerca de 60% da energia consumida sendo gerada por fontes renováveis, o setor de transportes de carga e mobilidade de pessoas se apresenta com cerca de 80% da demanda dependente de derivados de petróleo (BRASIL, 2014b). Fato ilustrativo, e ainda mais grave refere-se à matriz energética do estado do Rio Grande do Sul, que apresenta apenas 26,7% do consumo consolidado oriundo de fontes renováveis, sendo dominada por 63% de energia gerada a partir de derivados do petróleo (CAPELETTO, 2013). Essa diferença estrutural do perfil dos dois maiores setores de consumo de energia no País, bem como a diversidade da forma de produção de energia, permite, motiva e justifica investigações que objetivam a busca de alternativas direcionadas a imprimir caráter de sustentabilidade e segurança à matriz energética brasileira.

Diante desse cenário, é indiscutível que diligências por alternativas que assegurem a oferta de energia requerida no País, a partir da aplicação de tecnologias associadas a fontes renováveis de energia, de baixos impactos econômicos, sociais e ambientais, são necessárias e iminentes. Nessa perspectiva, o documento intitulado “Estudo da Dimensão Territorial para o Planejamento: Volume IV - Estudos Prospectivos - Escolhas Estratégicas”, produzido em 2008 pelo Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão, no âmbito da Secretaria de Planejamento e Investimentos Estratégicos, definiu, dentre as áreas prioritárias em ciência, tecnologia e inovação, no horizonte temporal de 2008 a 2015, a geração de energia renovável, mediante ampliação de recursos para pesquisas em desenvolvimento tecnológico em usinas eólicas e pequenas centrais hidrelétricas (BRASIL, 2008). Contudo, poucos avanços foram consolidados.

Portanto, ações apenas na perspectiva da robustez, atrelada às ciências natural e engenharia, voltadas ao desenvolvimento/adaptação de tecnologias geradoras de energia, a partir de fontes renováveis, não é suficiente. Possivelmente,

a linha de maior impacto esteja reservada à perspectiva da superação, ligada à economia, e à soberania, enraizada no desenvolvimento e na inovação para o estabelecimento de políticas governamentais de apoio e incentivo à implementação de tecnologias, com ênfase à geração descentralizada de energia elétrica, a exemplo do inestimável sucesso ocorrente na Europa.

Segundo Rüter (2004) e Jardim (2007), uma alternativa, que se apresenta com grandes benefícios e com potencial para suprir as necessidades do cenário nacional energético, é a geração descentralizada de eletricidade, por geradores fotovoltaicos e eólicos, em unidades familiares. Nesse processo, a energia é gerada diretamente no local de consumo e o excedente é direcionado à rede urbana de distribuição de eletricidade, sem a necessidade de instalação de unidades armazenadoras, as quais limitam a eficiência e a autonomia do sistema. Essa alternativa de geração de energia pode contribuir para viabilizar o emprego de eletricidade nos meios de transporte urbano, destinados à mobilidade de pessoas, e ser auxiliada pelo sistema conhecido como do veículo para a rede ou V2G - *vehicle to grid*, que integra veículos elétricos à rede de distribuição pública, fornecendo, em momentos estratégicos, parte da energia armazenada em suas baterias, o que auxilia para reduzir o pico de demanda do alimentador de energia noturna (LUND e KEMPTON, 2008), pois é o setor que mais consome energia derivada de fontes não renováveis.

A geração descentralizada de energia elétrica, por certo, contribui para a segurança da matriz energética brasileira, sem grandes investimentos governamentais (JARDIM, 2007). Porém, o interesse maciço da iniciativa privada para esse empreendimento, indiscutivelmente depende de estudo, formulação e desenvolvimento de políticas públicas de incentivo, com atrativos e benefícios concretos ao investidor, tanto no marketing quanto no financeiro.

O pioneirismo na implementação de incentivo político governamental à geração descentralizada de energia elétrica é creditado aos EUA, ainda na década de 1970, com a publicação da lei nacional de energia. O mérito dessa lei, destinada a incentivar o desenvolvimento de fontes renováveis de energia, foi a idealização e instituição dos sistemas tarifários de consumo e de geração descentralizada de energia elétrica, denominados de *Feed-in Tariff* e *Net Metering*. Esses processos se tornaram modelos de referência mundial para tarifar o consumo e a geração descentralizada de energia elétrica de forma integrada às redes tradicionais de distribuição de energia e, mediante ajustes, passaram a ser amplamente empregados em muitos países, porém com

notoriedade na Alemanha, no Japão e em outros países desenvolvidos. O sucesso desses sistemas tarifários, sem dúvida, é creditado aos benefícios econômicos proporcionados aos consumidores /investidores ou produtores de energia.

No Brasil, a regulamentação e implantação da geração descentralizada de energia elétrica solar e eólica ocorreram em 2008, adotando apenas o sistema tarifário *Net Metering*. Contudo, os ajustes aqui aplicados a esse processo tarifário, sem apoio aos investimentos em tecnologias robustas, já consolidadas e com uma inconcebível carga tributária atrelada à energia gerada, ao contrário do ocorrido na Alemanha, onde o incentivo desencadeou ampla geração descentralizada de energia elétrica ao ponto de o governo projetar a desativação das usinas nucleares a partir de 2022, não resultaram em incentivos ao empreendedorismo no setor.

Frente ao exposto, este estudo trata da segurança energética como uma das vertentes da soberania e economia da matriz energética brasileira, em razão de sua relevância na sociedade contemporânea. Portanto, objetiva-se propor estratégias para viabilizar a geração descentralizada de energia elétrica fotovoltaica no Rio Grande do Sul, na expectativa de torná-la modelo referencial aplicável às demais unidades federativas do Brasil, com o intuito de contribuir para o aprimoramento da segurança energética brasileira, a partir da análise de modelos implementados e bem-sucedidos internacionalmente.

2. OBJETIVOS

2.1. Objetivo geral

Contribuir para o processo evolutivo da segurança da matriz energética brasileira, utilizando a matriz energética do estado do Rio Grande do Sul como ferramenta para o estudo.

2.2. Objetivos específicos

- a) Caracterizar as matrizes energéticas do Brasil e do estado do Rio Grande do Sul.
- b) Estabelecer analogia entre modelos bem-sucedidos internacionalmente e o modelo instituído pela legislação brasileira na implementação da geração descentralizada de energia elétrica fotovoltaica.
- c) Propor estratégias complementares à legislação brasileira para dinamizar a geração descentralizada de energia elétrica fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul, na expectativa de torná-la modelo referencial às demais unidades federativas do Brasil.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

3.1. Conceituação de segurança energética

Segurança energética têm sido foco de inquietações, estudos e discursos desde o início do século XX, quando a Marinha Britânica substituiu sua fonte de energia, o carvão mineral explorado em sua própria ilha, pelo petróleo importado, tornando-a vulnerável a ataques inimigos, tanto às linhas de transporte quanto às refinarias e aos campos petrolíferos de fornecedores. Nos desdobramentos da Segunda Guerra Mundial, noções referentes à segurança energética se mantiveram intimamente associadas à força militar, pois o fornecimento de combustíveis para uso no conflito se tornou estratégia dos exércitos. Ao longo desse conflito, as batalhas sobre campos de petróleo na Indonésia, no Oriente Médio, no Cáucaso e na Romênia destacaram, de forma expressiva, a importância militar na provisão de energia (YERGIN, 1991).

Essa relação entre energia e segurança não diminuiu no pós-guerra, pois as nações desenvolvidas se tornaram dependentes da geração de energia derivada de petróleo e da oferta ininterrupta de eletricidade, seja para força militar, seja para transporte, produção de alimentos, manufatura, aquecimento, promoção de saúde, eficácia dos mercados e dos investimentos etc. Ao mesmo tempo, a maioria dos países industrializados não extraía e não extrai petróleo em suficiência para satisfazer suas necessidades e, com a independência das colônias de muitos deles, o petróleo passou a ser importado de nações livres e não de territórios expandidos, como antes da guerra. Por outro lado, parte expressiva dos novos países também se tornou dependente das receitas de exportação de petróleo para o seu crescimento econômico e estabilidade política (CHERP e JEWELL, 2011). Portanto, o cenário da segurança energética, que antes já era competitivo, assumiu contornos dramáticos, em decorrência da gigantesca e crescente demanda interna de energia de cada uma dessas nações. A questão energia assumiu destaque na agenda dos governos, independentemente da matriz energética adotada, pois as economias se vincularam ao fornecimento ininterrupto de energia necessária para a manutenção da atividade produtiva, tornando indissociáveis os temas energia, soberania, política e segurança nacional (BORGES, 2012). Em síntese, as nações desenvolvidas se tornaram

dependentes do vínculo da economia ao fornecimento ininterrupto de energia para manter as atividades produtivas.

Para Haftendorn (1991), a relação entre energia e segurança se insere em um novo pensamento sobre segurança, o qual deve atender a necessidade de conformá-la de acordo com uma perspectiva multifocal, ou seja, não limitada a uma única área temática. Esse ponto de vista, ora defendido, desafia a visão tradicional sobre segurança, que tem sido centrada em ameaças externas e no emprego e controle do setor militar em todas as esferas do poder da nação (KRAUSE e WILLIAMS, 1996). Em outras palavras, a perspectiva multifocal da abordagem da segurança energética desafia a visão histórica, focada apenas sob o ângulo da confrontação entre nações, imersa nas condições que tornam o uso da força no método mais provável para evitar ou se envolver em conflitos e em guerras (HAFTENDORN, 1991; KRAUSE e WILLIAMS, 1996).

À medida que as sociedades se desenvolveram mediante crescente dependência de energia e que se aprofundou a interdependência entre as nações, novas exigências foram agregadas à segurança. Assim, gradualmente, o conceito de segurança vem sendo ampliado para além da abordagem histórica e tradicional da segurança, passando a envolver os setores militar, político, econômico, psicossocial, científico, tecnológico, industrial, ambiental e saúde. Nesse contexto, preservar a segurança requer medidas de largo espectro, envolvendo, além da defesa externa, a defesa civil, a segurança pública e as políticas econômica, social, educacional, científica, tecnológica, industrial, ambiental, enfim, inúmeras ações, muitas das quais não implicam em qualquer envolvimento das forças armadas (BRASIL, 2012).

Em linhas gerais, segurança é a condição em que a nação, a sociedade ou os indivíduos se sentem livres de riscos, pressões ou ameaças e, inclusive, de necessidades extremas. Por sua vez, defesa é a ação efetiva para se obter e/ou manter o grau de segurança desejado (BRASIL, 2012). Em virtude da evolução dessas percepções, surgiram, no início desta década, três distintas perspectivas sobre segurança energética: a perspectiva de soberania, enraizada na ciência política; a perspectiva de robustez, atrelada às ciências natural e à engenharia; e a perspectiva de superação, ligada à economia e à análise de sistemas complexos (CHERP e JEWELL, 2011).

Diante desse cenário evolutivo da abordagem da segurança energética, denota-se que a complexidade do tratamento da questão varia de acordo com as

conformações geopolíticas, e inclusive domésticas das nações em geral. Não há uma seletividade no enfrentamento dessa problemática. Todas as nações se encontram inseridas no mesmo contexto conturbado e de competitividade acirrada, seja como consumidoras de energia, seja como fornecedoras de energia (BORGES, 2012).

Sob essa ótica, segurança energética não guarda, não detém, não acata um conceito único, absoluto e universal. No âmbito político, segurança energética se tornou uma expressão plástica, empregada por diferentes grupos de interesse com múltiplos significados, em atendimento a variados objetivos (HILDYARD, 2012).

Tais conceitos podem ser tipificados de acordo com as fontes de risco, o alcance dos impactos e os filtros de gravidade sob a forma, o tamanho, a sustentação, a propagação, a singularidade e a certeza dos impactos. Segurança energética, portanto tem sido conceituada em conformidade com o escopo da abordagem ou do interesse pretendido (WINZER, 2012). Exemplificando: a análise de segurança energética, relativa a cenários futuros da disponibilidade de energia, contextualiza o conceito de segurança energética sob a ótica da baixa vulnerabilidade dos sistemas energéticos vitais; no âmbito do Modelo de Segurança de Energia em Curto Prazo - *Model of Short-term Energy Security* (MOSES), preconizado pela Agência Internacional de Energia - *International Energy Agency* (IEA), o conceito de segurança energética resume-se à disponibilidade física ininterrupta de energia e a preço acessível, respeitando os aspectos ambientais (JEWELL, 2011); sob o ponto de vista da Avaliação Global de Energia - *Global Energy Assessment* (GEA), segurança energética assume um conceito mais abrangente, como fornecimento ininterrupto de serviços energéticos vitais, ou seja, o foco em serviços de energia reflete a ênfase da GEA no papel da energia para o bem-estar humano e o desenvolvimento sustentável, avaliando a segurança energética não apenas nos usos finais de energia, mas também nas fontes e nos transportadores vinculados a esses serviços (GLOBAL ENERGY ASSESSMENT, 2012); segundo Winzer (2012), a segurança de uma matriz energética compreende o suprimento estável de energia, a preço compatível com o valor do benefício gerado e com o poder de pagamento dos usuários, substanciado na interdependência do desenvolvimento econômico e social, sem, contudo comprometer o ambiente e o porvir das próximas gerações; e, considerando a base liberal da soberania das nações e o cunho realista das relações internacionais, Borges (2012) conceitua segurança energética como estratégia político-econômica nacional para assegurar o acesso às fontes de energia, com o objetivo de manter o

abastecimento ininterrupto de energia aos consumidores a preços razoáveis, mediante acordos e investimentos interestatais e/ou interempresariais, sem esquecer a questão ambiental, como modo de reafirmação da soberania nacional.

Do exposto, percebe-se que, presentemente a abrangência e os desafios à segurança energética estão cada vez mais enredados, visto que não podem ser analisados isoladamente, dentro dos limites de qualquer perspectiva. Para responder a essas questões, os estudos de segurança energética devem, não só obter o domínio do conhecimento disciplinar subjacente, implícito e pertinente a todas as perspectivas colocadas à consideração, mas também tecer teorias, métodos e conhecimentos dessas diferentes mentalidades em um esforço interdisciplinar unificado (CHERP e JEWELL, 2011) ou, até mesmo, em um enfoque de transdisciplinaridade. Contudo, esse nível de complexidade pretendo aos estudos em segurança energética ainda não apresenta precedente e não detém estrutura metodológica ou protocolo consolidado. Estão ainda desenhando os limites admissíveis do campo, formulando questões de investigação credível e desenvolvendo ferramentas metodológicas aceitáveis para o conjunto de disciplinas a ser contempladas (CHERP e JEWELL, 2011).

3.2. Panorama energético no mundo

Segundo o *International Energy Outlook - IEO* (IEO, 2009), em 1990, o consumo mundial de energia foi de 8,947 bilhões de tep (toneladas equivalentes de petróleo). Em 2006, esse valor atingiu 11,90 bilhões de tep e, em 2010, 13,204 bilhões de tep. Considerando-se que no período de 2010 a 2040, a taxa média de crescimento do consumo de energia mundial será de 1,5% ao ano, em 2040 a demanda mundial de energia será de 20,656 bilhões de tep, o que representará um crescimento de 56,44% no mercado mundial de energia.

Esse índice de crescimento, segundo Capelleto (2009), é avaliado como robusto, diante de um provável cenário de preços altos para os combustíveis derivados de petróleo e de gás natural. Entretanto, essa perspectiva de elevação do consumo mundial de energia, no horizonte de 1990 a 2040, não vem ocorrendo e nem se dará de forma homogênea nos diferentes países (Quadro 1).

Quadro 1. Evolução e tendência de consumo de energia em países não pertencentes e pertencentes à Organisation for Economic Co-operation and Development - OECD.

País	1990	2010	2015	2030	2040	Incremento 1990-2030
	(milhões de toneladas equivalente de petróleo)					(%)
Não pertencente à OECD ¹						
China	680	2.551	3.332	5.013	5.542	715
Índia	199	615	694	1.074	1.386	596
Brasil	146	346	376	500	640	338
Continente Africano	239	477	494	690	882	269
Rússia	993	747	780	957	1.021	3
Pertencente à OECD						
Coréia do Sul	96	273	298	370	401	318
México e Chile	126	221	249	355	458	264
Canadá	277	339	358	417	460	66
EUA	2.135	2.468	2.451	2.578	2.701	26
Japão	471	557	548	580	560	19

¹ Organisation for Economic Co-operation and Development.

Fonte: CAPELETTO (2013), gerado pelo IEO-2007, com valores de 1990.

A previsão, segundo IEO (2013), é de que o crescimento mais significativo no consumo de energia ocorrerá nos países não pertencentes à *Organisation for Economic Co-operation and Development - OECD*¹ (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico - OCDE). Para o período de 2010 a 2040, a taxa média de crescimento do consumo de energia no mundo, estimada em 1,5% ano, será de apenas 0,5% nos países pertencentes à OECD contra 2,1% nos países não pertencentes à OCDE. Estima-se que no período de 2010 a 2040, o consumo de energia dos países não pertencentes à OECD crescerá cerca de 90% e que, em 2040, será 88% maior que a dos países da OECD. Destaca-se que, já em 2007, o consumo de energia dos países não pertencentes à OECD, com 6,288 bilhões de tep, já havia ultrapassado o consumo dos países da OECD, com 6,192 bilhões de tep. No caso específico do setor industrial, a intensidade energética, expressa pela relação entre a taxa de crescimento do consumo de energia e a taxa de crescimento do PIB, continuará crescendo mais intensamente nos países não pertencentes à OECD, pois os investidores serão atraídos por menores custos e menores restrições ambientais em relação aos países pertencentes à OECD.

Em termos relativos, denota-se que o Brasil é menos competitivo quanto à demanda futura de energia, especialmente em relação aos países não pertencentes à OECD. Nesse cenário, o destaque é para a China, que em 2010, praticamente, igualou o consumo de energia dos EUA, em 2015 já estará consumindo 36% a mais

¹ Fazem parte da OECD 31 países, quais sejam: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chile, Coréia do Sul, Dinamarca, Eslováquia, Espanha, Estados Unidos, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Islândia, Itália, Japão, Luxemburgo, México, Noruega, Nova Zelândia, Países Baixos, Polônia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Suécia, Suíça e Turquia.

de energia que os norte-americanos e, em 2040, este consumo será da ordem de 105% superior. Já a Índia, que em 1990 consumia apenas 36% a mais de energia que o Brasil, em 2040 estará consumindo, aproximadamente, 116% a mais. Obviamente, tais projeções baseiam-se na expectativa de que tanto a Índia quanto a China continuarão a ter taxas elevadas de crescimento em relação ao PIB brasileiro.

A geração de energia elétrica, no período de 2010 a 2040, deverá crescer 93%, evoluindo de 20,2 trilhões de kWh em 2010, para 39,0 trilhões de kWh em 2040. O maior crescimento na geração de energia elétrica ocorrerá nos países não pertencentes à OECD, onde se estima que a taxa média anual de crescimento da produção de energia elétrica será de 3,1%, contra apenas 1,1% nos países da OECD. Para a produção de eletricidade, o carvão continuará sendo a fonte de energia mais importante (Quadro 2); em segundo lugar, estarão as fontes renováveis; e em terceiro lugar estará o gás natural (CAPELETTO, 2013).

Quadro 2. Estrutura da Oferta Interna de Energia Elétrica - OIEE no Mundo, em 2009.

Fonte de energia	%
Centrais termelétricas com carvão mineral	40,6
Centrais termelétricas com gás natural	21,4
Centrais hidrelétricas	16,2
Centrais termonucleares	13,4
Centrais termelétricas com derivados de petróleo	5,1
Outros (geotérmica, solar, eólica, biocombustível e lixo)	3,3

Fonte: CAPELETTO (2009).

A energia elétrica gerada em usinas termonucleares crescerá de 2,62 trilhões de kWh em 2010, para 5,49 trilhões de kWh em 2040, isto é, experimentará um crescimento da ordem de 110%. Esse incremento, mesmo frente ao declínio da termoeletricidade em alguns países da OECD, como Alemanha e Bélgica, ocorrerá devido ao expressivo salto projetado para a China, que passará de 10,7 GW em 2010, para 160 GW em 2040, valor correspondente a um aumento de 1.395%. Portanto, a previsão de crescimento da capacidade termonuclear instalada para os países não pertencentes à OECD é de 5,42% ao ano contra apenas 0,45% para os países da OECD (IEO, 2013). Nesse cenário, é esperado ocorrer avanços tecnológicos nas centrais termonucleares, com ênfase na questão de segurança.

Considerando-se todas as fontes geradoras de energia elétrica, estima-se que a China acrescentará 1.278 GW, a Índia 302 GW e o Brasil 143 GW de usinas ao setor elétrico. A geração de eletricidade renovável (hídrica, eólica e solar) poderá crescer a taxa anual de 2,8%. A maior parte do crescimento da produção de energia elétrica

renovável, provavelmente virá de usinas hidrelétricas de médio e grande porte a serem construídas em países não pertencentes à OECD, na Ásia, na América do Sul e na América Central, onde existem inúmeras plantas de usinas hidrelétricas projetadas. À exceção da Turquia e do Canadá, não se espera a instalação de novas usinas hidrelétricas nos países da OECD, já que os recursos hidrelétricos já foram explorados. Nos países da OECD, a energia elétrica renovável virá de fontes eólica, solar, geotérmica, lixo municipal e biomassa, especialmente do etanol celulósico. O crescimento do preço do gás natural poderá tornar competitiva a produção de energia elétrica renovável, como a energia eólica, solar e outras, desde que conte com apoio governamental, onde não for competitivo com a energia elétrica produzida a partir de carvão mineral, gás natural e demais combustíveis (CAPELETTO, 2013).

3.3. Panorama energético no Brasil

O último balanço energético nacional, referente ao ano de 2013, relata que o consumo brasileiro de energia atingiu 260,25 milhões de tep, ou seja, 1,289 tep por habitante. Considerando como de 2,1% ao ano o crescimento do consumo de energia estimado pelo IEO (2013), para o período de 2010 a 2040, o Brasil, em 2040, estará consumindo 456,13 milhões de tep. Porém, aplicando-se a taxa otimista de crescimento, equivalente a 4% ao ano, estima-se que o Brasil consumiria, em 2040, 750,39 milhões de tep (CAPELETTO, 2014), isto é, aproximadamente 17% acima dos 640 milhões de tep estimados pelo *International Energy Outlook*, efetuada com base nos valores de 1990. Contudo, para Brasil, 2014b, o consumo nacional de energia em 2013 foi de 296,22 milhões de tep, correspondendo a 1,307 tep por habitante² (Brasil, 2014a).

No tocante à matriz energética de consumo, os principais consumidores são: setor industrial com 35,1% do consumo; setor de transporte com 31,3%; setor residencial com 9,4%; setor comercial com 3,0%; e setor agropecuário com 4,1%. A soma desses cinco setores representou, no balanço energético de 2012, 84,4% do consumo final de energia verificado no País (BRASIL, 2014a).

Do ponto de vista das fontes energéticas, os derivados de petróleo são responsáveis por 44,6% do consumo, a eletricidade por 16,9%, o álcool por 4,2% e a lenha, que já teve uma participação de 11,8% em 1991, representa 6,5% do consumo. Já o gás natural é responsável por 7,2%, valor que, em 1991, era de %. A participação

do bagaço de cana-de-açúcar é expressiva na matriz energética nacional, ao atingir 11,2%, em 2012. Ao contrário de países como China e Índia, a participação do carvão mineral na matriz energética brasileira é baixa, atingindo apenas 1,4% (CAPELETTO, 2012).

A Oferta Interna de Energia Elétrica - OIEE das principais fontes em 2012 foi de 592,753 TWh ou de 51 milhões de tep. O consumo final de energia elétrica foi de 498,398 TWh ou 42,9 milhões de tep, apresentando, assim, 15,92% da energia ofertada em perdas.

A estrutura da oferta de energia elétrica brasileira é constituída por 70,1% de usinas hidrelétricas (considerando que a energia elétrica importada pelo Brasil é de origem hídrica, este percentual é, realmente de 76,9%), 12,8% de centrais termelétricas (excluindo-se da contagem a energia nuclear), 2,7% de centrais nucleares e 6,9% de importação líquida (Quadro 3). Essa estrutura apresenta uma expressiva diferença em relação à estrutura média mundial de energia elétrica. Na estrutura mundial (Quadro 2), 40,6% da energia elétrica provém de centrais termelétricas movidas por carvão mineral, 21,4% de centrais termelétricas movidas a gás natural, 16,2% de centrais hidrelétricas, 13,4% de centrais termonucleares, 5,1% de centrais termelétricas movidas por derivados de petróleo e 3,3% de centrais geotérmicas, solar, eólica, biocombustível e lixo. Do exposto, denota-se que enquanto 84,5% da OIEE brasileira provém de fonte renovável, no mundo, 80,5% desta oferta é proveniente de fontes não renováveis (CAPELETTO (2012)).

Em termos de produção de energia consolidada, o grande destaque do Brasil no cenário internacional continua sendo a expressiva participação de energia oriunda de fontes renováveis em sua matriz energética. Em 2013, 41% da oferta de energia interna do País foi originária de fontes renováveis. No âmbito mundial, em 2009, de acordo com o *Key World Energy Statistics - 2011*, esse percentual foi de 13,3%, enquanto que nos países da OECD foi de apenas 8,0%. Em 2009, o Brasil foi o segundo maior produtor de hidroeletricidade do mundo, atrás apenas da China. Na produção de etanol, o Brasil disputa a liderança mundial com os Estados Unidos da América (EUA), que emprega o milho para produzir álcool, acarretando elevação dos preços mundiais dos alimentos, o que não ocorre na situação brasileira, pois a fonte energética é a cana-de-açúcar.

Quadro 3. Estrutura da Oferta Interna de Energia Elétrica - OIEE no Brasil, em 2012.

Fonte de energia	%
Centrais hidrelétricas	70,0
Centrais termelétricas (excluídas termonucleares)	12,8
Importação líquida	6,9
Centrais nucleares	2,7
Eólica	0,9
Biomassa	6,7

Fonte: BRASIL (2014a).

É sabido que a geração de eletricidade a partir do sol e do vento dificilmente compete com a eletricidade gerada nas hidrelétricas, contudo a instabilidade das hidrelétricas poderá ser um fator motivacional e de incentivo a incorporação destas fontes de energia na matriz energética do País sob a ótica da elevação da segurança energética nacional.

3.4. Panorama energético no Rio Grande do Sul

A evolução do consumo energético no Rio Grande do Sul, no período de 2006 a 2013, e a projeção de crescimento até 2040, é apresentada na Figura 1. Para os anos de 2015, 2020, 2025, 2030, 2035 e 2040 foram estabelecidas projeções sob as seguintes hipóteses:

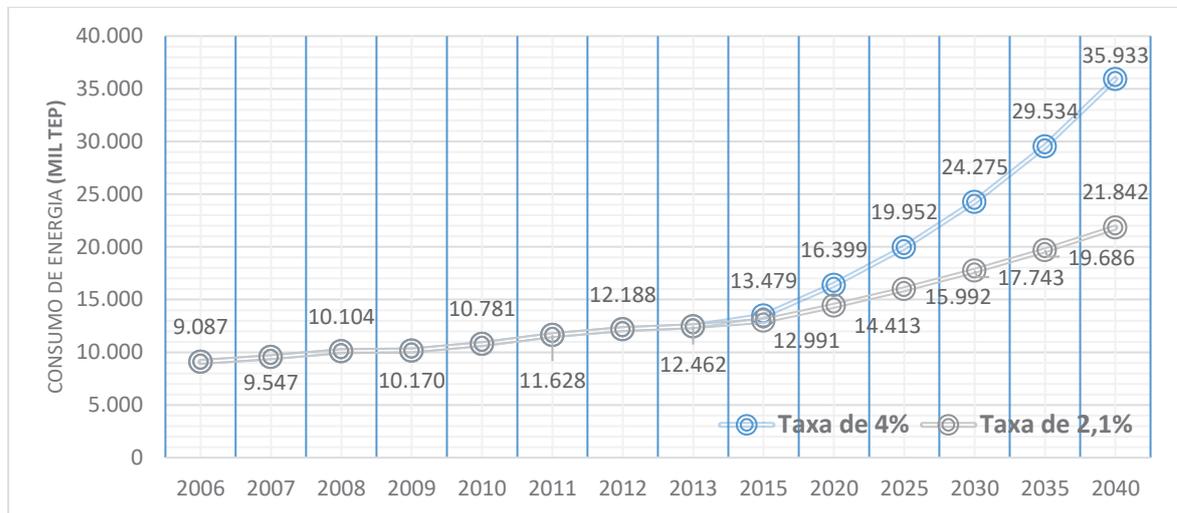
- o Rio Grande do Sul terá a mesma taxa de crescimento do consumo de energia de 2,1% ao ano, no período 2010-2040; e
- o Rio Grande do Sul, em um cenário otimista, terá uma taxa de crescimento do consumo de energia de 4% ao ano, no período de 2010-2040.

O balanço energético do Rio Grande do Sul, relativo ao ano base 2013, demonstra que o consumo de energia foi de 12.462 mil tep. A projeção para o ano de 2040, com base na taxa de crescimento de 2,1% ao ano, prevê que o consumo de energia no Estado será de 21.842 mil tep, e com base no cenário otimista, com a taxa de crescimento de 4% ao ano, este consumo será de 35.933 mil tep (CAPELETTO, 2013).

Em termos de geração de energia, apenas 26,1% da matriz energética do Rio Grande do Sul é constituída por fontes de energia renováveis, sendo 10,4% de proveniente de hidrelétricas, 8,6% oriunda de lenha e 7,0% derivada de outras fontes (CAPELETTO, 2013). Esse cenário denota que a matriz energética do Estado se apresenta com menor potencial de sustentabilidade ou de segurança energética

quando comparada à matriz energética nacional, que é provida por 41% de energia gerada a partir de fontes renováveis.

Figura 1. Evolução do consumo energético no Rio Grande do Sul, no período de 2006 a 2013, e projeção de crescimento até 2040.



Fonte: CAPELETTO (2013).

Quanto à produção de energia elétrica, o Rio Grande do Sul, em 2013, subiu duas posições em relação ao ano de 2012 saindo da nona posição para a sétima posição entre os estados mais produtivos do País, com a produção de 27.306 GWh de energia (CAPELETTO, 2012; CAPELETTO, 2013).

Embora a energia solar não tenha qualquer expressão no Rio Grande do Sul, a energia eólica passou a ser realidade no Estado a partir de abril de 2006, com a inauguração do Parque Eólico da região de Osório gerando 145.096 MWh, através de 75 aerogeradores, com potência nominal de 2 MW cada um (CAPELETTO, 2012; CAPELETTO, 2013).

Na atualidade, a potência eólica instalada no Rio Grande do Sul é da ordem de 250 MW. Esse é o maior parque eólico da América Latina em operação. Em 2013, o Rio Grande do Sul gerou 1.280.908 MWh de energia eólica, superando a marca de 2012, que era de 1.039.679 MWh (CAPELETTO, 2013; SILVEIRA, 2013).

Esse expressivo potencial eólico do Estado é variável em função da altura do aerogerador em relação à superfície do solo. Para ventos a 50 m do nível do solo, o potencial eólico é da ordem de 34.360 MW; para ventos a 75 m do nível do solo o potencial eólico se eleva para 63.970 MW; e para ventos a 100 m do nível do solo o potencial eólico mais que duplica, atingindo 134.940 MW. Nesse estudo, foram considerados apenas ventos superiores a 7 m/s (CAPELETTO, 2013).

Mesmo sendo considerados baixos os fatores de potência das usinas eólicas, o Rio Grande do Sul detém 11,1% do potencial eólico brasileiro, que é estimado em 15,88 GW, à 50 m do nível do solo.

Os custos atuais de geração de eletricidade por meio de energia eólica são o principal entrave para o crescimento atual, problema que provavelmente será superado no futuro, em função da elevação do nível de conscientização para a sustentabilidade e as questões afetas à segurança energética das nações.

3.5. Geração descentralizada de energia

Geração descentralizada de energia elétrica é conceituada como aquela gerada junto ou próximo ao ponto de consumo, independente da tecnologia, fonte ou potência energética. A geração descentralizada de energia pode ser realizada de diversas formas, tais como: cogeneradores, geradores que usam como fonte de energia resíduos e combustíveis de processo, geradores de emergência, geradores para operação em horários de pico, pequenas centrais hidrelétricas e painéis fotovoltaicos (INEE, 2014).

Uma das principais vantagens da geração descentralizada de energia, em comparação à geração centralizada de energia, é a economia em infraestruturas de distribuição, que fatalmente resulta na elevação dos custos e em perdas de energia (RÜTHER, 2004). A geração descentralizada de energia, instalada próxima ao ponto de consumo, ao contrário da geração centralizada, favorece a estabilidade do serviço de energia elétrica e contribui, sobremaneira para a promoção de segurança energética.

Os sistemas de geração descentralizada de energia também apresentam benefícios às concessionárias, em decorrência da adição de energia à rede, redução de perdas na transmissão e principalmente pela postergação dos custos de expansão, uma vez que esses sistemas podem dar suporte de capacidade a um alimentador considerado crítico ao sistema (JARDIM, 2007). Porém, esse sistema de geração de energia não é novo no Brasil. Na primeira metade do século XX, a geração de energia elétrica próxima ao consumidor chegou a ser regra no País. Praticamente toda a energia industrial era gerada localmente. A partir da década de 1940, no entanto, a geração de energia elétrica em centrais de grande porte se tornou economicamente acessível, reduzindo o interesse dos consumidores pela geração descentralizada de energia e, como consequência, o desenvolvimento tecnológico para incentivar este

tipo de geração também cessou (INEE, 2014). Esse aspecto fez com que a visão brasileira referente à geração descentralizada de energia se tornasse semelhante àquela de alguns países onde a principal aplicação da geração descentralizada de energia está concentrada em áreas isoladas sem disponibilidade de rede elétrica convencional. Contudo, países industrializados e mais desenvolvidos, como Alemanha, Japão e Estados Unidos, mantêm a aposta em sistemas de geração descentralizada de energia, conectados à rede convencional de distribuição de eletricidade (ERGE et al., 2001).

No Brasil, em 2004, a Lei 10.848/04 mencionou a geração descentralizada de energia como uma das possíveis fontes geradoras de eletricidade, provocando um grande avanço nesse setor. O Decreto 5.136/04 apresenta características que ajudarão as concessionárias de transmissão e distribuição, que se opunham à geração descentralizada de energia, a entenderem que este sistema é uma forma de mitigar riscos de planejamento e de abastecimento e de contribuição para elevar a segurança energética do País.

Ao longo dos próximos 30 anos, espera-se uma reformulação completa do setor elétrico brasileiro. As redes de transmissão e distribuição necessitarão estar preparadas para a grande demanda de energia que será gerada de forma descentralizada e a consequente redução do percentual de participação da geração de energia elétrica centralizada, atualmente existente. Essa transformação demandará reformas radicais no design e no dimensionamento das redes transmissoras e distribuidoras, bem como no controle operacional dos sistemas. Como, na atualidade, grande porção da energia consumida é proveniente de redes de distribuição em baixa tensão, é crucial a evolução e a otimização destas redes para o momento em que houver o aumento das frações de geração descentralizada de energia. A partir dessas transformações nas redes de transmissão e distribuição energética, as usinas geradoras de energia elétrica centralizada estarão aptas para dividir com a geração descentralizada de energia o papel de atender a nova demanda, criando um sistema diversificado, integrado e compensatório, em que há auxílio mútuo entre as fontes energéticas do País (BENDEL et al., 2005; KOELN e GRABITZ, 2005; KUROKAWA et al., 2005; NIETSCH et al., 2007 apud CAAMAÑO et al., 2007).

3.6. Energia fotovoltaica

A radiação solar, segundo Rüter (2004), é uma inesgotável fonte energética, responsável pela manutenção da vida na Terra, e um inestimável potencial para ser utilizado por meio de sistemas de captação e conversão em outras formas de energia, como térmica, elétrica etc.

A conversão fotovoltaica é caracterizada pela transformação direta, por um conjunto de equipamentos, da energia solar em energia elétrica utilizável. Esse processo emprega, dentre vários materiais semicondutores, silício amorfo, telureto de cádmio, disseleneto de cobre e de índio e arseneto de gálio (FALCÃO, 2005; DGS, 2008). Existem dois tipos principais de sistemas fotovoltaicos: o interligado à rede e o autônomo. O sistema autônomo é geralmente utilizado em locais não atendidos pela rede elétrica pública.

Os componentes principais de um sistema fotovoltaico são os módulos fotovoltaicos (responsáveis pela conversão direta de energia solar em energia elétrica de corrente contínua e variável), o inversor (presente em sistemas fotovoltaicos conectados à rede ou em sistemas autônomos com carga em corrente alternada) e banco de baterias com controlador de carga-descarga (não necessário em sistemas de geração descentralizada de energia conectados à rede).

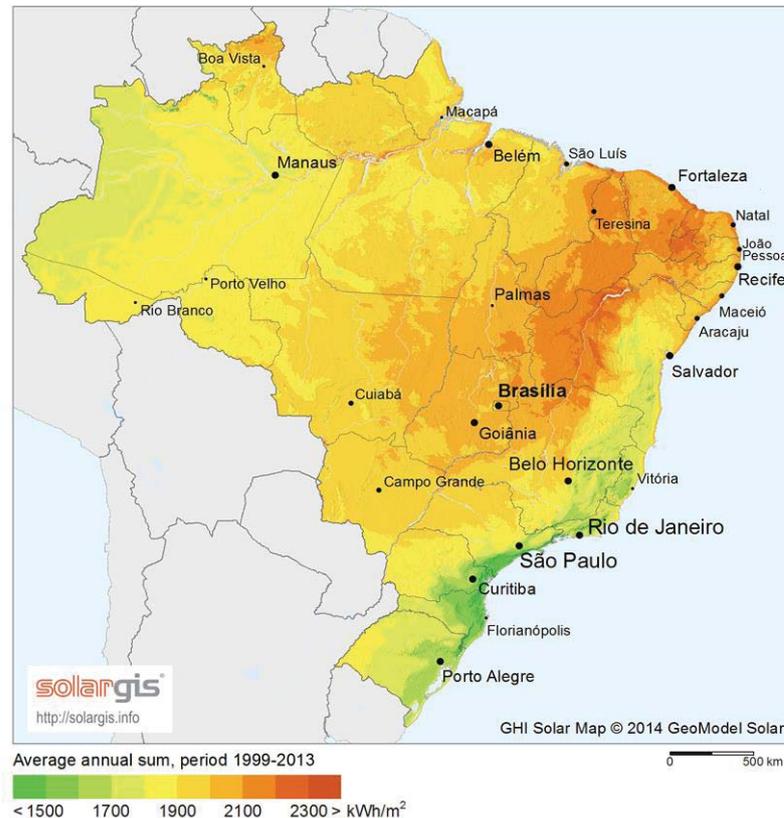
Essa tecnologia de conversão energética apresenta como grandes vantagens: extrema simplicidade; inexistência de qualquer peça mecânica móvel, tornando-o um sistema silencioso e de baixa manutenção; estrutura modular, com variadas potências geradoras, oscilando de mW a MW; curto prazo de instalação; e elevado grau de confiabilidade. Além desses aspectos, os sistemas solares fotovoltaicos se fundamentam em fonte de energia renovável e não poluente, perfeitamente adequados à integração no meio urbano, reduzindo, quase que completamente, as perdas de energia ocorrentes nos processos de distribuição da energia, em razão da proximidade entre a fonte geradora e o ponto de consumo (RÜTHER, 2004).

3.6.1. Potencial de energia solar no mundo e no Brasil

O território brasileiro é dividido em duas grandes zonas climáticas, a região subtropical, situada ao sul do Trópico de Capricórnio, e a região tropical, situada ao norte do Trópico de Capricórnio, que proporcionam condições excelentes de radiação solar ao longo do ano (Figura 2), sendo o aproveitamento desta energia uma excelente

alternativa para a diversificação das fontes renováveis de energia elétrica do País e, em decorrência, para elevar a segurança energética da nação.

Figura 2. Exposição média de irradiação solar anual (kWh/m² ano) incidente na superfície do solo brasileiro, com inclinação igual à latitude do local.



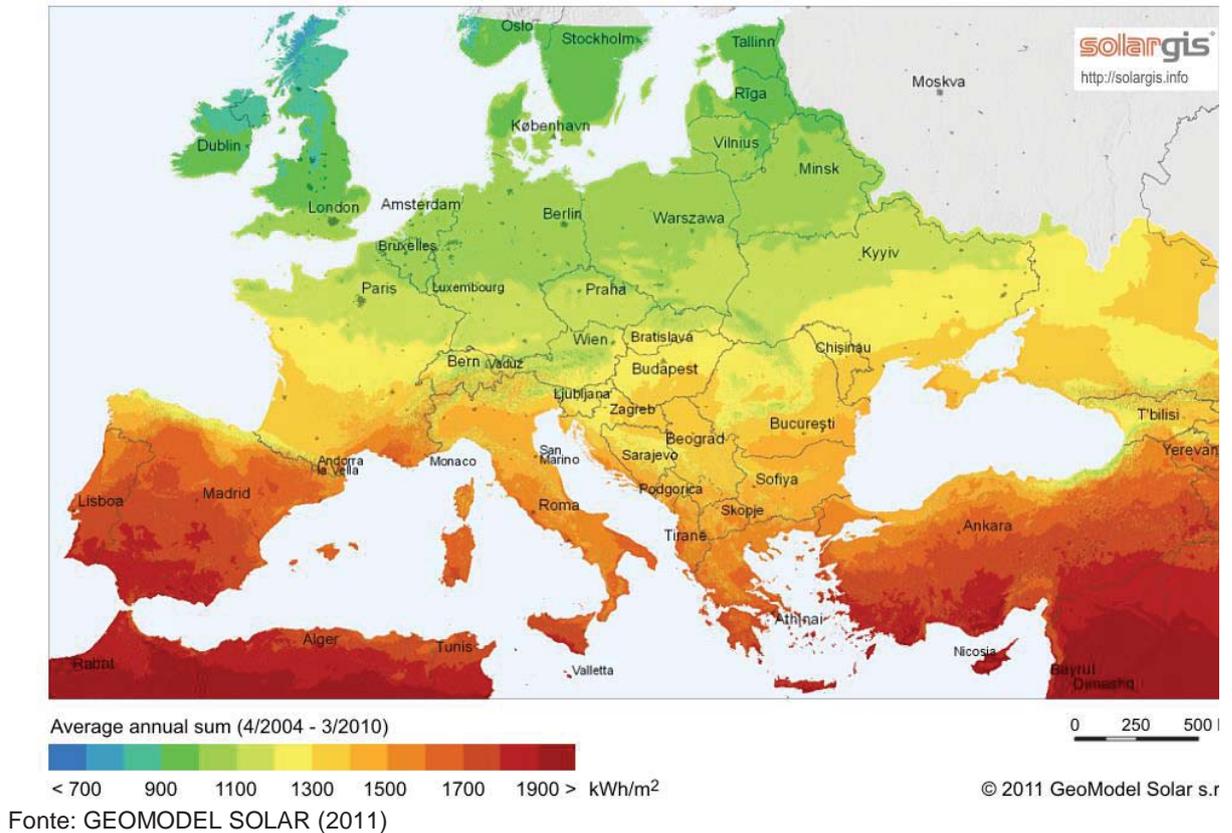
Fonte: GEOMODEL SOLAR (2011)

Os valores de radiação solar incidentes no Brasil (1.550 - 2.400 kWh/m²) são superiores aos da maioria dos países da União Europeia (Figura 3), como Alemanha (900 - 1.250 kWh/m²), França (900 - 1.650 kWh/m²) e Espanha (1.200 - 1.850 kWh/m²), onde existem projetos que contam com fortes incentivos governamentais e são amplamente disseminados (PEREIRA et al., 2006).

A Alemanha, mesmo com irradiação solar baixa e inferior à do território brasileiro, é, na atualidade, o país com o maior número de placas fotovoltaicas instaladas e conectadas à rede de distribuição de eletricidade urbana (Figura 4). A implementação desse sistema é fruto de políticas governamentais de incentivo. Nesse sentido, a primeira ação, denominada de “Programa dos 1.000 telhados”, ocorreu no período de 1991-1995, evoluindo para o “Programa dos 100.000 telhados”, que transcorre desde 1999, sob o “Decreto das Fontes de Energia Renovável” (*Renewable*

Energy Sources Act - EEG 1/4/2000), os quais tiveram reconhecimento mundial (DGS, 2008).

Figura 3. Exposição média anual (kWh/m² ano) de irradiação solar incidente na superfície do solo, com inclinação igual à latitude do local, enfatizando a região europeia.



3.7. Políticas de incentivo à geração de energia descentralizada

3.7.1. Políticas de incentivo praticadas nos Estados Unidos da América - EUA

O pioneirismo na implantação de políticas governamentais de incentivo a investimentos para a produção de energia descentralizada, a partir de fontes renováveis, é creditado aos EUA, na década de 1970, no governo de Jimmy Carter (EIA, 2013b), em decorrência das crises energéticas que irromperam as economias em todo o mundo naquela época. Confrontadas com as previsões de elevação do preço do petróleo acima de US\$ 100,00/barril, o governo dos EUA agiu para reduzir a dependência de petróleo estrangeiro, promover fontes alternativas de energia, elevar a eficiência energética do País e diversificar a indústria de energia elétrica (KUBISZEWSKI, 2006). Em outras palavras, a instabilidade da oferta e do preço do petróleo e os riscos inerentes a sua dependência foram e têm sido avaliados como

questões de pertinência à segurança energética, que justificam os investimentos realizados pelos EUA no desenvolvimento de conhecimentos e tecnologias de produto, de processo e de serviço para a geração de energia a partir de fontes renováveis alternativas às derivadas de petróleo (KUBISZEWSKI, 2006).

Um dos principais mecanismos de fomento à diversificação de fontes renováveis e à cogeração de energia, implantado nos EUA em 1978, foi o *Public Utility Regulatory Policies Act - PURPA* (Ato Regulatório de Políticas de Utilidade Pública). Esse ato, que se tornou conhecido como “lei nacional de energia”, foi destinado a promover a geração de energia a partir de fontes renováveis, tais como eólica e solar. Essa modalidade de política governamental instituiu os sistemas para tarifar o consumo e a geração descentralizada de energia elétrica, denominados de *Feed-in Tariff* e *Net Metering*, os quais passaram a ser amplamente utilizados em inúmeras nações, porém com notoriedade na Alemanha, na Espanha, no Japão e em outros países da Europa.

O sistema tarifário *Feed-in Tariff*, também conhecido pelos termos “Tarifa Prêmio”, “Pagamento de Energias Renováveis”, “Tarifa Renovável Avançada” e “Contrato de Oferta Padrão”, segundo ABINEE (2012), é um procedimento empregado por políticas públicas destinadas a incentivar e promover a geração de energia renovável. Para tal, garante ao consumidor/produtor de eletricidade tarifa diferenciada em função da fonte empregada, para cada unidade de eletricidade injetada na rede de distribuição de energia, desde que gerada a partir de fontes renováveis, mediante contrato de longo prazo, normalmente 20 anos (REN21, 2011). No caso da energia fotovoltaica, essa tarifa tem um diferencial mais elevado para cada unidade de eletricidade gerada e pode conter cláusulas de redução de preços ao longo do tempo (ABINEE, 2012).

O sistema tarifário *Net Metering*, também conhecido pelo termo “Sistema de Compensação de Energia Elétrica”, corresponde ao procedimento no qual o consumidor de energia elétrica instala pequenos geradores de energia a partir de fontes renováveis em sua unidade consumidora e o excedente de eletricidade produzido é injetado na rede de distribuição de energia convencional, gerando crédito para abater o seu consumo de energia (ABINEE, 2012).

De forma concisa os sistemas tarifários *Feed-in Tariff* e *Net Metering* são acordos ou contratos de longo prazo firmados entre governo e consumidores/produtores de energia renovável, com preços vinculados aos custos de

produção, estando os produtores abrigados de alguns riscos inerentes à produção de energia renovável, permitindo garantir diversidade tecnológica na geração de energia elétrica e imprimir maior segurança energética ao País (EIA, 2013b).

A partir do PURPA, as empresas concessionárias de energia elétrica foram obrigadas a comprar a eletricidade de produtores independentes e os excedentes de eletricidade de autoprodutores, cuja geração proviesse de fontes renováveis, quando seus preços fossem menores que os custos contabilizados pelas empresas concessionárias (MONTENEGRO, 2013).

De modo geral, no sistema tarifário *Feed-in Tariff*, as concessionárias de energia elétrica são impostas a comprar a eletricidade derivada de fontes renováveis a valores acima do mercado, pagando as tarifas estabelecidas pelo governo e repassando estes custos à tarifa média do consumidor final. Essa modalidade de tarifa também é conhecida por: política de preço fixo; política de preço mínimo; contrato padrão de oferta de energia renovável; pagamento de energia renovável; dividendo de energia renovável etc. No sistema tarifário *Net Metering*, o proprietário do gerador de eletricidade de origem renovável injeta na rede de distribuição a energia que não é consumida na edificação onde o módulo gerador está instalado. Quando isso ocorre, o medidor de consumo de energia gira no sentido inverso, fornecendo créditos ao consumidor pela energia que ele está transferindo à rede de distribuição. Nesse caso, não há pagamento direto pela energia gerada. A energia gerada é convertida em crédito de eletricidade para o produtor de energia (MONTENEGRO, 2013).

A reação inicial das empresas geradoras e distribuidoras de energia a esses processos tarifários foi negativa, dificultando o andamento do programa ao longo dos três primeiros anos. Essas empresas impuseram um rol de dificuldades aos produtores independentes e autoprodutores, negociando o atendimento emergencial a valores abusivos ou cobrando taxas extras sob o pretexto de existirem custos adicionais de engenharia e administração (BAJAY, 1998). Em regiões onde a capacidade de reserva era reduzida, havia previsão de um forte crescimento da demanda, pois o parque gerador era extremamente dependente de derivados de petróleo e o valor das tarifas era elevado. Onde não havia muitas alternativas economicamente interessantes para a expansão do parque gerador, a geração descentralizada encontrou condições ideais de disseminação (BAJAY, 1998). Vários megawatts de capacidade instalada de energia produzida a partir de fontes renováveis

alternativas foram adicionados ao parque gerador dos EUA, especialmente nos estados da Califórnia e de Maine.

Existe nos EUA uma série de políticas de incentivo à geração de energia renovável, tanto em escala federal quanto estadual. Alguns estados têm obtido grandes resultados através desses incentivos. Exemplos de sucesso ocorrem no estado da Califórnia, que obtêm 31% da demanda energética a partir de fontes renováveis, sendo 12% de recursos não hídricos, e no estado do Texas, que instalou o maior parque de geradores eólicos do País (WORLDWATCH INSTITUTE, 2006).

Investir em energia renovável representa, para os EUA, diminuir a dependência do óleo proveniente do Golfo Pérsico, fato que contribui para elevar a segurança energética da nação e, ao mesmo tempo, reduzir despesas com importação, gerar empregos e mitigar a emissão de gases de efeito estufa. Em 2004, o *Renewable Energy Policy Project - REPP* (Projeto de Política de Energia Renovável), uma atividade destinada a investigar estratégias para tornar competitivas as fontes renováveis de energia e para estabilizar as emissões de carbono, estimou que a elevação da capacidade de produção de energia eólica para 50.000 MW poderia gerar 150.000 empregos em manufatura e inserir US\$ 20 bilhões na economia do País. Em 2005, apenas a bioenergia derivada da indústria do etanol criou 154.000 empregos (WORLDWATCH INSTITUTE, 2006).

O sistema elétrico dos EUA é muito complexo, expressando a diversidade natural do País. Embora mais de 200 distribuidoras de energia de capital privado atendam três quartos dos consumidores, mais de 2.900 distribuidoras rurais e municipais atendem o quarto restante. O mercado atacadista de energia é de responsabilidade do governo federal, através de sua agência reguladora, a *Federal Energy Regulatory Commission - FERC* (Comissão Federal de Regulação Energética), mas o mercado de energia no varejo é de responsabilidade dos estados. Essa responsabilidade descentralizada significa que a abertura do mercado varejista de energia está progredindo em taxas muito variadas em diferentes estados. Apesar de 23 estados já terem aprovado leis para abertura do mercado de energia, muitos outros têm indicado que não irão proceder tais reformas em um futuro próximo (DIAS, 2005).

O preço da energia nos EUA é menor que em muitos países, tanto para eletricidade quanto para o gás. Contudo, os preços desses produtos oscilam grandemente de estado para estado. De qualquer forma, o baixo custo da energia foi

um dos fatores que limitou a disseminação da produção de energia descentralizada, gerando, assim o maior desafio para a adoção dessa modalidade (DIAS, 2005).

O processo de reestruturação do setor elétrico dos EUA introduziu duas novas características ao setor: a desregulamentação das atividades pelo governo e a desverticalização das atividades de geração e parte da distribuição de energia. Com isso, são eliminadas total e/ou parcialmente as restrições do governo, permitindo ampla competição entre as diferentes unidades da indústria de energia elétrica. Foi justamente nesse novo mercado competitivo de energia que teve início a discussão sobre quais mecanismos deveriam ser arquitetados para apoiar os produtores de eletricidade, a partir de fontes renováveis alternativas.

Para atingir esses propósitos foram desenvolvidos vários mecanismos fiscais e regulatórios, tanto no âmbito federal quanto no estadual. A KPMG, uma rede global de empresas profissionais fornecedora de serviços de auditoria, taxação fiscal e consultoria, com operação em 155 países, afirmou, em 2011, que os principais incentivos existentes nos EUA para a geração de energia a partir de fontes renováveis são o *Production Tax Credit - PTC* (Crédito Tributário de Produção), o *Investment Tax Credit - ITC* (Crédito Tributário de Investimento) e os *Renewable Portfolio Standard - RPS* (Portfólio Renovável Padrão) (KPMG, 2011). Tais incentivos contemplam (KPMG, 2011):

- *Production Tax Credit - PTC* (Crédito Tributário de Produção) - corresponde ao crédito fiscal por kWh produzido a partir de fontes renováveis e vendido pelo contribuinte ao público geral. Esse crédito tributário é aplicado à energia eólica, geotérmica, gás de aterro, combustão de resíduos, biomassa de ciclos aberto e fechado, hidrelétrica e de onda. Os créditos são de US\$ 0,022/kWh para energia eólica, geotérmica, de biomassa e de ciclo fechado, e de US\$ 0,011/kWh para as demais fontes de energia. Esse incentivo é válido para projetos iniciados antes de janeiro de 2014 e tem validade por um período de 10 anos, a contar da data de instalação do projeto;

- *Investment Tax Credit - ITC* (Crédito Tributário de Investimento) - corresponde ao crédito fiscal corporativo para propriedades de energia qualificada, sendo relativo à percentagem de energia de base que cada propriedade colocou em serviço ao longo do ano. Esse crédito tributário é aplicável às fontes eólica, geotérmica e pequenas propriedades eólicas, entre outras. Os créditos variam de 30% a 10%, dependendo da fonte de energia; e

- *Renewable Portfolio Standard - RPS* (Portfólio Renovável Padrão) - corresponde à obrigação das companhias de energia elétrica produzir certa fração de sua energia a partir de fontes renováveis. Atualmente não existe uma política RPS em escala nacional nos EUA, porém 29 de seus estados já aderiram a essa prática.

Atualmente, os maiores debates relativos ao incentivo às fontes renováveis de energia estão centrados em três aspectos: o *Renewable Portfolio Standard - RPS* (Portfólio Renovável Padrão); os programas a partir de fundos arrecadados na venda de eletricidade; e os programas de compra voluntária através do *green marketing* (mercado verde).

O RPS é um programa, proposto pelo governo federal, que permite reguladores e/ou legisladores requererem que certa percentagem do uso de energia elétrica, em uma dada jurisdição, seja proveniente de fontes renováveis alternativas. A legislação permite que, ao invés de gerar ou comprar energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis alternativas, uma dada empresa possa atender suas metas comprando "créditos" no mercado. Os créditos, *Renewable Energy Credit - REC* (Crédito de Energia Renovável) são certificados negociáveis que atestam e garantem a geração e a quantidade de energia derivada de fontes renováveis alternativas em determinado local (WISER e PICKLE, 1997).

Alguns pesquisadores acreditam que os Créditos de Energia Renovável permitiriam maior participação das fontes renováveis no mercado a um menor custo global, em função da melhor localização das instalações e dos ganhos de escala para os empreendedores. O governo federal propôs, em 1997, que as metas seriam de 3% em 2005 e de 4% em 2010. Entretanto, em meados de 1999, a meta proposta para o ano 2010 passou para 7,5%. Contudo, em meados da década passada, a energia renovável representava apenas 6% da matriz energética dos EUA, enquanto o petróleo representava 85% (WORLDWATCH INSTITUTE, 2006).

A política adotada pelo poder legislativo do estado da Califórnia foi determinada pelo *Electric Utility Industry Restructuring Act (Assembly Bill 1890 ou AB1890)* (Ato de Reestruturação Utilitária da Indústria Elétrica), em 1996. Esse ato estabeleceu a criação de um fundo a ser arrecadado junto aos consumidores, mediante sobretaxa na tarifa de distribuição das três maiores *Investor Owned Utilities - IOU*. Esse fundo foi aplicado desde janeiro de 1998 até 2001, financiando projetos já existentes com fontes renováveis alternativas, projetos com novas tecnologias, projetos a partir de tecnologias emergentes e vendas diretas de energia gerada por fontes renováveis a consumidores

finais (CEC, 1997). Em princípio, a administração do fundo foi de responsabilidade da *California Energy Commission - CEC* (Comissão de Energia da Califórnia), e seus recursos foram distribuídos através de concorrência, a partir de leilões, entre projetos para o desenvolvimento de novos empreendimentos em fontes renováveis alternativas de energia. Dados estatísticos indicam que a arrecadação atingiu cerca de US\$ 540 milhões durante os quatro anos.

Somados aos mecanismos fiscais e regulatórios adotados nos EUA, existem ainda os programas *green marketing* de compra voluntária. Esse programa baseia-se no pressuposto de que uma determinada parcela da população estaria disposta a comprar energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis alternativas, mesmo que fosse embutido um acréscimo na tarifa por esse serviço. Atualmente, existe no País cerca de 40 concessionárias oferecendo programas desse gênero, mas a capacidade total comercializada e o número de consumidores envolvidos ainda são muito pequenos, relativamente às dimensões do mercado dos EUA. Até maio de 1998, aproximadamente 45 mil consumidores residenciais estavam participando desses programas (WISER, 1998), o que é apenas incipiente frente ao mercado do País.

Alguns autores, como Glaser (1999), demonstram uma incerteza quanto ao crescimento expressivo do *green marketing* no médio e longo prazos. As empresas elétricas, principalmente dos estados da Califórnia e Pennsylvania, têm sido agressivas em sua estratégia de marketing para atrair consumidores potenciais que comprariam a chamada "eletricidade verde", até mesmo porque essa talvez seja a única real diferenciação de outras empresas. Entretanto, comentasse agora que esse conceito de "eletricidade verde" tem sido distorcido pelas empresas, colocando em risco a credibilidade de seus programas.

Os EUA foram o primeiro país, a partir da década de 1980, a investir em larga escala em energia fotovoltaica, sendo superado pela Alemanha em 2000, e voltando a crescer a partir de 2013, em instalações de células fotovoltaicas residenciais. Esse resultado foi obtido através de um novo modelo de negócio, conduzido através do *third-party owner* (proprietário terceirizado: tradução nossa) do sistema fotovoltaico. Esse sistema de negócio permite que um empreendedor construa e possua o sistema fotovoltaico na propriedade do cliente e revenda a energia gerada ao próprio cliente, permitindo assim que o cliente tenha a energia elétrica do sistema fotovoltaico sem os custos de aquisição, manutenção e de operação, além de se proteger das contas

variáveis da energia do serviço público e, em adição, reduzir os impactos ao meio ambiente (SEEL et al., 2014; KOLLINS e CORY, 2010).

Do exposto percebe-se que o crescimento do mercado de energia solar nos EUA ocorre devido a um mix favorável de políticas públicas (TIMILSINA et al., 2012). Essas políticas se basearam em investimentos no projeto *Solar America Initiative*, isto é, em pesquisa e desenvolvimento para tornar a energia fotovoltaica competitiva até 2015. Os investimentos variaram de estado para estado (EPE, 2012; ABINEE, 2012):

a) através de linhas de financiamento diferenciado para compra de equipamento - aplicado somente em cinco estados;

b) pelas transferências diretas baseadas em desconto, em empréstimo ou em desempenho, podendo chegar a cobrir até 50% do valor da instalação - utilizado em mais da metade dos estados;

c) por meios fiscais/tributários, através de dedução dos impostos sobre a edificação - empregado somente em alguns estados;

d) somente por meio fiscal, através de desconto ou eliminação das taxas nos sistemas fotovoltaicos - disponibilizado em alguns estados;

e) através do sistema tarifário *Net Metering*, no qual a parcela da energia não consumida é utilizada pela concessionária e creditada para consumo futuro - utilizada pela quase totalidade dos estados; ou

f) por meio de crédito via redução do imposto de renda, em 30% do custo da instalação.

O relatório da GTM RESEARCH (2014) expõe os fatores fundamentais requeridos para o crescimento da geração de energia fotovoltaica nos EUA: baixo custo para gerar energia; processo de inovação; expansão de mercado; e estabilidade política e legal. Outros fatores positivos que se somam são que a maioria das políticas em escala estadual tem se mantido razoavelmente claras e transparentes, permitindo que as empresas se planejem estrategicamente para sua expansão. Nesse cenário, existe a expectativa de aumento na demanda nos estados da Califórnia, Nova Jersey e Nova York.

Nos EUA o mercado fotovoltaico começou a ser modificado a partir de 2005. Nos dois anos subsequentes foi dado incentivo de 30% para qualquer tecnologia fotovoltaica, e, após isso, o subsídio voltou a ser de 10% (FRANCO, 2013).

Em 2006, foi lançado o programa do estado da Califórnia, chamado *Million Solar Roofs Plan*, ou seja, um programa para instalação de sistemas fotovoltaicos em

um milhão de telhados, totalizando 18 GWp até 2018. Com isso, em 2007 os EUA foi o quarto maior mercado mundial de energia fotovoltaica (FRANCO, 2013).

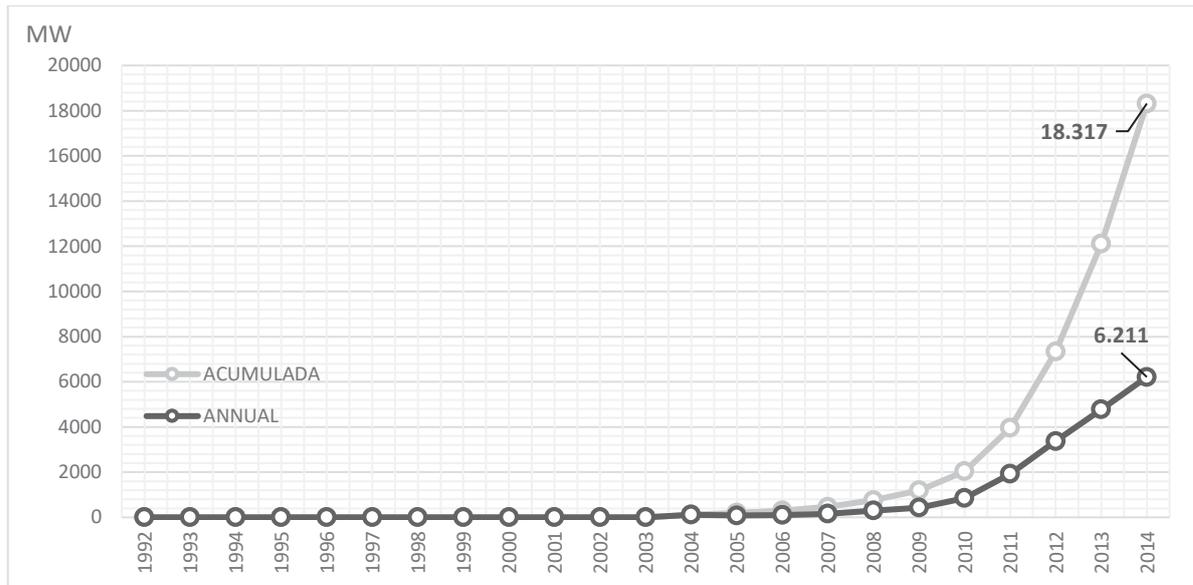
Já no ano de 2008, o departamento de energia do governo dos EUA anunciou um investimento de US\$ 17,6 milhões, em seis companhias de energia, de forma a tornar a energia fotovoltaica competitiva, através do desenvolvimento tecnológico, com metas de atingimento em 2015 (ABINEE, 2012).

Os EUA possuem uma vantagem pelo fato de que em 40 estados já existe o sistema tarifário *Net Metering*. Outras medidas também são instituídas, como uma redução de taxa de juros para financiamento das placas, chegando esta a ser quatro pontos percentuais menores que as taxas de outros financiamentos; a quantia de 20% do sistema fotovoltaico pode ser deduzida de impostos, de forma que o consumidor abata o imposto com o valor pago no sistema; além de outros programas de incentivo à indústria de placas fotovoltaicas, como abatimento de taxas, créditos fiscais etc. (ABINEE, 2012).

Os resultados de todas essas políticas de incentivo podem ser vistas na Figura 4, onde se observa a evolução da potência instalada de placas fotovoltaicas por setor, no período de 2001 até 2010.

O governo dos EUA, assim como o da Alemanha, com o objetivo de reduzir o consumo de energia elétrica nos prédios públicos, criou, em 2005, o *Energy Policy Act of 2005* - EAct (Ato de Política Energética) (UNITED STATES OF AMERICA, 2005). Esse ato estabeleceu metas a serem cumpridas, como redução do consumo energético oriundo de combustíveis fósseis em 7,5%, a partir de 2013. Um grande objetivo atrelado a esse ato foi o desenvolvimento da indústria fotovoltaica, como foi confirmado: “*To accelerate the growth of a commercially viable photovoltaic industry to make this energy system available to the general public as na option which can reduce the national consumption of fossil fuel*”, ou seja, “acelerar o crescimento de uma indústria fotovoltaica comercialmente viável para tornar este sistema de energia disponível ao público em geral, além de ser uma opção para reduzir o consumo nacional de combustível fóssil” (UNITED STATES OF AMERICA, 2005).

Figura 4. Evolução da potência anual e acumulada de sistemas fotovoltaicos nos EUA.



Fonte: Elaborado com base em IEA-PVPS (2015).

Na atualidade, os EUA, por serem politicamente independentes, passaram a adotar individualmente medidas próprias para o uso de energia fotovoltaica. Um exemplo é o estado da Califórnia, maior produtor de energia fotovoltaica dos EUA, que se utilizou do programa “*The California Solar Initiative - CSI*”, o qual reembolsa os moradores da cidade que instalam novos sistemas fotovoltaicos em suas residências ou prédios comerciais, objetivando manter a motivação para a geração de energia em sistemas fotovoltaicos. Esse programa prevê uma aplicação de mais de US\$ 3,0 bilhões de incentivo para projetos em energia fotovoltaica, prevendo uma instalação de mais de 3 mil MW de capacidade até 2016 (CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION, 2012). O foco de medidas dessa natureza resume-se ao atendimento da crescente demanda de energia elétrica do País, perfeitamente contextualizado à atual amplitude conceitual reservada à segurança energética, como fator determinante de soberania da nação.

3.7.2. Políticas de incentivo praticadas na Alemanha

A Alemanha destaca-se no cenário mundial como o país de maior sucesso na geração descentralizada de energia, a partir de fontes renováveis, ao deter a maior capacidade fotovoltaica conectada à rede de distribuição de energia elétrica (RÜTHER, 2010). A magnitude dessa geração descentralizada de energia deve-se à decisão estratégica do governo em injetar energia derivada de fontes renováveis em sua matriz energética, reduzindo, expressivamente a participação da energia

termelétrica à base de carvão mineral e nuclear, ao ponto de projetar a desativação dos reatores nucleares até 2022 (RFI, 2011).

A crise do petróleo nos anos 1970 provocou, na Alemanha, fortes questionamentos quando comparados aos de outros países. O foco principal dos questionamentos foi o aumento do apoio governamental para o uso da energia nuclear e do carvão mineral, quando, para a opinião pública, a energia nuclear tornava-se cada vez mais controversa. A população reivindicava investimentos governamentais em fontes renováveis de energia e na eficiência energética, em substituição à energia gerada em usinas nucleares e à base de carvão mineral importado (GT-GDSF, 2009; INDUSTRY OVERVIEW, 2013), ou seja, postulava por alternativas capazes de elevar a segurança energética do País.

A pressão da opinião pública surtiu efeito e, em 1980, o parlamento alemão recomendou, como prioridade, investimentos em eficiência energética e em fontes renováveis de energia, porém mantendo ainda ativo o programa de energia nuclear. Em 1981, o Ministério de Pesquisa e Desenvolvimento solicitou um estudo relativo à questão energética do País, que perdurou por cinco anos, concluindo que os esforços para o uso de fontes renováveis de energia e para a maior eficiência energética seriam compatíveis com os valores básicos de uma sociedade livre, e seria mais econômico que o investimento em abastecimento elétrico por energia nuclear, como havia sido previsto. Essa conclusão teve grande repercussão na mídia, pois foi publicada na mesma época em que ocorreu o acidente nuclear em Chernobyl, contribuindo, ainda mais, para a pressão pública reivindicadora de investimentos em pesquisa e desenvolvimento de tecnologias para a produção de energia derivada de fontes renováveis (GT-GDSF, 2009).

Assim, em 1986 a *Förderverein Solarenergie - SFV* (Amigos da Energia Solar), iniciou suas atividades, e, em 1989, adotou o sistema tarifário *Feed-in Tariff* na geração de eletricidade a partir de fontes renováveis (GT-GDSF, 2009).

No governo alemão, já era consenso que deveria haver grandes mudanças no padrão de geração de energia no País. A queda do preço do petróleo deu ainda mais urgência ao tema, em razão da expectativa que havia para aumentar a dependência e o consumo de combustíveis fósseis, a menos que fossem tomadas medidas severas. Ao mesmo tempo, a diferença de preço entre as tecnologias para uso de fontes renováveis de energia e a geração convencional de energia tornou-se ainda maior. Assim, ainda com certa relutância, o governo adotou várias medidas

importantes. Em 1989, deu início ao lançamento de programas, objetivando servir de vitrine para a formação de mercado em energia (GT-GDSF, 2009).

Em 1989, foi iniciado o primeiro programa direcionado à geração de energia eólica, com o objetivo inicial de instalar 100 MW, que representava cinco vezes mais do que havia em operação no País naquele momento. Mais tarde, o programa foi expandido para 250 MW. O governo garantia a compra da energia produzida por €\$ 0,04/kWh, sendo a seguir reduzido para €\$ 0,03/kWh (GT-GDSF, 2009).

Em 1990, o governo lançou o *Stromeinspeisungsgesetz*, isto é, Ato de Alimentação de Eletricidade, que garantia preço mínimo por kWh fornecido pelos consumidores à rede de transmissão de energia, desde que a eletricidade fosse gerada conforme as condições estabelecidas pela *Renewable Electricity Standard for Europe - RES-E*, (Padrão de Energia Renovável para a Europa), a qual assegura aos consumidores europeus que a eletricidade adquirida por eles seja proveniente de fontes renováveis de energia (REICHE E BECHBERGER, 2004; RES-E, 2012).

Em 1991 foi instituída a *Electricity Feed-in Law*, com o propósito de incentivar a geração de energia renovável, mediante garantia de remuneração por unidade de energia gerada, durante um período fixo de tempo estipulado. Essa lei objetivou também regulamentar as interconexões com as redes elétricas locais, ou seja, normatizar a injeção da energia derivada de fontes renováveis na rede elétrica pública, que fora inicialmente concebida, principalmente para poucas centenas de MW de pequenas centrais hidrelétricas (REN21, 2015). Vale destacar que a *Electricity Feed-in Law*, cuja importância fundamental foi ter sido estabelecida para longo prazo, foi adotada por consenso no parlamento alemão (GT-GDSF, 2009).

No contexto da transformação estrutural da matriz energética da Alemanha, esse foi o primeiro sinal de mudança, que, na realidade, teve início com a geração de energia eólica, caracterizada por uma fase de rápida expansão. Durante esse período, a energia fotovoltaica vivenciou um conjunto de iniciativas internas de proteção para garantir seu espaço de mercado e assegurar a sobrevivência de sua indústria (JACOBSSON e LAUBER, 2006).

A *Electricity Feed-in Law* obrigou as concessionárias a conectarem à rede elétrica a eletricidade oriunda de fontes renováveis e a comprarem essa energia ao preço pré-estabelecido pelo governo. A tarifa estipulada chegava a 90% do preço médio da tarifa cobrada dos consumidores finais. Um dos objetivos da *Electricity Feed-in Law* foi “nivelar o mercado” para fontes renováveis de energia, estabelecendo o

sistema tarifário *Feed-in Tariff*, levando em conta as externalidades da geração convencional. Esses incentivos resultaram em grande expansão do mercado de energia renovável no País, que passou de 20 MW em 1989, para 490 MW em 1995.

No primeiro período, de 1991 a 1995, o governo da Alemanha instituiu o *1.000 Roofs Photovoltaic Programme*, oferecendo subvenção de 70% do custo inicial de instalação do projeto. Nesse período, o programa subsidiou a instalação de 2.500 telhados fotovoltaicos, com potência individual entre 1 kWp e 5 kWp integrados às coberturas de edificações residenciais e comerciais (GRAU et al., 2012; SALAMONI, 2004). Segundo Bruns et al. (2011), esse programa procurou validar: a viabilidade técnica da geração descentralizada de energia fotovoltaica; a aplicação do sistema tarifário *Feed-in Tariff*; e impulsionar o mercado fotovoltaico para atingir a potência total instalada de 4 MWp.

É importante enfatizar que, de acordo com Goetzberger e Hoffmann (2005), embora a remuneração estipulada pelo sistema tarifário *Feed-in Tariff*, aprovada em 1990, não era suficiente para viabilizar o investimento, em 1994, ao fim do *1.000 Roofs Photovoltaic Programme*, o mercado de energia fotovoltaica havia se expandido à taxa de 4 MW a 12 MW por ano, devido aos programas específicos de incentivo.

Em 1999, o governo lançou o *100.000 Roofs Solar Programme*, objetivando a instalação de 100.000 telhados com geradores de energia fotovoltaica. Para isso, concedeu empréstimos à taxa 0% de juros e prazo de financiamento por 10 anos. Somado a esse programa, em 2000, o governo instituiu a *Renewable Energy Law*, a qual, além de determinar a *Feed-in Tariff* a ser paga pela energia derivada de fontes renováveis, garantiu que essa energia gerada e injetada na rede de distribuição de eletricidade fosse, obrigatoriamente, comprada pelas concessionárias, por um período de 20 anos após a instalação. Através desse programa, a instalação de sistemas fotovoltaicos de até 1 kWp, conectado à rede elétrica, era financiado pelo Banco Estatal Alemão - KfW, que cobria até 35% do investimento inicial e poderia ser pago, sem incidência de juros, em dez parcelas anuais. Conforme Goetzberger e Hoffmann (2005), ao final do ano de 1999, aproximadamente 4.000 unidades de geração com 10 kWp de potência total foram contempladas e, em 2000, mais 70 MWp foram instaladas. O programa permitiu a participação de pessoas físicas e de pequenas e médias empresas (BRITO, 2001; GRAU et al., 2012). A tarifa estipulada era válida para a geração de energia fotovoltaica com potência inferior a 30 kW integrada aos

telhados das edificações. Em sua primeira edição o programa assegurou a compra da energia até que a potência acumulada atingisse 350 MWp.

Paralelamente a esses incentivos, diversos programas de empréstimos bancários foram implementados, objetivando estimular investimentos na indústria fotovoltaica e em projetos de pesquisa e desenvolvimento (EPE, 2012; GRAU et al., 2012). De acordo com Grau et al. (2012), os incentivos promovidos pelo governo da Alemanha, para a geração de energia fotovoltaica, foram: apoio ao investimento para indústria de geradores fotovoltaicos; subsídio e incentivo em dinheiro; doação em dinheiro Tarefa Conjunta; subsídio para investimento; empréstimo a juros reduzidos; e financiamento de pesquisa e desenvolvimento pelo Ministério Federal do Ambiente, Conservação da Natureza e Segurança Nuclear e Ministério Federal da Educação e Pesquisa.

Além desses incentivos, o governo da Alemanha também realizou grandes investimentos na indústria a fim de desenvolver tecnologia e alavancar o setor fotovoltaico. Atualmente, a Alemanha é a maior produtora mundial de inversores de frequência e já detém tecnologia para desenvolver, fabricar e comercializar *waffers* e *thin-films*, essenciais para a montagem de placas fotovoltaicas. Há no País mais de 40 fabricantes de células e módulos fotovoltaicos, 50 fabricantes de outros componentes pertinentes aos módulos, além de manter mais de 50 institutos de pesquisa e centenas de projetos em desenvolvimento com foco em energia fotovoltaica. Na atualidade, a indústria fotovoltaica alemã se encontra em nível avançado de integração e responsável por gerar cerca de 100 mil empregos (INDUSTRY OVERVIEW, 2013).

O impacto dessas modalidades de incentivo e investimentos, ao acelerar o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica nas últimas décadas, reduziu o preço do sistema em 52%, entre os anos 2006 e 2011. Entretanto a maioria dos novos investimentos no setor fotovoltaico continua sendo obtida por meio de apoio governamental. Embora essa situação represente um desafio, porque cria incerteza regulatória e requer contínuo apoio público, ao mesmo tempo representa uma oportunidade, porque a decisão promovida pela política pública no suporte à energia fotovoltaica pode ser a base para uma estratégia de inovação com programas de pesquisa e desenvolvimento e apoio à produção inovadora de tecnologia.

Em decorrência do rápido aumento da potência instalada, o governo modificou a estrutura de incentivos. Ao critério do Banco Estatal Alemão - KfW, eram liberados €\$ 6.230,00 para cada kWp instalado por sistemas fotovoltaicos de até 5 kWp,

conectados ou não à rede elétrica. Taxa de juros 4,5% abaixo da taxa de mercado, cerca de 6% ao ano, foi fixada e isentada nos dois primeiros anos, de um total de dez anos de prazo para quitação do empréstimo. Com o volume máximo de financiamento atingindo, o Banco Estatal Alemão - KfW disponibilizou um programa adicional apenas para o sistema fotovoltaico conectado à rede elétrica, com uma taxa fixa anual de 3,5% (GOETZBERGER e HOFFMANN, 2005).

Em 2004, a *Renewable Energy Law* foi modificada, pois com o fim do *100.000 Roofs Solar Programme*, o mercado fotovoltaico necessitava continuar se expandindo. As tarifas pagas pela energia gerada foram reajustadas e o limite para a capacidade total instalada foi eliminado. Contudo, as tarifas de remuneração foram diferenciadas para instalações de até 30 kWp, de 30 kWp a 100 kWp, de 100 kWp até 1.000 kWp e acima de 1.000 kWp, permitindo a instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica fora das edificações. Até 2008, havia uma bonificação de €\$ 0,05/kWh gerado pelas instalações integradas às fachadas das edificações.

De janeiro de 2009 a janeiro de 2012, os valores do sistema tarifário *Feed-in Tariff* sofreram cortes de aproximadamente 50%. Em maio de 2012, o governo rejeitou a proposta aprovada pelo parlamento para acabar com o sistema tarifário *Feed-in Tariff* aplicável aos sistemas fotovoltaicos, mas indicou a possibilidade de redução da compra de 100% para 80% da energia gerada por esse sistema em unidades de pequeno porte (REUTER, 2012).

O Quadro 4 informa o valor do kW gerado no sistema tarifário *Feed-in Tariff* a partir de 2009 para as instalações geradoras de energia fotovoltaica integradas a edificações, em conformidade com a *Renewable Energy Law* e suas revisões, para as variadas faixas de potência instalada. Em 2010, as tarifas foram reduzidas em três períodos consecutivos, estando os menores valores expostos nesse mesmo quadro.

Quadro 4. Valor do kW gerado no sistema *Feed-in Tariff* para faixas de potência instalada na Alemanha, no período de 2009 a 2012.

Ano de instalação	Valor da <i>Feed-in Tariff</i> (centavos de euro)			
	≤ 30 kW	≤100 kW	≤ 1MW	> 1MW
2009	43,01	40,91	39,58	29,37
2010	33,03	31,42	29,73	24,79
2011	28,14	27,33	25,86	21,56
2012	24,33	23,23	21,98	18,33

Fonte: Elaborado com base em BMU - EEG (2012).

O governo da Alemanha se encontra entre os mais comprometidos com a geração descentralizada de energia a partir de fontes renováveis. O fator mais

importante nessa bem-sucedida expansão de geração de energia renovável em sua matriz de eletricidade, segundo BMU (2010), foi, e ainda é, a *Renewable Energy Law*, associada ao sistema tarifário *Feed-in Tariff*. Esse incentivo define o caminho para a expansão, colocando, como meta, o patamar 30% da eletricidade fornecida ser derivada de fontes renováveis até 2020.

Esses desígnios traçados são expressivos, especialmente no contexto da diretiva da União Europeia, que trata sobre a promoção do uso de energia derivada de fontes renováveis. A meta dessa diretiva é o atendimento de 20% do consumo bruto final de energia na União Europeia até 2020, através de energia renovável. Essa meta correspondente para a Alemanha é de 18%, sendo que, dados levantados em 2009, apontaram que 10,3% do total de energia consumida na Alemanha já correspondiam a fontes renováveis (BMU, 2010).

Mediante implementação de variadas políticas nacionais, a Alemanha tem buscado expansão na geração de energia renovável e fortalecimento da competitividade internacional das empresas e instituições de pesquisa alemãs, além da criação de empregos. Para atingir esses objetivos, o Ministério Federal do Meio Ambiente definiu como áreas-chave de atuação: trabalhar continuamente para reduzir os custos de utilização de energia renovável; otimizar os sistemas de energéticos; e incrementar o desenvolvimento e a expansão da geração de energia renovável compatível com o ambiente (BMU, 2010).

Relativamente aos subsídios operacionais, o sistema tarifário *Feed-in Tariff* de remuneração da energia derivada de fontes renováveis, é regulamentada pelo *Renewable Energy Sources Act* que pode ser alterada de acordo com a nova diretiva emitida pela União Europeia. A duração da tarifa estabelecida é geralmente de 20 anos e os contratos devem ser preenchidos pelo Ministério do Meio Ambiente Alemão (BMU) ou pelo Banco Estatal Alemão de Desenvolvimento - KfW (KPMG, 2011).

Para Jacobsson e Lauber (2006), foi o movimento da opinião pública, na segunda metade da década de 1980, que fez a grande diferença junto aos parlamentares alemães para promoverem essas mudanças na matriz energética do País, na qual a energia nuclear e o carvão mineral importado predominavam. Isso decorreu em razão do desastre de Chernobyl, em 1986, da morte de florestas devido à chuva ácida, causada, em grande parte, pelo carvão mineral, e do surgimento das mudanças climáticas, como uma questão de política internacional. Além disso, as maiores barreiras iniciais para o emprego de fontes de energia renovável foram

escolhas impostas e de forma autoritária dos seus chanceleres pelas fontes carvão mineral e nuclear nas décadas de 1970 e 1980.

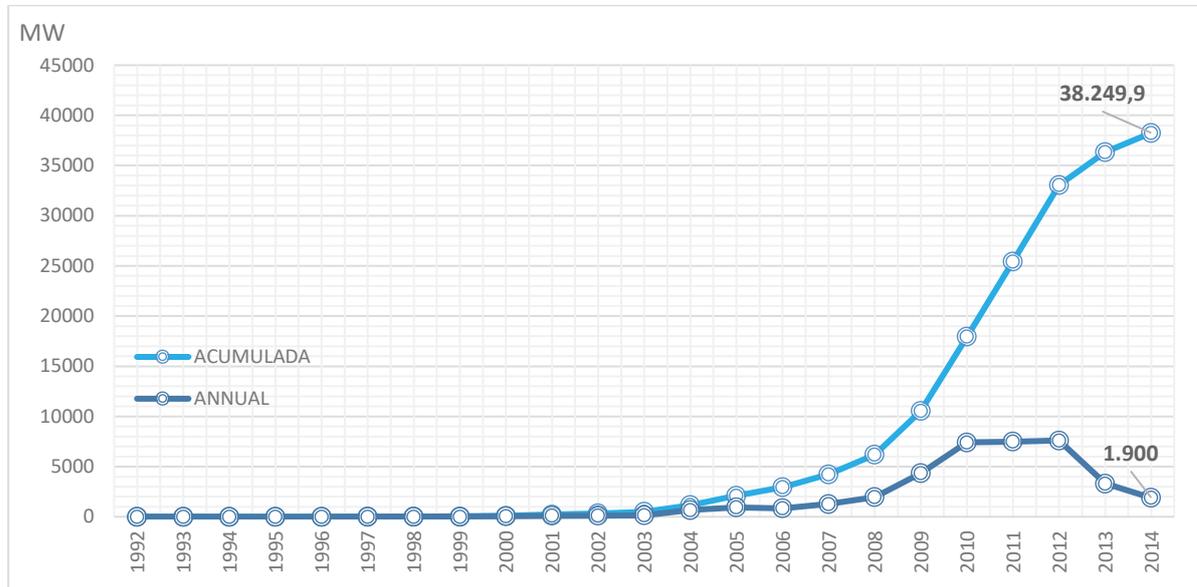
Sob outro ponto de vista, Salamoni e Rüter (2007) avaliam que a chave do sucesso alcançado pela Alemanha na geração de energia elétrica descentralizada a partir de fontes renováveis foi o sistema tarifário introduzido pela *Electricity Feed-in Law*, de 1991, a qual foi posteriormente ajustada pela *Renewable Energy Law*, em 2000, e pela emenda do *Renewable Energy Sources Act*, em de 2004. Essa evolução na legislação energética experimentada pela Alemanha consistiu num mecanismo em que a concessionária é obrigada a comprar toda energia gerada pelos sistemas fotovoltaicos, pagando uma *Feed-in Tariff* por essa energia. A concessionária capta o recurso para pagar essa energia através de pequeno acréscimo à energia dos demais consumidores, fazendo com que aqueles, que optarem pela geração de energia fotovoltaica, recupere seu investimento em 10 a 12 anos, com incentivos que duram 20 anos. Para Schaffer e Bernauer (2014), a Alemanha, ao adotar o sistema tarifário *Feed-in Tariff* mostrou que o modelo de incentivo foi fundamental para aumentar a energia gerada oriunda de fontes renováveis de 6,3%, em 2000, para mais de 15% em 2008. A geração de energia fotovoltaica, interligada à rede de distribuição de energia no País, se tornou uma força aliada à redução de emissões de gases de efeito estufa estabelecida na Convenção de Mudanças Climáticas (RES-E, 2012). Resumindo, o sucesso desse programa resultou de um bem arquitetado negócio, seja de cunho financeiro, seja de cunho ambiental, energeticamente eficiente e compatível com os valores básicos de uma sociedade livre, isto é, capaz de imprimir segurança energética à nação.

Os impactos dessa política energética são perceptíveis na capacidade instalada de energia fotovoltaica do País (Figura 5), onde é evidente o grande crescimento a partir de 2000, com a implantação do sistema tarifário *Feed-in Tariff*.

A expansão do mercado de energia derivada de fontes renováveis obrigou o governo da Alemanha a ajustar, periodicamente, o Código das Fontes Renováveis de Energia. O primeiro ocorreu em 2004 e o segundo em 2008. Em 2004, objetivando assegurar o contínuo crescimento do mercado fotovoltaico no País, foi eliminado o limite para a capacidade total instalada e, em 2008, a tarifa paga aos produtores de energia foi reformulada, elevando o percentual de redução anual no valor das tarifas pagas, a partir de 2009, para os que se iniciam no programa. O Quadro 5 mostra a

variação na regressão anual estipulada para os anos seguintes, de acordo com o tipo de sistema e potência instalada (GT-GDSF, 2009).

Figura 5. Evolução da potência anual e acumulada de sistemas fotovoltaicos na Alemanha.



Fonte: Elaborado com base em IEA-PVPS (2015).

O Quadro 5 demonstra, por exemplo, que o investidor que inscreveu, em 2010, um sistema fotovoltaico com capacidade de 50 kWp no programa de integração de energia renovável na Alemanha, receberá € 0,3764/kWh gerado, pelo sistema tarifário *Feed-in Tariff*, constantemente ao longo de 20 anos. Já o investidor que inscreveu, em 2011, o mesmo sistema fotovoltaico com capacidade de 50 kWp no programa, o valor a ser remunerado pelo sistema tarifário *Feed-in Tariff*, ao longo dos 20 anos, será de € 0,3425/kWh gerado, ou seja, uma redução de 9% no valor da tarifa paga.

Esse sucesso fez e vem fazendo da Alemanha um exemplo na comunidade europeia e internacional em termos de geração de energia renovável, com ênfase para a fotovoltaica, que em 2014 gerou 38,2 GW de eletricidade, superando países líderes de mercado, como China, EUA e Japão, e mantendo incentivos legais e financeiros para sua estabilidade no mercado, com legislação clara e transparente para os investidores e consumidores em geral. Cucchiella e D'Adamo (2012) mostram que, em 2010, a União Europeia foi o maior mercado de energia fotovoltaica do mundo, do qual, a Alemanha, sozinha, gerou 50% dessa energia, a Itália 17,5% e a República Checa com 11,2%, perfazendo juntas 84% da energia fotovoltaica instalada na União Euro.

Quadro 5. *Feed-in Tariff* paga a instalações fotovoltaicas integradas a edificações e interligadas à rede elétrica pública na Alemanha (centavos de Euro por kWh gerados).

Ano de entrada no programa	POTÊNCIA INSTALADA			
	Até 30 kWp	>30 a 100 kWp	>100 a 1.000 kWp	>1.000 kWp
	Percentual De Redução da <i>Feed-in Tariff</i>			
	-8% em 2009/2010 -9% a partir de 2011	-8% em 2009/2010 -9% a partir de 2011	-10% em 2009/2010 -9% a partir de 2011	-25% em 2009 -10% em 2010 -9% a partir de 2011
	<i>Feed-in Tariff</i> (Centavo de Euro/Kwh gerado)			
2008	46,75	44,78	43,99	43,99
2009	43,01	40,91	39,58	33,00
2010	39,57	37,64	35,62	29,70
2011	36,01	34,25	32,42	27,03
2012	32,77	31,17	29,50	24,59
2013	29,82	28,36	26,84	22,38
2014	27,13	25,81	24,43	20,37
2015	24,69	23,49	22,23	18,53

Fonte: Elaborado com base em GT-GDSF (2009).

3.7.3. Políticas de incentivo praticadas no Japão

A indústria japonesa de eletricidade é constituída por dez concessionárias, verticalmente integradas, que na prática, atendem a todos os consumidores. A capacidade total de geração é de, aproximadamente 253 GW, que produz 1.062 TWh de energia elétrica (DIAS, 2005).

O preço da eletricidade no Japão é o maior entre todos os países da Organização para a Cooperação e o Desenvolvimento Econômico - OECD, refletindo: o elevado custo de capital para equipamentos de geração, transmissão e distribuição; o elevado custo imobiliário; e o custo moderadamente elevado dos combustíveis fósseis, particularmente o gás natural, que é importado na forma líquida. Os elevados preços da eletricidade são responsáveis pela grande quantidade de autoprodução de energia no setor industrial do Japão. Mais de 30% da energia consumida no setor de industrial é produzida localmente, somando 28 GW ou 116 TWh de consumo de energia - 12% do consumo total japonês (METI, 2001). Muitas dessas plantas industriais geram eletricidade a partir de carvão mineral, e cerca de 1/6 da energia produzida localmente no setor industrial é gerada através de cogeração.

Até os anos 1970, o Japão detinha uma matriz energética baseada em combustíveis fósseis. Para reduzir a dependência dessa fonte de energia, a matriz energética foi diversificada com o aumento do uso de carvão mineral, gás e usinas nucleares. Esse processo de diversificação foi decorrente das duas crises de petróleo, sendo a primeira, em 1970, e a segunda, em 1979. Logo após a primeira crise, o

governo lançou o Programa Nacional de Pesquisa e Desenvolvimento, chamado Luz do Sol, com a finalidade de desenvolver fontes de energias não fósseis, até o ano 2000. O programa se manteve de 1974 até 1981, envolvendo, tanto atividades públicas, quanto privadas no desenvolvimento de novas tecnologias energéticas.

Após a segunda crise, em 1979, o programa exigiu mais investimentos do governo para o desenvolvimento de energia renovável, pois os esforços, até aquele momento, não haviam sido suficientes para evitar os desconfortos provocados pela crise. Em 1980, foi promulgada a Lei de Energia Alternativa, que se transformou no principal pilar do projeto para a energia solar, com um abundante e estável orçamento da ordem de 6 bilhões de dólares para o desenvolvimento da tecnologia fotovoltaica, no período de 1980 e 1990, estimulando as empresas a investirem no desenvolvimento desse tipo de tecnologia. O governo transferiu a responsabilidade da condução do projeto para a Organização de Desenvolvimento de Nova Energia. Em 1993, surgiu o Novo Projeto Luz do Sol, mediante fusão do Programa Luz do Sol com o Programa Luz da Lua e o Programa de Pesquisa e Desenvolvimento de Tecnologia Ambiental para a criação da indústria fotovoltaica japonesa e do mercado interno de energia (CHOWDHURY, et. al., 2014).

A política de incentivo à geração de eletricidade fotovoltaica no Japão ocorreu de forma muito ampla e incisiva nos últimos anos da década de 1990. Com o programa para 70.000 telhados solares, implementado em 1994, o governo investiu, nos anos de 1996 a 1998 a quantia de 457 milhões de dólares, mais que o somatório do que foi investido no mesmo período pela Alemanha, pela França, pela Itália e pelos EUA (BRITO, 2001).

Desde então, o Japão vem incentivando a indústria solar através de reduções fiscais e atribuição de subsídios. Outra prática é a subvenção à instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica pelos consumidores residenciais, em quantias de 50% do custo total de instalação do sistema, restringindo, quanto à capacidade máxima instalada, em 5 kWp (SALAMONI, 2004). Programas de financiamento com taxas de juros reduzidas, propagandas de marketing e educação para a sociedade foram medidas também tomadas (RODRIGUEZ, 2002). Todo esse esforço conduziu a um aumento considerável na produção, que passou de 15 MW, em 1993, para 127 MW, em 2001, representando 44% da produção mundial naquele ano (BRITO, 2001).

Esses incentivos subsidiados foram adotados até o ano de 2003, quando o governo, após perceber a estagnação da indústria nesse setor, cessou o fornecimento

dos subsídios. Mesmo assim, em 2004, o Japão era o país com a maior capacidade instalada de placas fotovoltaicas (ABINEE, 2012).

Avril et al. (2012) relatam, em ordem cronológica, os diversos programas de demonstração lançados pelo governo japonês e administrados pela Fundação Nova Energia, objetivando ampliar a geração de energia a partir de fontes renováveis. Esses programas permitiram o controle do desenvolvimento das instalações geradoras, com análise do tipo, local e quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados enquanto a tecnologia não estava madura e sem forte apoio de pesquisa e desenvolvimento, para melhorar a tecnologia empregada. Os principais programas de demonstração implementados foram: em 1994, o Programa de Disseminação do Sistema Fotovoltaico Residencial, com subsídios do custo da instalação; em 1997, o Projeto Piloto de Promoção de Infraestrutura de Eco-Escola, que implantou o Projeto Piloto da Escola Amiga do Meio Ambiente; em 1997, o Projeto de Apoio para os Esforços Locais, com subsídios de até 50% do valor da instalação para sistema com saída de até 50 kW, objetivando promover a implantação de novas unidades geradoras de energia localmente; em 1997, o Projeto de Subsídio Financeiro para empresas empreendedoras que introduzem a Nova Energia, com o propósito de acelerar a geração de energia renovável; em 1998, o Projeto Campo de Provas para Uso Industrial, com subsídio de 50% da instalação; em 2000, o Projeto de Introdução e Promoção da Nova Energia em Nível Regional; e em 2001, o Programa de Apoio para Deter o Aquecimento Global.

Em 2007 e 2008, houve redução das instalações fotovoltaicas em virtude da redução da ajuda do governo. Em 2009, com a promulgação da lei sobre a Promoção do Uso de Fontes de Energia Não Fósseis e a Utilização Eficaz de Materiais de Fonte de Energia Fóssil, por fornecedores de energia, o cenário voltou a mudar, pois nesse período foi retomado o programa de subsídios para os sistemas fotovoltaicos residenciais e iniciado o programa para a compra da energia fotovoltaica excedente. A energia gerada e não consumida era injetada na rede elétrica e comprada pela fornecedora, pelo dobro do valor em relação à geração convencional. Devido à nova meta do governo japonês em dobrar a capacidade instalada até 2020, as instalações de geração de energia fotovoltaica, em 2009, foram ampliadas em mais de 100%, em relação a 2008 (AVRIL et al., 2012).

Em 2008, o governo japonês aprovou um plano de ação que visava uma sociedade livre de emissão de carbono e estipulou, além de outras medidas, a meta de

28 GW gerados a partir de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, até 2020. Os principais incentivos financeiros foram caracterizados por subsídio ao investimento inicial e por remuneração da energia injetada na rede (MATSUKAWA et al., 2011).

Para ser elegível ao recebimento do subsídio, a unidade geradora deve ter potência inferior a 10 kWp, os módulos fotovoltaicos utilizados devem ter certificação local e eficiência mínima de conversão entre 7% e 13,5%, conforme tecnologia de fabricação. Ainda, é estabelecido um preço máximo para cada kWp instalado, sem incidência de impostos. Em 2009, o subsídio foi fixado em 10% do valor do kWp instalado e, em 2011, aproximadamente 8%. Complementam esse programa de incentivo outros 875 programas regionais de subsídios (YAMAMOTO, 2011).

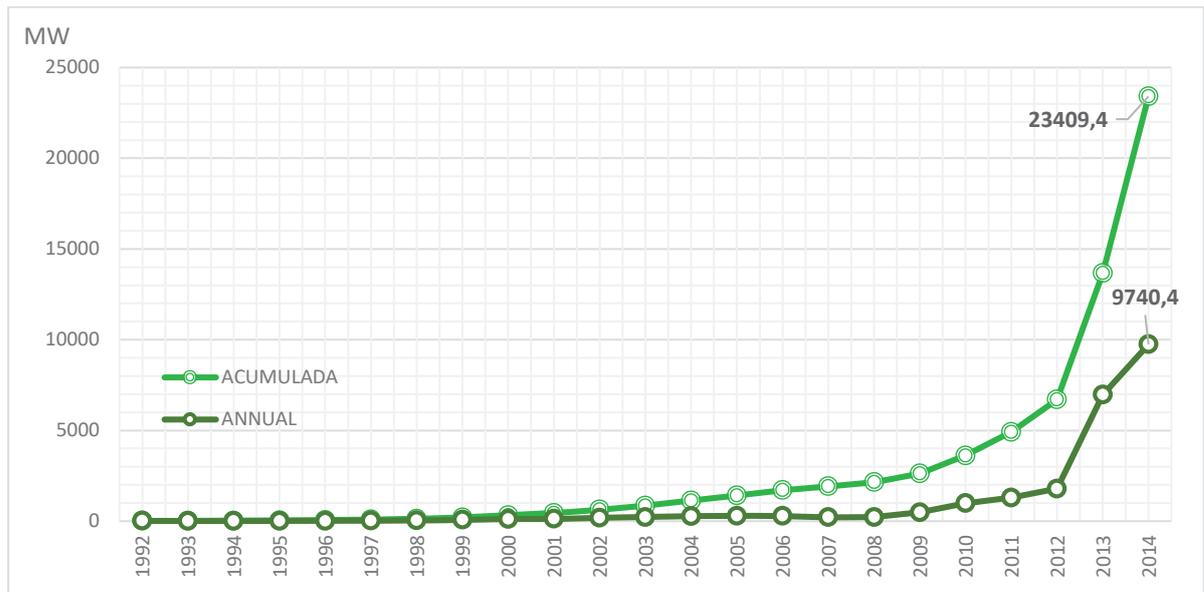
A partir de 2009, as empresas distribuidoras de energia elétrica foram obrigadas a comprar, por um período de 10 anos, toda energia elétrica gerada por unidades de geração de até 500 kW de potência instalada. Para unidades geradoras de até 10 kW de potência instalada, o valor recebido, em 2011, foi cerca de 70% acima do valor da tarifa de energia elétrica para a classe residencial. O custo pelo pagamento dessa tarifa é diluído entre todos os consumidores de energia elétrica do sistema.

O crescimento de sua indústria de sistemas fotovoltaicos foi liderado pelo setor residencial, que recebeu quase a totalidade dos 974.250 kW, através da instalação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede em 2010 (MATSUKAWA et al., 2011). Aproximadamente 85,4% da potência total instalada são oriundas da classe residencial (YAMAMOTO, 2011). A Figura 6 ilustra a evolução da potência total instalada por sistemas fotovoltaicos conectados à rede, entre 1992 e 2011.

Em 2011, o Japão esteve entre os três principais mercados mundiais de sistemas fotovoltaicos, ao acrescentar em sua matriz energética 1.296 MWp derivados de energia fotovoltaica, elevando sua capacidade total instalada para 4.700 MWp (EPIA, 2012).

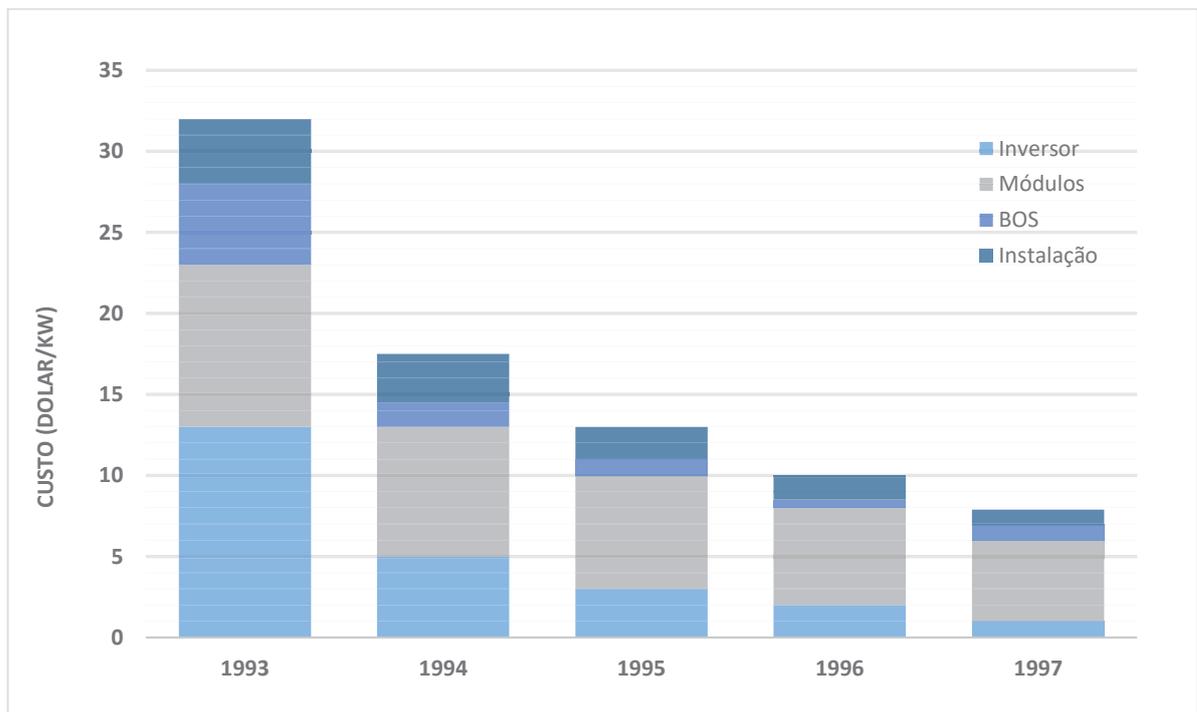
Os benefícios da implantação desses programas e seus reflexos são expressos na Figura 7, onde é perceptível como foi possível diminuir o custo por Watt Pico instalado. Observa-se também o comportamento de alguns componentes do sistema fotovoltaico, tais como os materiais do *Balance of Systems - BoS*, que diz respeito aos demais equipamentos do sistema, como cabos, conectores, estrutura etc., e também ao comportamento do custo de instalação e do preço dos inversores.

Figura 6. Evolução da potência anual e acumulada de sistemas fotovoltaicos no Japão.



Fonte: Elaborado com base em IEA-PVPS (2015).

Figura 7. Custo por Watt Pico instalado durante o programa de incentivo Japonês, no período de 1993 a 1997.



Fonte: Elaborado com base em Schwent & Starrs (1998).

3.7.4. Políticas de incentivo praticadas no Brasil

3.7.4.1. Legislações para a geração descentralizada no Brasil

O processo para a regulamentação da geração descentralizada de energia elétrica no Brasil foi deflagrado em 2008, quando o Ministério de Minas e Energia instituiu o Grupo de Trabalho de Geração Descentralizada com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF). O GT-GDSF teve por objetivo elaborar uma proposta de política para utilização da geração de energia fotovoltaica conectada à rede de distribuição de eletricidade, particularmente em edificações urbanas. Em sequência, dois eventos, coordenados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), tiveram grande importância para a continuidade da ideia, quais sejam:

a) Consulta Pública Nº 15/2010, que mapeou as principais barreiras para a instalação da geração descentralizada de energia elétrica de pequeno porte; e

b) Audiência Pública Nº 4/2/2011, que apresentou propostas com o objetivo de reduzir barreiras para acesso a centrais geradoras de energia elétrica com potência de até 1 MW, que utilizem fontes incentivadas de energia assim como fonte solar de até 30 MW.

A audiência pública permaneceu aberta por dois meses e ao todo, foram recebidas mais de 400 contribuições de agentes do setor.

A ANEEL analisou as contribuições apresentadas e aprovou a Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012, instituindo regras destinadas a reduzir barreiras para a implementação do processo de geração de energia descentralizada, considerando microgeração até 100 kW e minigeração de 100 kW a 1 MW.

3.7.4.2. Resolução Normativa ANEEL Nº 414, de 09/09/2010

A Resolução Normativa Nº 414, de 09/09/2010 (ANEEL, 2010), estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica. Em seu Artigo 98 (redação dada pela Resolução Normativa ANEEL Nº 479, de 03/04/2012) regulamenta que o consumidor que instalar minigerador ou microgerador de energia elétrica terá que pagar mensalmente, no mínimo, o custo de disponibilidade de energia, isto é, a taxa mínima de consumo de energia elétrica. De outro modo, o consumidor/ produtor de energia terá que pagar mensalmente a taxa mínima de consumo de energia elétrica

correspondente a sua categoria (monofásica, bifásica ou trifásica), mesmo que o seu consumo, ao fim do mês, tenha sido inferior àquele correspondente ao da taxa mínima, seja por ter baixo consumo naquele mês, seja por ter gerado energia em quantidade superior a consumida.

3.7.4.3. Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17/04/2012

A Resolução Normativa Nº 482, de 17/04/2012, criou o “Sistema de Compensação de Energia Elétrica”, que permite ao consumidor de energia instalar pequenos geradores em sua propriedade e trocar energia com a distribuidora local. A regra é válida somente para geradores de energia a partir de fontes hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada (ANEEL, 2012a). Portanto, o sistema tarifário a ser adotado é do tipo *Net Metering*, em que a energia não consumida é injetada na rede de distribuição, produzindo crédito ao produtor de energia para consumir nos meses subsequentes. Contudo, os créditos devem ser utilizados em um prazo de até 36 meses e as respectivas informações constarão na fatura do consumidor/produtor de energia.

O consumidor que instalar microgerador ou minigerador de energia, inicialmente será responsável pelos custos da conexão ao sistema de medição. Após a conexão, a distribuidora se responsabilizará pela manutenção, incluindo os custos de eventual substituição (ANEEL, 2012a).

3.7.4.4. Convênio ICMS/CONFAZ Nº 6, de 05/04/2013

O convênio ICMS/CONFAZ Nº 6, de 05/04/2013 (CONFAZ, 2013), estabelece as orientações quanto à cobrança do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS no sistema de compensação de energia previsto pela Resolução Normativa Nº 482, de 17/04/2012 (ANEEL, 2012b).

No âmbito do "Sistema de Compensação de Energia Elétrica" (ANEEL 2012b), será cobrado ICMS sobre o valor integral da operação de venda de energia elétrica, antes de qualquer compensação, conforme indicado nos incisos I e II da cláusula segunda do Convênio ICMS/CONFAZ Nº 6/2013 do CONFAZ. Assim, o consumidor/produtor residencial que possui um sistema de microgeração ou

minigeração de energia terá que pagar ICMS sobre toda a energia que consumir e injetar na rede urbana. Esse imposto será cobrado via fatura a qual será enviada ao fim do mês à propriedade geradora. Além do ICMS, também serão cobrados as contribuições ao PIS e CONFINS sobre o valor bruto de energia consumida e inserida na rede.

3.7.4.5. Retificação da Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17/04/2012

Em 15 de novembro de 2015, o Ministério de Minas e Energia criou o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, com o intuito de retificar, aperfeiçoar e expandir a Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17/04/2012, que se constituiu na primeira tentativa do governo brasileiro para incentivar a geração descentralizada de energia elétrica no País (ANEEL, 2015).

Dentre as retificações efetuadas na Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17/04/2012, destacam-se as definições de microgeração distribuída, de minigeração distribuída e de sistema de compensação de energia elétrica.

A microgeração de energia descentralizada passou a equivaler a toda central geradora de energia elétrica, com potência instalada inferior ou igual a 75 kW, ao invés de 100 kW, como estabelecida na Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17/04/2012; a minigeração descentralizada de energia passou a equivaler à toda central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e inferior ou igual a 3 MW para fontes hídricas e inferior ou igual a 5 MW para as demais fontes renováveis de energia elétrica, conectada à rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras, ao invés de 100 kW a 1 MW, como estabelecida, de modo genérico, na Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17/04/2012; e o sistema de compensação de energia elétrica passou a ser o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração descentralizada é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa, no prazo de até 60 meses, isto é, uma variante do sistema tarifário *Net Metering*.

Estão reservadas ao ProGD metas grandiosas e ambiciosas quando comparadas àquelas da primeira tentativa, regida pela Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17/04/2012. O alvo desse programa é reduzir, até 2030, as emissões de gases de efeito estufa em 43% em relação aos níveis de 2005, alcançar 23% de

participação de energias renováveis, além da energia hídrica, no fornecimento de energia elétrica e atingir 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico, mediante a ampliação da geração descentralizada de energia elétrica a partir de fontes renováveis em residências, instalações industriais e comerciais, escolas técnicas, universidades, hospitais e edifícios públicos.

O ProGD apresenta, como potencial cumulativo até 2030: a adesão de 2,7 milhões de unidades consumidoras, mediante a disponibilização de R\$ 100 bilhões para investimentos; a instalação de 23,5 GW de potência; e a geração de 48 milhões de MWh de energia elétrica, o que representa, aproximadamente 7,7% da energia elétrica gerada no País em 2014. Os R\$ 100 bilhões serão destinados para: criação e expansão de linhas de crédito e financiamento de projetos de sistemas de geração de energia elétrica descentralizada; incentivo à indústria de componentes e equipamentos, com foco no desenvolvimento produtivo, tecnológico e inovação; fomento à capacitação e formação de recursos humanos para atuar na área de geração descentralizada de eletricidade, sendo estimada a criação de até 30 postos de trabalho por MW instalado; e promoção e atração de investimentos nacionais e internacionais e de tecnologias competitivas para energias renováveis.

Medidas e ações em curso dão conta de que: o consumidor/produtor entregará a energia gerada gratuitamente à rede distribuidora e sobre o saldo da energia recebida da distribuidora que não for compensado será tributado com ICMS, PIS/COFINS e todos os demais componentes tarifários; até 31 de dezembro de 2016, a alíquota do imposto de importação incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração fotovoltaica será reduzida de 14% para 2%; e o BNDES foi autorizado, pela Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, a apoiar, com recursos financeiros, a taxas de juros diferenciadas, projetos de eficiência energética e de geração descentralizada de energia derivada de fontes renováveis em escolas e hospitais públicos.

4. METODOLOGIA

Considerando que a metodologia, em um trabalho científico, expressa a ordem que se deve impor aos diferentes processos requeridos para atingir o fim ou o resultado desejado (CERVO e BERVIAN, 1983), este capítulo expõe os procedimentos metodológicos e as respectivas ferramentas, que foram empregadas na realização do estudo.

A metodologia empregada, quanto ao tipo de pesquisa, é classificada em exploratória e descritiva, e, quanto aos meios, em bibliográfica documental, com análise de dados secundários de conteúdo transversal com corte longitudinal (CERVO e BERVIAN, 1983; GIL, 1991; VERGARA, 2013).

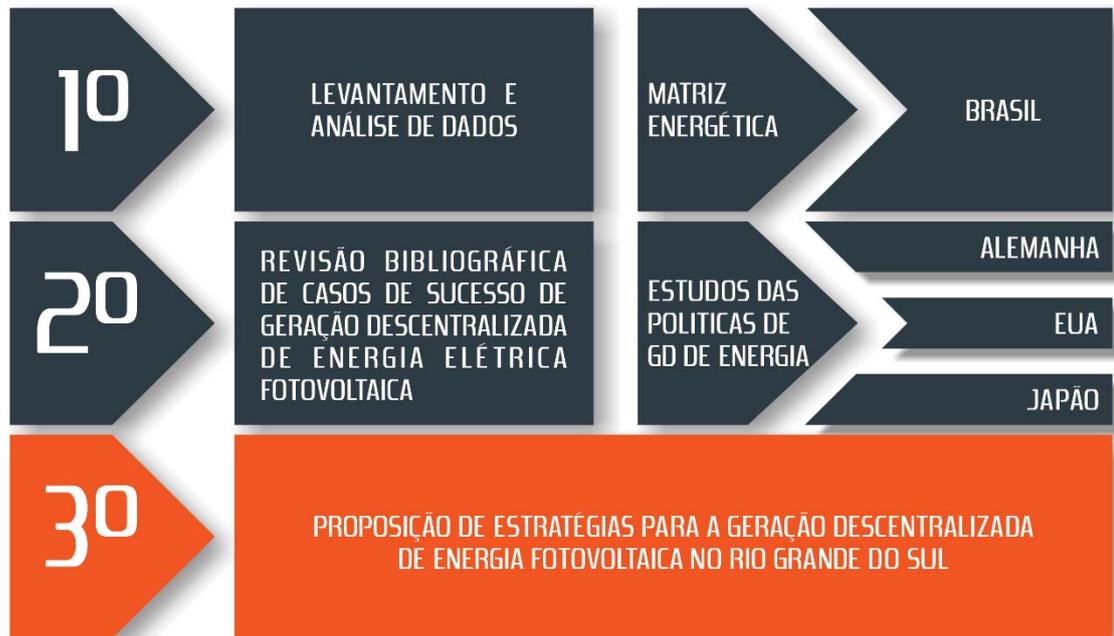
A pesquisa realizada foi classificada, quanto ao tipo, como exploratória, pois, segundo Cervo e Bervian (1983) e Gil (1991), requereu levantamento de dados e de documentos com o objetivo de proporcionar familiaridade com o problema alvo e aprimorar ideias e intuições, ao estudar e analisar as políticas de incentivo à produção de energia descentralizada em curso nos EUA, Alemanha e Japão. Foi também enquadrada como pesquisa descritiva, ao tempo em que, de acordo com Gil (1991), necessitou descrever e caracterizar as matrizes energéticas do Brasil e do estado do Rio Grande do Sul.

Quanto aos meios, a pesquisa empregada no estudo foi caracterizada como bibliográfica documental, com análise de dados secundários de conteúdo transversal com corte longitudinal, em razão de ter consultado bibliografias não apenas tradicionalmente armazenadas em bibliotecas, mas também anuários estatísticos, relatórios de empresas geradoras de energia e de órgãos públicos, como ministérios e secretarias de estado, bem como políticas e leis, analisando dados já trabalhados pertinentes a variados aspectos relacionados a fontes, geração e distribuição de energia, tudo isto, ao longo de determinados períodos de tempo (GIL, 1991).

4.1. Delineamento da Pesquisa

O trabalho foi desenvolvido ao longo de 12 meses e está dividido em quatro etapas, como pode ser observado na Figura 8.

Figura 8. Fluxograma ilustrativo da organização metodológica do estudo.



4.1.1. Primeira etapa

A primeira etapa constou de pesquisa bibliográfica descritiva, levantando e analisando dados relativos a balanços energéticos fornecidos pelo Ministério de Minas e Energia e pela Secretaria de Infraestrutura e Logística, objetivando caracterizar as matrizes energéticas do Brasil e do estado do Rio Grande do Sul, respectivamente. Os dados analisados foram pertinentes à oferta e à demanda energética ao longo do tempo, respectivamente por fonte de geração e por setor de consumo, sendo sistematizados em tabelas e gráficos, objetivando encontrar os problemas e as fragilidades existentes nas matrizes energéticas e seus causadores, facilitando o entendimento e a análise requerida.

Os dados de OIE e de OIEE foram reunidos em suas unidades originais e convertidos em toneladas equivalentes de petróleo - tep, empregando os fatores de conversão disponíveis no Atlas de Energia Elétrica do Brasil (ANEEL, 2002). Após a transformação das unidades de energia, os dados energéticos foram separados segundo as fontes, em primária e secundária e em renovável e não renovável. A seguir, as energias de fonte secundária foram reunidas em função de sua origem primária. Exemplificando: óleo diesel, gasolina, querosene de aviação e gás liquefeito de petróleo - GLP foram reunidas como fonte energética de petróleo, ou seja, fonte de energia primária e não renovável. Com a eletricidade o caminho foi inverso, pois a

eletricidade é fonte secundária de energia. Neste caso, a energia primária hídrica, eólica, térmica a carvão mineral, nuclear, biomassa etc., foram convertidas e tep e relacionadas com suas respectivas fontes primárias de energia, sendo possível assim perceber quanto de eletricidade cada fonte primária gera. Com isso foi possível saber aproximadamente o consumo detalhado de fontes primárias por setor no consumo final de energia - CFE. Exemplificando: considerando que, na OIEE, 70% da produção de energia é proveniente de energia hídrica e 30% de termelétricas a carvão mineral e que o consumo de energia do setor residencial é 60% eletricidade, significa que 70% dos 60%, ou seja, 42% do consumo final deste setor é energia primária hídrica e 18% é energia primária carbonífera mineral.

4.1.2. Segunda etapa

A segunda etapa resultou de revisão bibliográfica documental, em que se identificaram os principais países bem-sucedidos na geração descentralizada de energia, por apresentarem maior potência nominal instalada em micro e mini geradores descentralizados de energia em seus territórios, como apresentado no Quadro 6, e com disponibilidade de considerável de informações. Em decorrência desses critérios, foram selecionados os EUA, a Alemanha e o Japão, deixando-se de lado o caso da Itália, posicionada no ranking mundial em terceiro lugar em 2012 e em segundo lugar em 2013, porém sem material bibliográfico em suficiência para análise.

Quadro 6. Potência nominal fotovoltaica instalada em países nos anos de 2012 e de 2013.

POSIÇÃO	Capacidade Instalada 2012		Capacidade Instalada 2013	
	PAÍS	MW	PAÍS	MW
01	Alemanha	7.604	Alemanha	32.411
02	China	3.510	Itália	16.250
03	Itália	3.337	EUA	7.221
04	EUA	3.313	Japão	7.000
05	Japão	2.000	China	7.000
06	França	1.079	Espanha	5.100
07	Reino Unido	1.000	França	4.003
08	Austrália	1.000	Bélgica	2.567
09	Índia	980	Austrália	2.400
10	Grécia	912	República Tcheca	2.085

Fonte: IEA (2013).

A seguir, foi realizado o levantamento bibliográfico descritivo, com estudo analítico das políticas regulatórias, tarifárias e de incentivo à geração descentralizada

de energia elétrica a partir de fontes renováveis, nos países selecionados, e a análise das características do Rio Grande do Sul, relativas aos indicadores de oferta, demanda e potencial energético, adquiridas na primeira etapa, que se constituíram em pré-requisitos para a proposição de estratégias indicativas de políticas governamentais de incentivo à geração descentralizada de eletricidade integrada à rede de distribuição de energia elétrica.

4.1.3. Terceira etapa

A terceira etapa contemplou a análise de estratégias de suporte à implementação de políticas governamentais de incentivo à geração descentralizada de energia fotovoltaica, com base na evolução das estratégias colocadas em práticas nos países selecionados, a serem aplicadas no Rio Grande do Sul. Os critérios para a seleção dessas estratégias foram baseados nas políticas governamentais regulatórias, tarifárias e de incentivos ofertados pelos países selecionados, para atrair a oferta interna de micro e mini geradores, adquirir e instalar estes micro e mini geradores, remunerar o balanço entre a energia gerada e a energia consumida e estabelecer contratos entre consumidores/geradores e a concessionária de distribuição de energia. Tendo como subsídio os resultados dessa análise, fez-se a proposição de estratégias complementares à legislação brasileira de incentivo à geração descentralizada de energia fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul, levando em consideração o seu potencial de irradiação solar, a constituição de sua matriz energética e suas características demográficas, comercial e industrial, sobre o aprimoramento da segurança energética e benefícios de cunho ambiental.

5. RESULTADOS OBTIDOS

5.1. Matriz energética

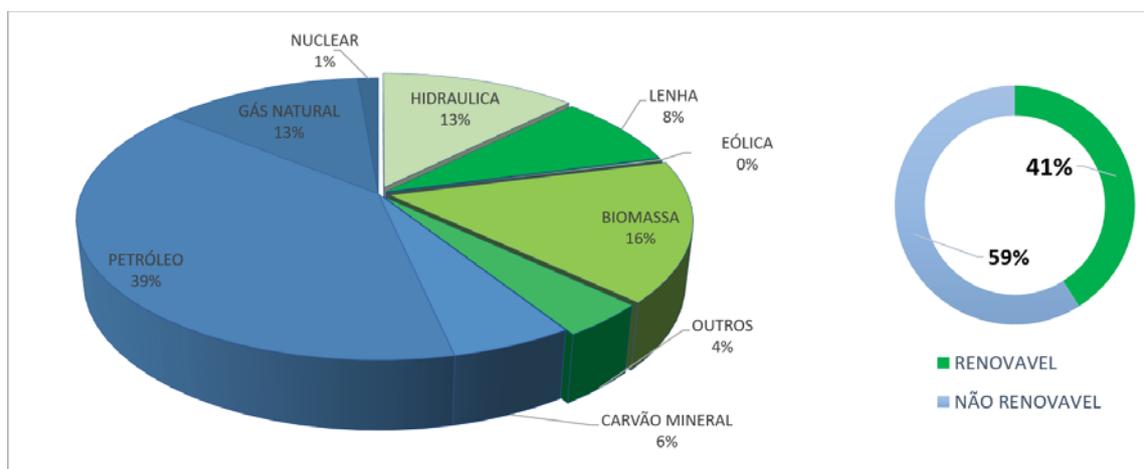
Matriz energética é conceituada como toda a energia, em forma de recurso, disponibilizada em um determinado território, país ou continente, que está sendo transformada, distribuída e consumida. É conceituada à semelhança da Oferta Total de Energia Primária (OTEP) ou, em inglês, Total Primary Energy Supply (TPES), porém contabilizada somente em energia primária, ou seja, exatamente o que um país produz de energia. Neste aspecto, não são contabilizadas as transformações secundárias e nem as importações energéticas (EIA, 2013a).

5.1.1. Caracterização da matriz energética do Brasil

5.1.1.1. Oferta interna de energia no Brasil

A matriz energética brasileira, em relação a outros países, tem se mantido com elevados níveis de energia renovável. Em 2013, a OIE do Brasil foi de 296,2 milhões de tep, ou seja, o equivalente a 2,1% da oferta mundial, com 41% desta energia oriunda de fontes renováveis, como mostra a Figura 9 (BRASIL, 2014b).

Figura 9. Oferta interna de energia primária do Brasil, em 2013.

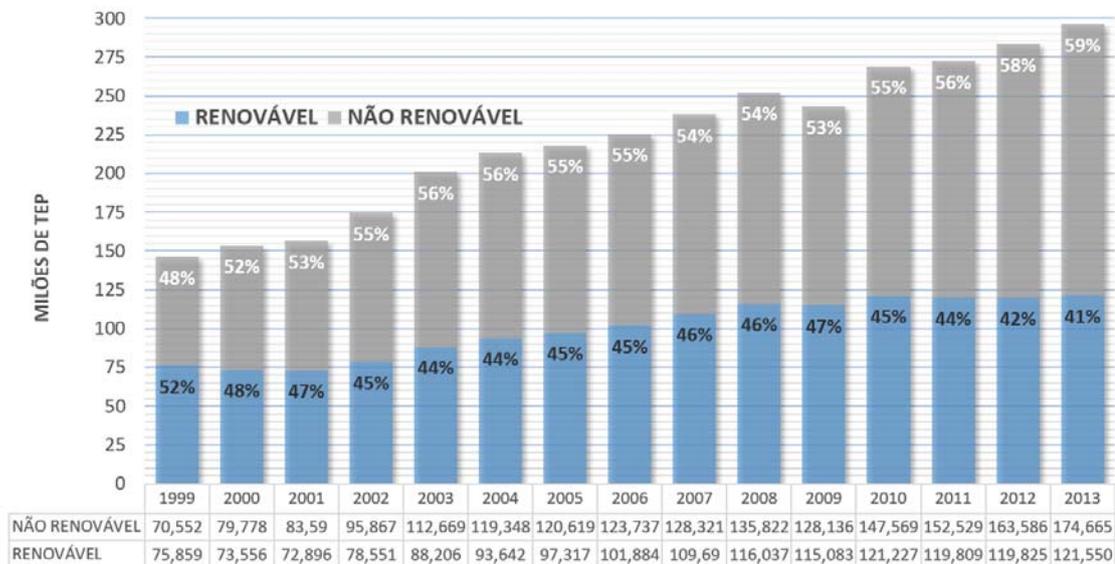


Fonte: Elaborado com base em BRASIL (2013b); BRASIL (2014a); BRASIL (2014b).

A matriz energética nacional comparada a de outros países demonstra maior sustentabilidade ou, em outras palavras, maior segurança energética, porém

caracteriza-se como fato apenas momentâneo, pois está evoluindo na contramão do objetivo mundial, que é reduzir o consumo energético oriundo de fontes não renováveis (Figura 10).

Figura 10. Evolução da produção interna de energia a partir de fontes renováveis e não renováveis no Brasil, no período de 1999 a 2013.

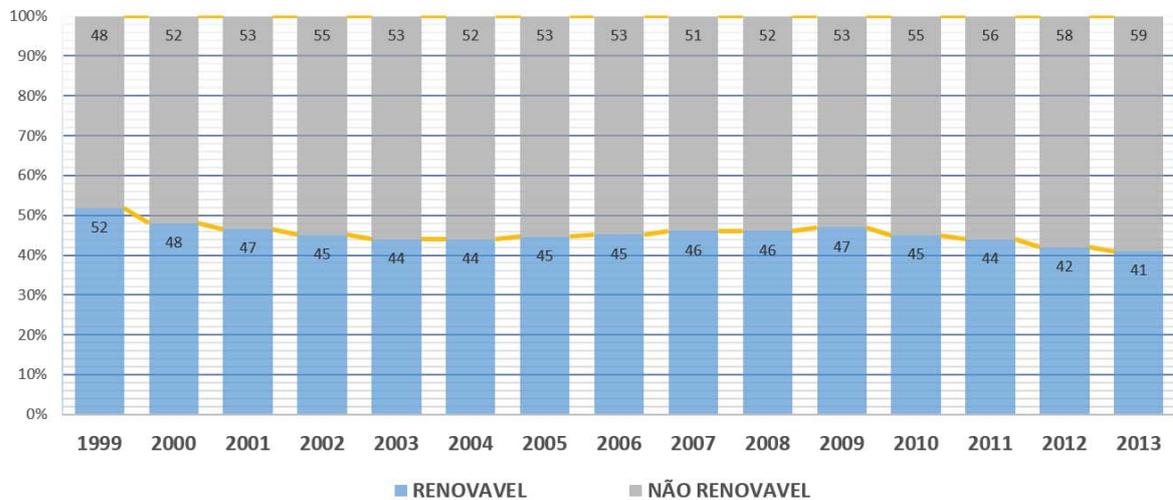


Fonte: Elaborado com base em BRASIL (2009a); BRASIL (2009b); BRASIL (2010); BRASIL (2011); BRASIL (2012); BRASIL (2013a); BRASIL (2014a); BRASIL (2014b).

Em 1970, um dos primeiros levantamentos da produção energética brasileira, apontava que mais de 60% da OIE era oriunda de fontes energéticas renováveis (BRASIL, 2014a). Contudo, o ano de 1999 foi o último ano em que o percentual de energia gerada por fontes renováveis superou o de energia procedente de fontes não renováveis, como mostra a Figura 10 (BRASIL, 2009a).

Além disso, a taxa de crescimento total da OIE brasileira, de 2012 para 2013, foi de 4,52%, sendo que a OIE oriunda de fontes não renováveis cresceu 6,77% e a oferta de energia gerada por fontes renováveis cresceu apenas 1,44% (Figura 11). Essa constatação do aumento global da OIE equivale a mais que o dobro da estimada pela projeção do IEO (2013) para o crescimento da produção energética no Brasil, entre os anos de 2010 e 2040, como visto anteriormente no capítulo Panorama Energético no Brasil. De outra forma, o Brasil, em menos de cinco anos, mais que dobrou a taxa esperada de crescimento do consumo energético e, para suprir essa necessidade de energia, está investindo em fontes não renováveis, prejudicando a sustentabilidade da matriz energética nacional e contrariando o consenso mundial da busca por fontes renováveis de energia.

Figura 11. Evolução dos percentuais de oferta interna de energia a partir de fontes renováveis e não renováveis no Brasil, no período de 1999 a 2013.



Fonte: Elaborado com base em BRASIL (2009a); BRASIL (2009b); BRASIL (2010); BRASIL (2011); BRASIL (2012); BRASIL (2013a); BRASIL (2014a); BRASIL (2014b).

Em adição, o Brasil vem elevando a dependência externa de energia. De 2012 para 2013, essa dependência cresceu mais que 43%, resultado que impacta com maiores importações de derivados de petróleo. Assim, a dependência externa de energia, que era de 30 milhões de tep, em 2012, cresceu para 43,5 milhões de tep, em 2013. Esse valor elevou a dependência brasileira de energia importada de 10,6%, em 2012, para 14,3%, em 2013. Nesse contexto, o déficit brasileiro de petróleo e derivados, cresceu de 8,9%, em 2012, para 13,8%, em 2013, com importação líquida de 339 mil bep/dia (barris equivalentes de petróleo por dia), superando a taxa já elevada de 128 mil bep/dia, em 2012. Em relação ao carvão mineral, o déficit é ainda mais crítico, atingindo 71,1%, como pode ser observado no Quadro 7 (BRASIL, 2014b).

O aumento da dependência energética externa, principalmente em relação ao petróleo, prejudica o poder do Estado em suas relações internacionais, além de reduzir a segurança energética, por tornar o país mais vulnerável a crises mundiais, envolvendo tarifas de energia (DHENIN, 2009).

Quadro 7. Dependência externa de energia vivenciada pelo Brasil em 2013.

FONTE	VALOR	PERCENTAGEM
Petróleo	339 mil barris equivalentes de petróleo/dia	13,8
Carvão mineral	19.937 mil t	71,1
Eletricidade	39.867 GWh	6,5
TOTAL	43.151 mil toneladas equivalentes de petróleo	14,3

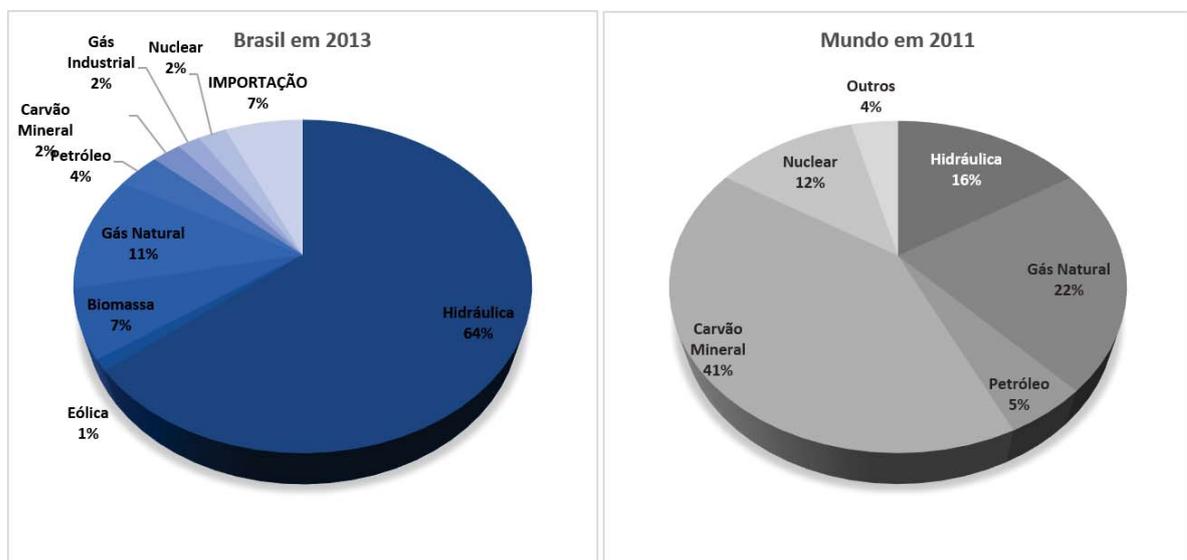
Fonte: BRASIL (2014a).

5.1.1.2. Oferta interna de energia elétrica no Brasil

A OIEE brasileira, em 2013, se comportou de forma similar à OIE nacional, crescendo de 593,2 TWh, em 2012, para 610,4 TWh, em 2013 (Figura 12), o que corresponde a um aumento de 2,9% em relação ao ano anterior, prevalecendo o crescimento de energia gerada por fontes não renováveis. A oferta de energia elétrica, proveniente de usinas termelétricas operadas com carvão mineral e gás natural, cresceu 75,7% e 47,6%, respectivamente, entre os anos 2012 e 2013. As únicas duas fontes geradoras de energia à base de fontes renováveis que tiveram crescimento foram a eólica e as termelétricas operadas à base de biomassa, com 30,3% e 14,7%, respectivamente. Contudo, a principal fonte responsável pela sustentabilidade da matriz energética brasileira, a hidroeletricidade, teve um declínio de 5,9%. Com relação à importação de energia elétrica de países vizinhos, a demanda brasileira caiu, porém em apenas 1% (BRASIL, 2014b).

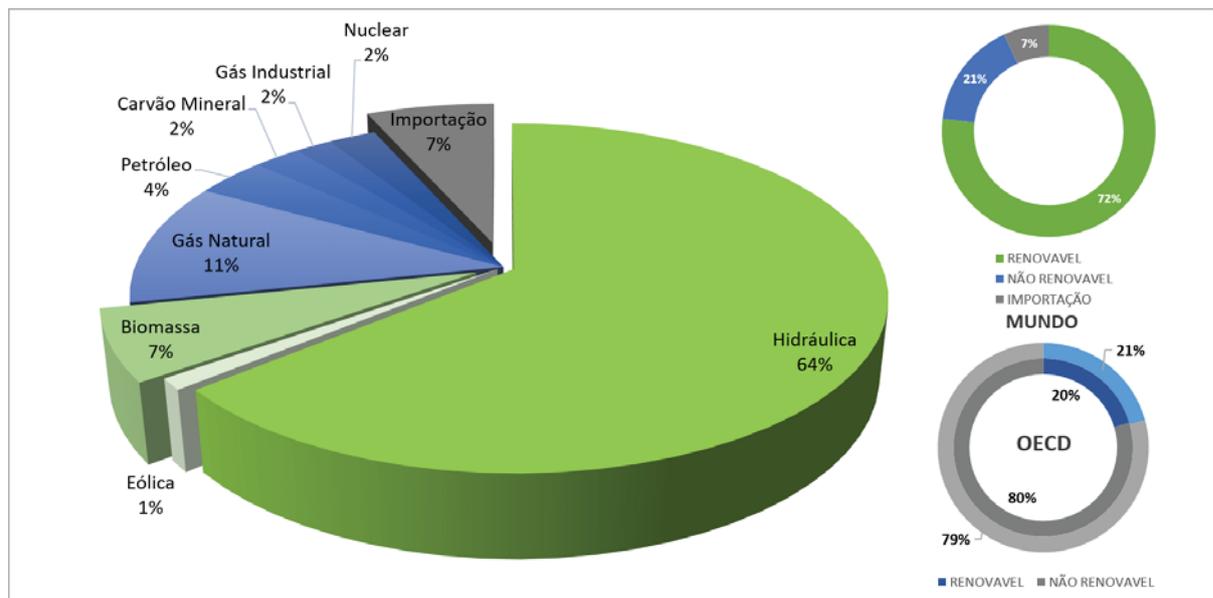
Apesar desse caminho inverso e preocupante que o Brasil tem seguido, a matriz elétrica nacional, constituída por fontes renováveis de energia, é ainda muito superior à mundial e a dos países da OECD (figuras 12 e 13), porém sem inferir tranquilidade e conforto à questão de segurança energética brasileira. O Brasil ainda detém inúmeros problemas a serem solucionados no setor de defesa e de segurança energética, seja no abastecimento, seja na distribuição de energia elétrica.

Figura 12. Estrutura de oferta interna de energia elétrica no Brasil, em 2013, e no mundo, em 2011.



Fonte: Elaborado com base em BRASIL (2011); BRASIL (2014a) e CAPELETTO (2014).

Figura 13. Oferta interna de energia elétrica - OIEE no Brasil e comparação entre a oferta mundial e a dos países integrantes da Organization for Economic Co-operation and Development - OECD, em 2013.



Fonte: Elaborado com base em BRASIL (2013b); BRASIL (2014a); BRASIL (2014b).

5.1.1.3. Oferta interna de derivados de petróleo no Brasil

Foram produzidos no Brasil, em 2013, dois milhões de barris de petróleo por dia. O consumo final de derivados energéticos do petróleo chegou a 2,4 milhões bbl/d (Quadro 8). Desse total, a maior parcela foi o consumo de óleo diesel rodoviário com 1.007,8 mil bbl/d, mais de 40% do total, e a segunda maior parcela foi a de gasolina veicular com 721.700 bbl/d, aproximadamente 30% do todo (CAPELETTO, 2014). Como visto anteriormente, o consumo de petróleo foi maior que a produção nacional resultando na necessidade de mais importações.

Quadro 8. Produção, Importação Líquida, Consumo, Reservas e Capacidade Instalada em 2013.

Produção, Importação Líquida, Consumo, Reservas e Capacidade instalada em 2013	Barril de petróleo/dia	Barril de petróleo
Produção petróleo	2,0 milhões	
Produção de derivados	2,1 milhões	
Consumo de derivados	2,4 milhões	
Consumo de gasolina veicular	712,7 mil	
Consumo de óleo diesel rodoviário	1007,8 mil	
Consumo de óleo combustível	86 mil	
Consumo de GLP residencial	228,8 mil	
Capacidade instalada nominal de refino (em dezembro de 2012)	2,106 milhões	
Reservas provadas de petróleo		14,719 bilhões

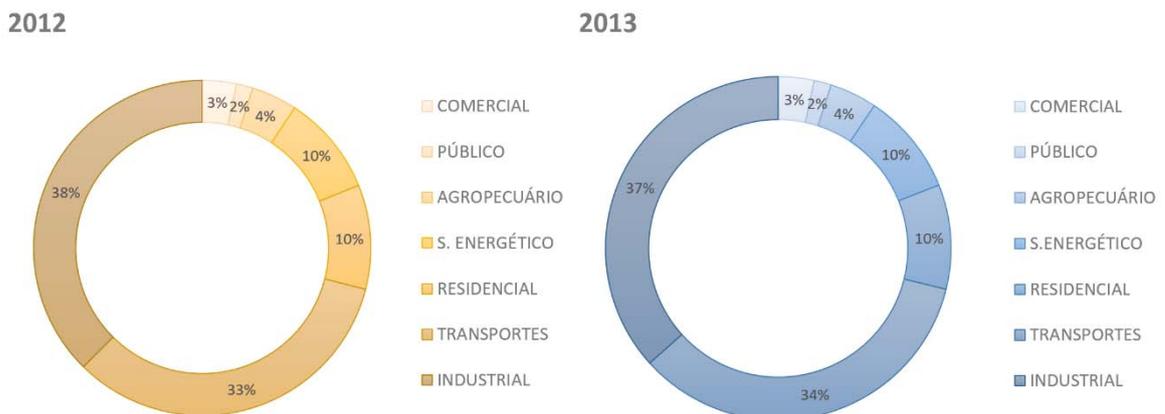
Fonte: CAPELETTO (2014).

5.1.1.4. Consumo final de energia no Brasil

Na composição setorial do Consumo Final de Energia (CFE), como observado na Figura 13, denota-se que o setor industrial e o setor de transporte são os maiores consumidores de energia no Brasil, somando mais de 70% do consumo energético nacional (BRASIL, 2014b). Portanto, pode-se concluir que grande parte do consumo energético no Brasil ocorre ao longo do horário comercial ou contrário do que acontece no setor residencial, onde o pico da demanda energética acontece nas primeiras horas da manhã e à noite, ou seja, não são coincidentes.

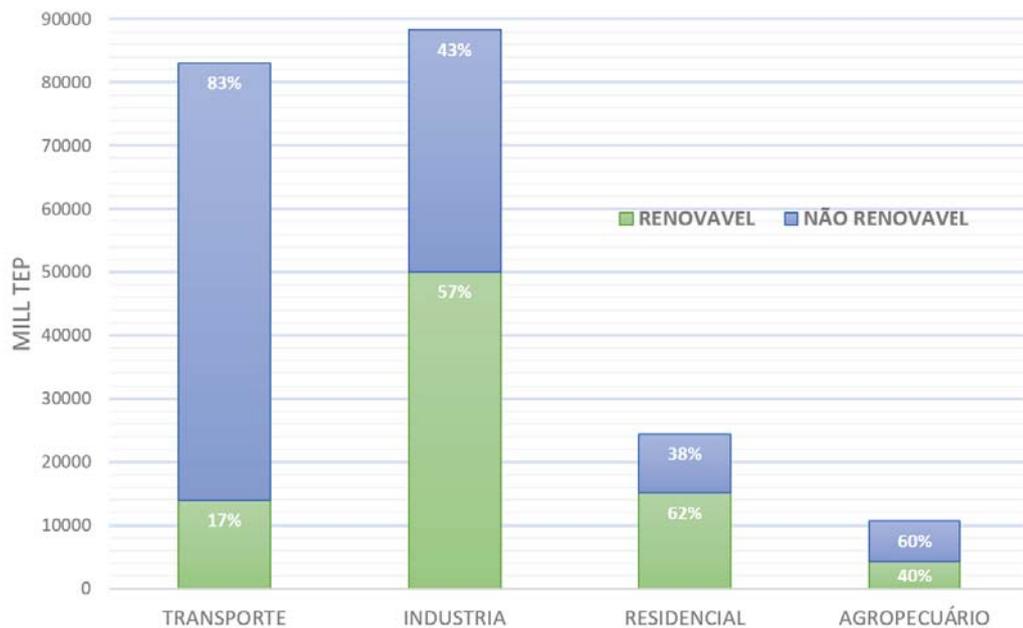
Na análise isolada do CFE dos setores (figuras 14 e 15) constata-se que o setor de transporte é o grande responsável pelo consumo de energia proveniente de fontes não renováveis, principalmente do petróleo, tornando-se o setor com maior responsabilidade pelo aumento do percentual de derivados de petróleo importados pelo Brasil e, conseqüentemente pelo aumento do consumo de fontes não renováveis na matriz energética nacional.

Figura 14. Consumo final de energia por setor no Brasil, em 2012 e 2013.



Fonte: Elaborado com base em BRASIL (2014a) e BRASIL (2013a).

Figura 15. Consumo final de energia, por setores selecionados no ano de 2013.



Fonte: Elaborado com base em BRASIL (2014a); BRASIL (2014b).

5.1.2. Caracterização da matriz energética do Rio Grande do Sul

5.1.2.1. Oferta Interna de energia no Rio Grande do Sul

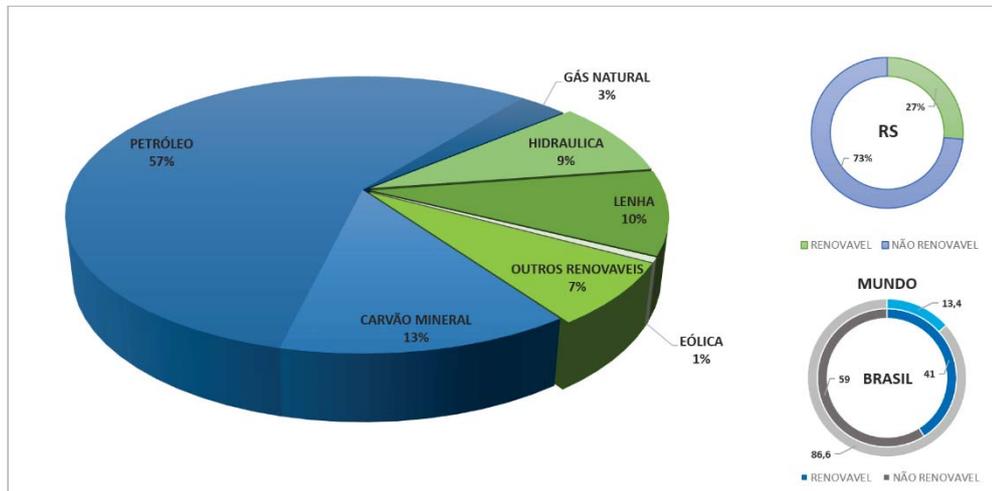
A matriz energética do Rio Grande do Sul, relativamente à brasileira, possui elevados níveis de energia não renovável. Em 2013, o Rio Grande do Sul encerrou o ano com um montante de 19,623 milhões de tep em sua OIE, o equivalente a 6,6% da OIE brasileira, e apenas 26% desta energia oriunda de fontes renováveis, como mostra a Figura 16 (BRASIL, 2014b e CAPELETTO, 2014).

O percentual de fontes não renováveis na OIE estadual é de 74%, e a principal razão dessa elevada taxa é o consumo de derivados de petróleo, mesmo o Estado não tendo nenhuma fonte de extração e apenas duas refinarias, a Refinaria Alberto Pasqualini, em Canoas, e na Refinaria Riograndense, em Rio Grande. No Quadro 9, é apresentada a capacidade de refino das duas refinarias no Estado e a capacidade total de refino do País, onde se pode observar que a capacidade total de refino no Rio Grande do Sul é 10,37% da capacidade nominal de refino do País.

No Quadro 10, são apresentados o volume de carga processada nas refinarias do Rio Grande do Sul, a origem do petróleo e a comparação com o volume total nacional. Observa-se que o volume total de petróleo processado no Estado vem aumentando a cada ano. Esse aumento, em 2012, foi de 8,97% do processado em

âmbito nacional, enquanto que, em 2011, esse percentual foi de 8,85%. Também é importante enfatizar que 37% do petróleo processado no Estado são provenientes de outros países.

Figura 16. Oferta interna de energia primária no Rio Grande do Sul no ano de 2013 e comparação entre a oferta brasileira no ano 2013 e a mundial no ano de 2012.



Fonte: Elaborado com base em BRASIL (2013b); BRASIL (2014a); BRASIL (2014b) e CAPELETTO (2014).

Quadro 9. Capacidade das Refinarias de Petróleo do RS, em 2012, expresso em metros cúbicos por dia.

REFINARIA	Município	Capacidade Nominal
Refinaria Alberto Pasqualini	Canoas	201.274
Riograndense	Rio Grande	17.014
Total Rio Grande do Sul		218.288
Total Brasil		2.105.795

Fonte: CAPELETTO (2014).

Quadro 10. Volume de carga processada por origem (nacional e importada) nas refinarias do Rio Grande do Sul, em 2012, expresso em barris por dia.

REFINARIA	Petróleo Nacional	Petróleo Importado	Total Geral
Refinaria Alberto Pasqualini	88.477	63.340	156.728
Riograndense	14.606	452	16.058
Total Rio Grande do Sul	104.083	65.792	172.786
Total Brasil	1.537.632	359.011	1.926.718

Fonte: CAPELETTO (2014).

5.1.2.2. Oferta interna de energia elétrica no Rio Grande do Sul

O setor elétrico do Rio Grande do Sul apresenta complexidade maior do que a maioria dos estados brasileiros, já que dispõe de um número elevado de agentes, especialmente na área de distribuição de energia elétrica. Antes de examinar alguns aspectos gerais do sistema de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no Rio Grande do Sul, é importante considerar alguns aspectos essenciais:

a) o Rio Grande do Sul, sendo geograficamente o estado mais meridional do País, fica na extremidade do sistema interligado nacional;

b) o sistema elétrico do País está praticamente todo interligado pelo Sistema Interligado Nacional - SIN, especialmente nas regiões sul-sudeste e nordeste. Assim, se requer atenção ao analisar o sistema elétrico do Rio Grande do Sul de maneira isolada, em outras palavras, é possível que a energia elétrica consumida no Estado tenha sido gerada no Paraná ou a energia consumida no Paraná pode ter sido gerada em São Paulo ou no próprio Rio Grande do Sul, tornando a localização das usinas, dependendo do caso, irrelevante;

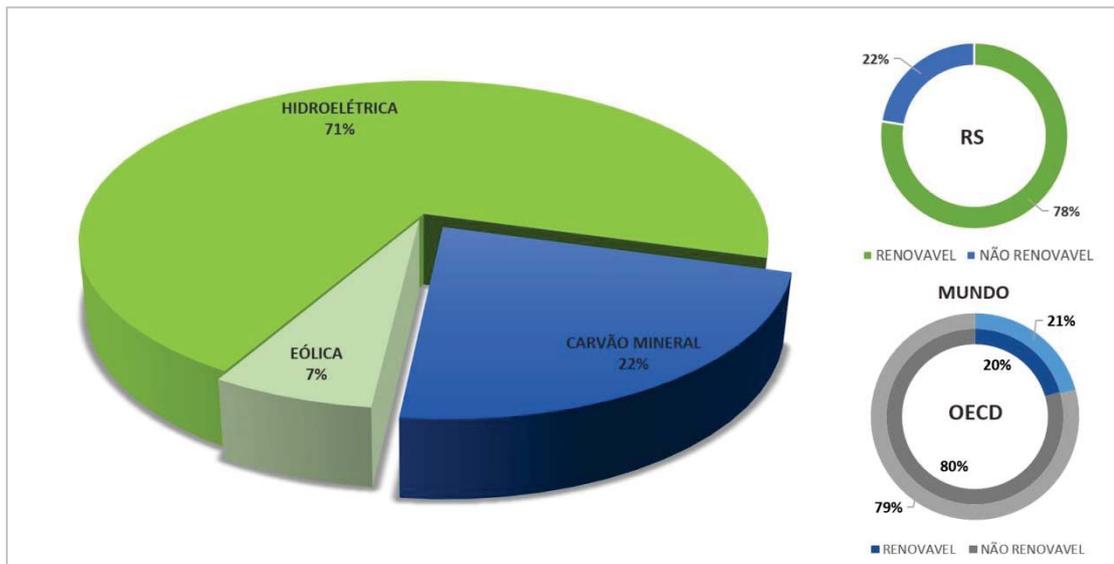
c) quanto mais usinas estiverem disponíveis geograficamente ao longo do sistema elétrico nacional e maior a diversidade da produção de energia, melhor será para a confiabilidade e robustez deste sistema; e

d) mesmo dispondo de um sistema interligado robusto, os consumidores podem eventualmente não disporem de bons serviços de energia elétrica se o sistema de distribuição não operar adequadamente. A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL e a Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul - AGERGS são os órgãos reguladores e responsáveis pela garantia do serviço público prestado pelas concessionárias de energia elétrica.

A OIEE no Rio Grande do Sul, em 2013, se comportou de forma inversa à OIE estadual, pois 77,5% de sua matriz energética foi proveniente de fontes renováveis (Figura 17), índice quase quatro vezes superior ao mundial e ao de países da OECD, índice igual ao nacional, porém peca na diversidade de produção, tendo somente quatro fontes diferentes e uma delas não chega a 0,00008% por cento do montante total, como é possível se observar no Quadro 11 (CAPELETTO, 2014).

Em 2013, a OIEE estadual também cresceu em relação a 2012, quando apresentava 26,933 TWh, passando para 27,935 TWh, o que corresponde ao aumento de 3,7% em relação ao ano anterior, levando o Rio Grande do Sul da nona posição, em 2012, para a sétima entre os estados com maior produção energética (Figura 18). A principal responsável por esse aumento foi a energia eólica, contribuindo no crescimento da energia gerada por fontes renováveis (CAPELETTO, 2014).

Figura 17. Oferta interna de energia elétrica no Rio Grande do Sul, no ano de 2013, e comparação entre a oferta brasileira e a mundial.



Fonte: Elaborado com base em BRASIL (2014a); BRASIL (2014b) e CAPELETTO (2014).

Quadro 11. Potência instalada no Rio Grande do Sul em 2013, por tipo

TIPO	POTÊNCIA KW	%
Usinas Hidrelétrica	6.534.295	71,0
Usinas Termelétrica	2.067.083	22,5
Usinas Eolielétrica	598.000	6,5
Usinas Fotovoltaica	7	0,000076
TOTAL	9.199.385	100

Fonte: CAPELETTO (2014).

No final de 2013, no RS foram contabilizados 176 empreendimentos de geração de eletricidade, totalizando uma potência instalada de 9.199.385 kW. Desse total instalado, 66,48% correspondem a 17 UHE², totalizando 5.949.825 kW, 22,47% correspondem a 75 UTE³, somando 2.067.083 kW; 6,50% correspondem a 21 EOL⁴, somando 598.000 kW. As demais usinas hidrelétricas, as PCH⁵ e CGH⁶ somadas as UFV⁷, são de pequeno porte e representam o restante da potência instalada no estado como pode ser observado no Quadro 12 (CAPELETTO, 2014).

² UHE – Usina Hidrelétrica de Energia - É toda usina hidrelétrica cuja capacidade instalada seja superior a 30 MW (trinta megawatts), que possua reservatório maior que 3 Km² (300 ha) ou assim definidas pela ANEEL.

³ UTE - Usina Termelétrica.

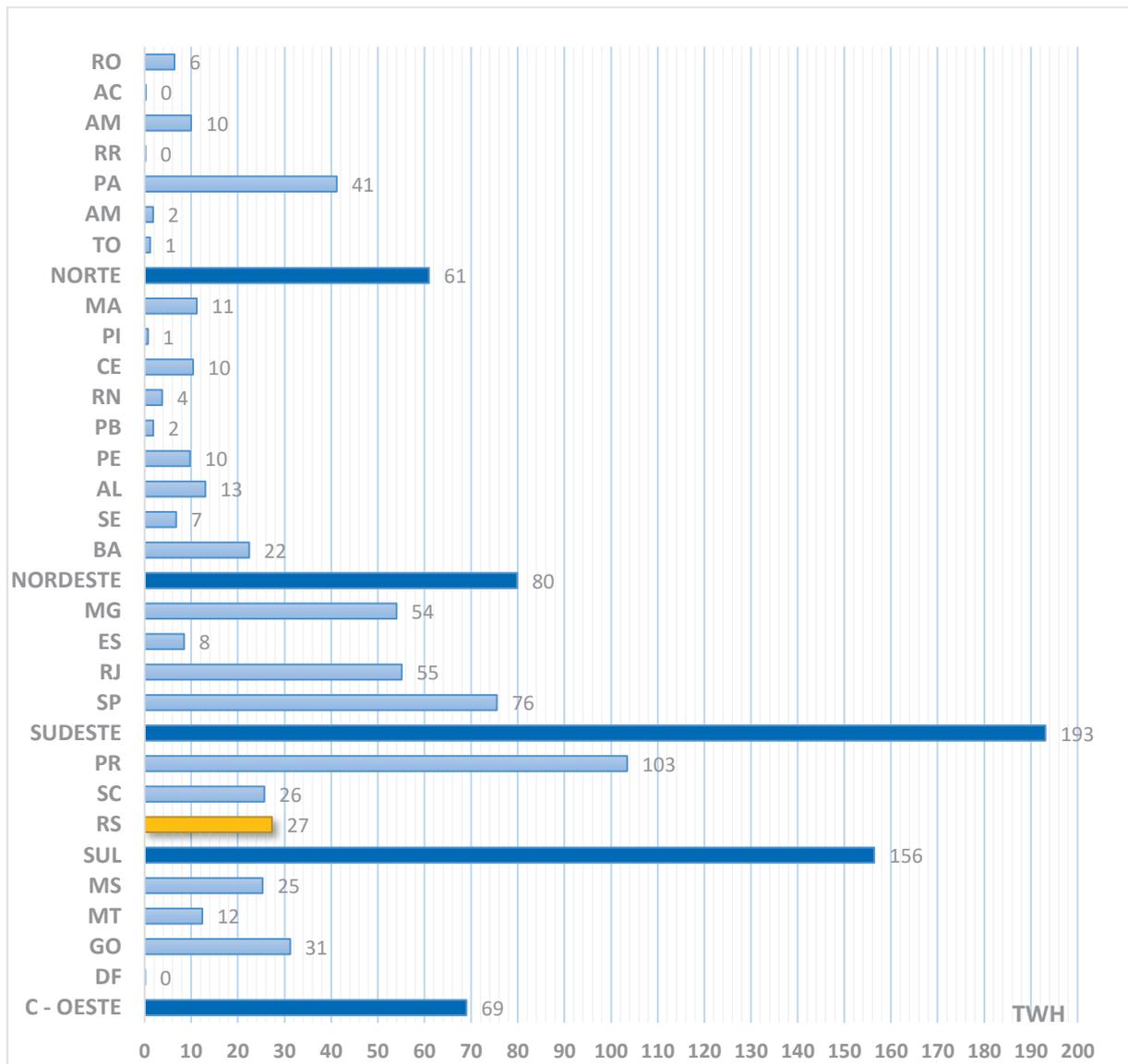
⁴ EOL - Usinas Eólicas.

⁵ PCH - Pequena central hidrelétrica - é uma usina de pequeno porte com capacidade instalada maior do que 3 MW e no máximo 30 MW ou assim definidas pela ANEEL.

⁶ CGH – Centra Geradora Hidrelétrica

⁷ UFV – Central Geradora Solar Fotovoltaica.

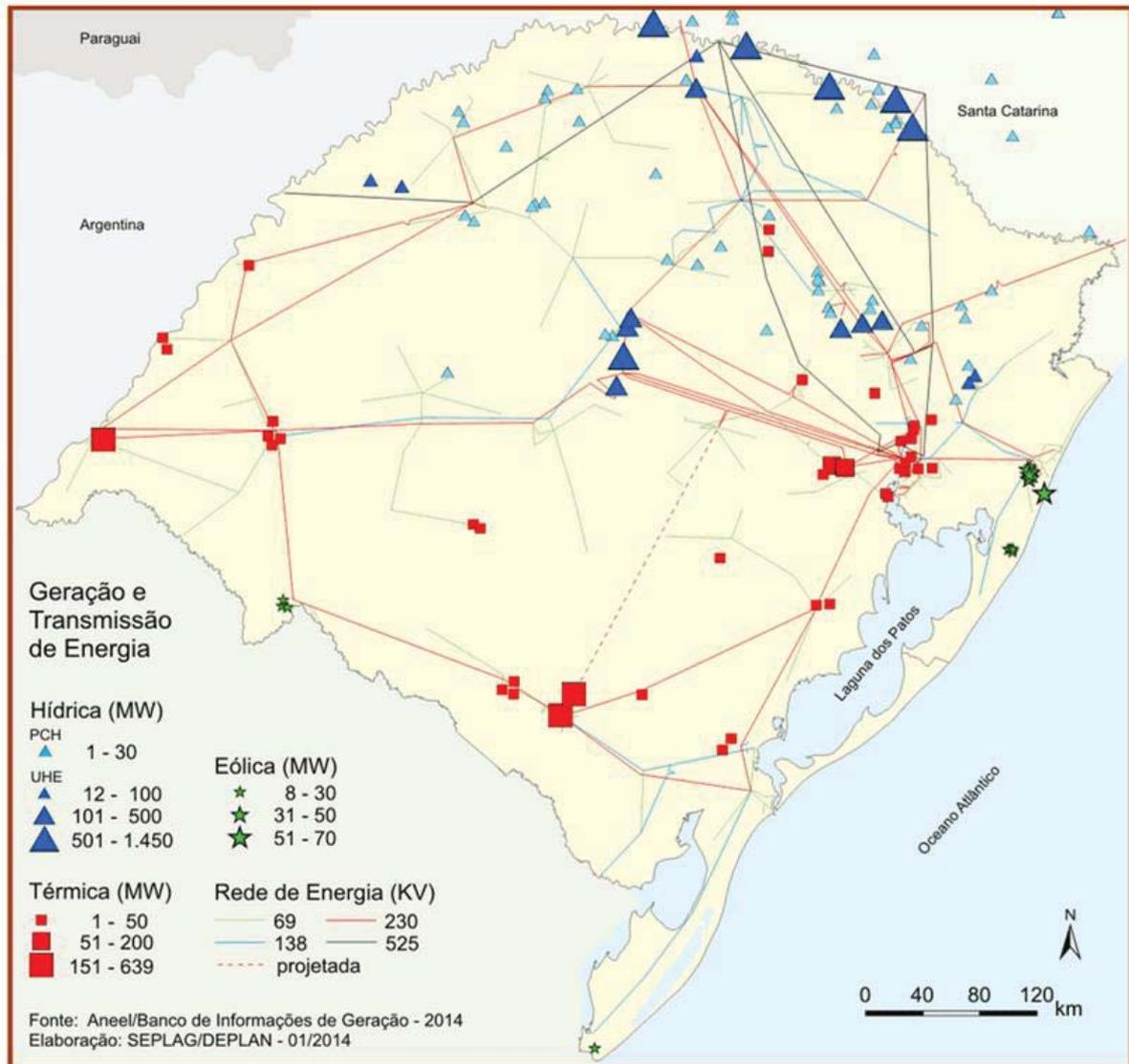
Figura 18. Produção de energia elétrica por estado e região, no ano de 2013.



Fonte: Elaborado com base em CAPELETTO (2014).

A localização das usinas no estado do Rio Grande do Sul (Figura 19) segue uma organização que decorre da disponibilidade dos recursos energéticos no território. O norte do Estado detém uma rica bacia hidrográfica com rios de maior potencial gerador de energia hídrica em comparação à região sul do Estado, que por sua vez apresenta as maiores minas de carvão mineral do país, fatos que caracterizam a distinta localização das usinas: ao norte usinas hidrelétricas e ao sul termelétricas. Já as usinas eólicas estão localizadas no litoral e na Região Fisiográfica Pampa (fronteira com o Uruguai), por possuírem terreno pouco acidentado o que ocasiona maior aceleração dos ventos, proporcionando potência adequada à geração energética.

Figura 19. Localização das usinas elétricas e suas linhas de transmissão no estado do Rio Grande do Sul, em 2014.



Fonte: CARGNIN et al. (2014)

A energia elétrica no Rio Grande do Sul é distribuída por oito concessionárias e 15 cooperativas de eletrificação rural. As três maiores concessionárias são: CEEE-D (Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica), AES Sul (Distribuidora Gaúcha de Energia Elétrica) e RGE (Rio Grande Energia). Cada uma possui mais de um milhão de unidades consumidoras. As outras cinco são de pequeno porte: Demei (Departamento Municipal de Energia de Ijuí), Eletrocar (Centrais Elétricas de Carazinho S.A.), Hidropan (Hidrelétrica Panambi), Nova Palma Energia e Mux Energia. Já as 15 cooperativas de eletrificação rural são: Celetro, Cerfox, Ceriluz, Cermissões, Certaja, Certel, Certhil, Cervale, Cooperluz, Coopernorte, Coopersul, Coprel, Cosel, Creluz e Crereal. Na Figura 20, é possível observar as áreas de

concessão das três maiores concessionárias de distribuição de energia e a localização das cinco de pequeno porte (CAPELETTO, 2014).

Quadro 12. Total de Usinas em Operação, no Rio Grande do Sul em 2013.

TIPO	Nº Usinas	POTÊNCIA KW	%
CGH - Central Geradora Hidrelétrica	47	31.037	0,34
PCH - Pequena Central Hidrelétrica	48	553.433	6,02
UHE - Usina Hidrelétrica de Energia	17	5.949.825	64,68
UTE - Usina Termelétrica de Energia	75	2.067.083	22,47
EOL - Central Geradora Eolielétrica	21	598.000	6,05
UFV - Central Geradora Solar Fotovoltaica	5	7	0,00
TOTAL	213	9.199.385	100

Fonte: Elaborado com base em ANEEL apud CAPELETTO (2014).

A participação no mercado de distribuição de energia elétrica das três maiores concessionárias, no ano de 2013, está apresentada no Quadro 13. A maior parte da energia distribuída aos consumidores, tanto pelas cooperativas como pelas cinco concessionárias de pequeno porte, é fornecida pelas três maiores concessionárias, CEEE-D, AES Sul e RGE (CAPELETTO, 2014).

Quadro 13. Participação das Grandes Concessionárias no Mercado de Distribuição de Energia Elétrica no Rio Grande do Sul, em 2013.

TIPO	UNIDADES CONSUMIDORAS	POTÊNCIA MWh	%
CEEE-D	1.573.245	8.292.283	31,28
AES Sul	1.270.332	8.234.421	31,06
RGE	1.352.758	8.156.445	30,77
Total de Grandes Concessionárias	4.196.335	24.683.149	93,11
Total Rio Grande do Sul	4.557.729	26.509.036	100,00

Fonte: CAPELETTO (2014).

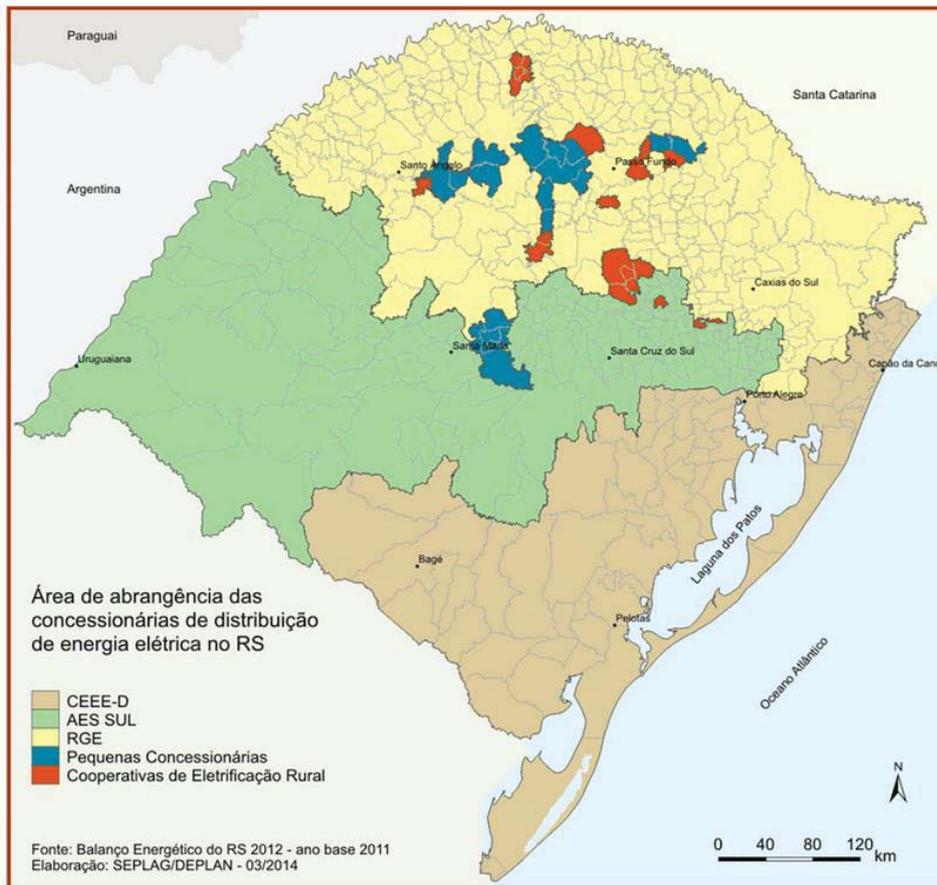
Em 2013, o consumo final (consumo total) de eletricidade no Rio Grande do Sul foi 27.935.654 MWh, ou seja, de 2.402 mil tep. Esse valor também representou 13,10% do consumo final energético no Estado. Em relação a 2012, houve um crescimento no consumo de 3,72% (CAPELETTO, 2014).

A evolução do consumo final de eletricidade no Rio Grande do Sul, no período de 2007 a 2013, e a projeção de crescimento até 2040 são apresentadas na Figura 21. Para os anos de 2015, 2020, 2025, 2030, 2035 e 2040 foram estabelecidas projeções com base nas seguintes hipóteses (CAPELETTO, 2014):

a) o Rio Grande do Sul terá a mesma taxa de crescimento no consumo final de energia de 2,1% ao ano, previsto para o Brasil no IEO 2013 (período 2010-2040); e

b) o Rio Grande do Sul terá uma taxa de crescimento no consumo final de energia de 4% ao ano, considerando um cenário otimista, conforme taxa de projeção a partir dos valores apurados de 2005 a 2013.

Figura 20. Áreas de abrangência das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Rio Grande do Sul, em 2014.



Fonte: CARGNIN et al. (2014)

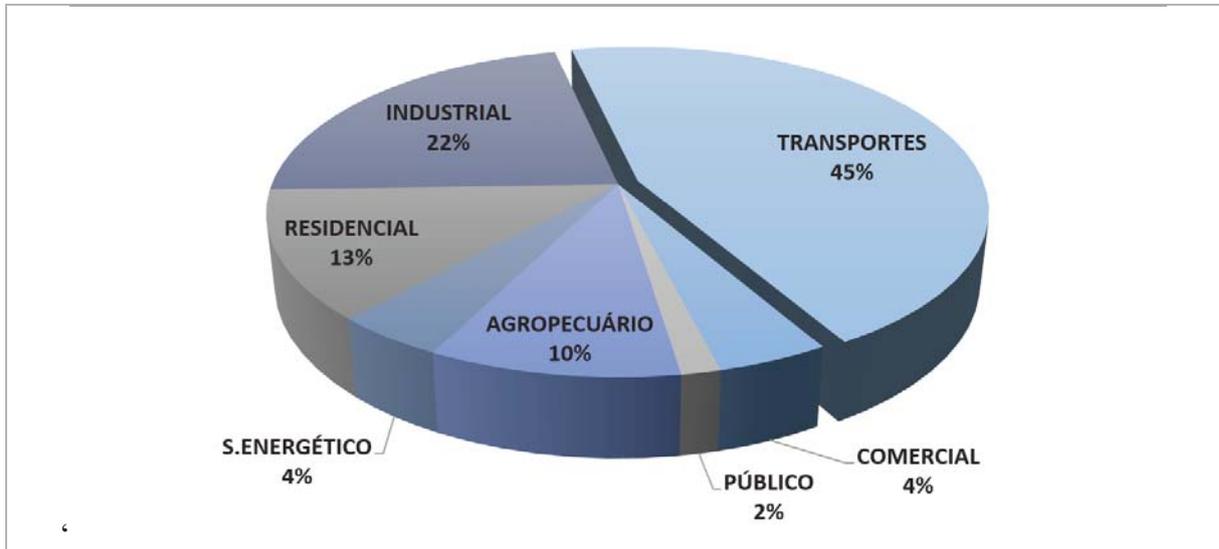
5.1.2.2.1. Energia Hidrelétrica

A energia hidráulica considerada na OIEE do Rio Grande do Sul é toda a energia elétrica gerada, anualmente, em hidrelétricas situadas no território estadual. Porém, como o sistema brasileiro é interligado, a energia gerada nas usinas de fronteira como Itá, Machadinho, Foz do Chapecó e Barra Grande é dividida por dois, metade somada à OIEE do Rio Grande do Sul e a outra metade somada à OIEE de Santa Catarina (CAPELETTO, 2014).

Em 2013, a energia hídrica da OIE do Rio Grande do Sul (Figura 22) atingiu 1.715.000 tep, o equivalente a 19.937.496 MWh, atingindo cerca de 9% da OIE e ficando na quarta posição das fontes primárias, como pode ser observado na Figura

16 já apresentada. Porém, com relação à OIEE a energia hídrica é responsável por 71% da geração de eletricidade no Estado, como visto também anteriormente no Quadro 11 (CAPELETTO, 2014).

Figura 21. Consumo final de energia, por setor, Rio Grande do Sul, em 2013.



Fonte: Elaborado com base em CAPELETTO (2014).

5.1.2.2.2. Energia Termelétrica

A produção de energia por carvão mineral é exclusiva dos estados da Região Sul do País, principalmente os dois estados mais meridionais do Brasil (Figura 23), caracterizando assim grande parte da matriz energética do Rio Grande do Sul e tornando o Estado o maior produtor de energia por essa fonte, qual seja, 10,507 milhões de tep produzidas no ano de 2013, contribuindo negativamente para a sustentabilidade energética do Estado e do País (BRASIL, 2014a).

Mesmo assim, segundo as estimativas da Empresa de Pesquisa Energética - EPE, existe a possibilidade teórica de instalar um parque gerador de termoeletricidade a carvão no Estado, com potência instalada de 28.800 MW (CAPELETTO, 2014).

A energia térmica, não apenas gerada com carvão, é mais cara que a hidrelétrica. No entanto, a diversidade de fontes geradoras de energia é fator crucial para a segurança energética da nação por diversos motivos. Um deles seria a possibilidade de utilização da geração térmica em períodos críticos dos reservatórios das represas das usinas hidrelétricas (DHENIN, 2009).

Figura 22. Evolução do consumo de energia elétrica no Rio Grande do Sul, no período de 2007 a 2013, e projeção de crescimento até 2040.

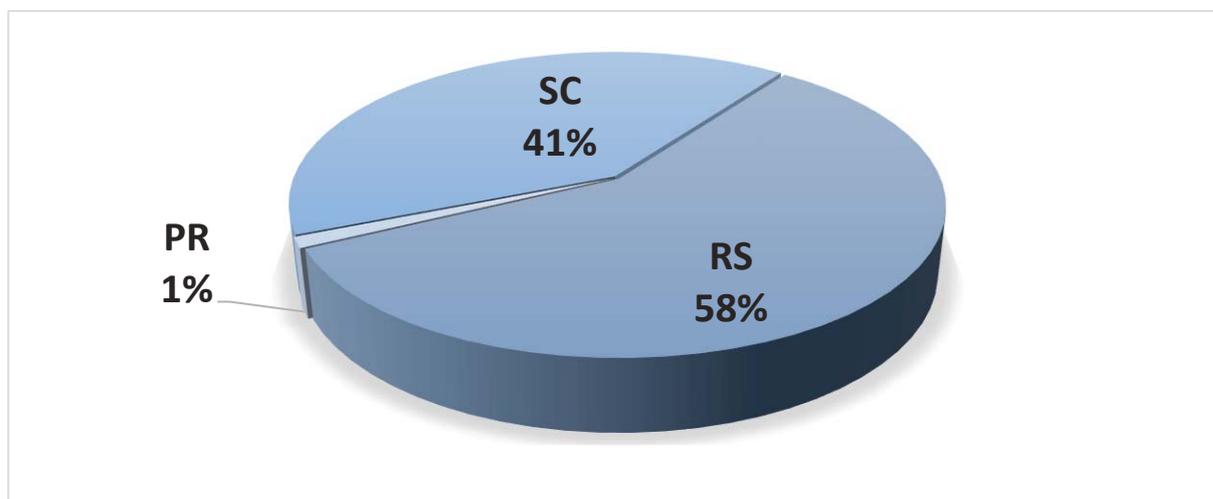


Fonte: Elaborado com base em CAPELETTO (2013); CAPELETTO (2014).

5.1.2.2.3. Energia Eólica

A energia eólica passou a ser realidade no Rio Grande do Sul, a partir da inauguração do Parque Eólico em Osório, em abril de 2006 (Figura 24). O projeto é subdividido em três parques - Osório, Sangradouro e Índios, com 75 aerogeradores, com potência nominal de 2 MW cada. Os três parques formam o maior parque eólico da América Latina em operação, com potência atual instalada de 250 MW (CAPELETTO, 2014). Mais tarde, entraram em operação, o Parque Cidreira I, com potência nominal de 70 MW, o Parque de Palmares do Sul, com potência nominal de 50 MW, o Parque Cerro Chato III, em Santana do Livramento, com potência nominal de 90 MW e o Parque Atlântica, em Palmares do Sul, com potência nominal de 3 MW (Quadro 14).

Figura 23. Produção de Energia por carvão mineral no Brasil no ano de 2013.



Fonte: Elaborado com base em BRASIL (2014a)

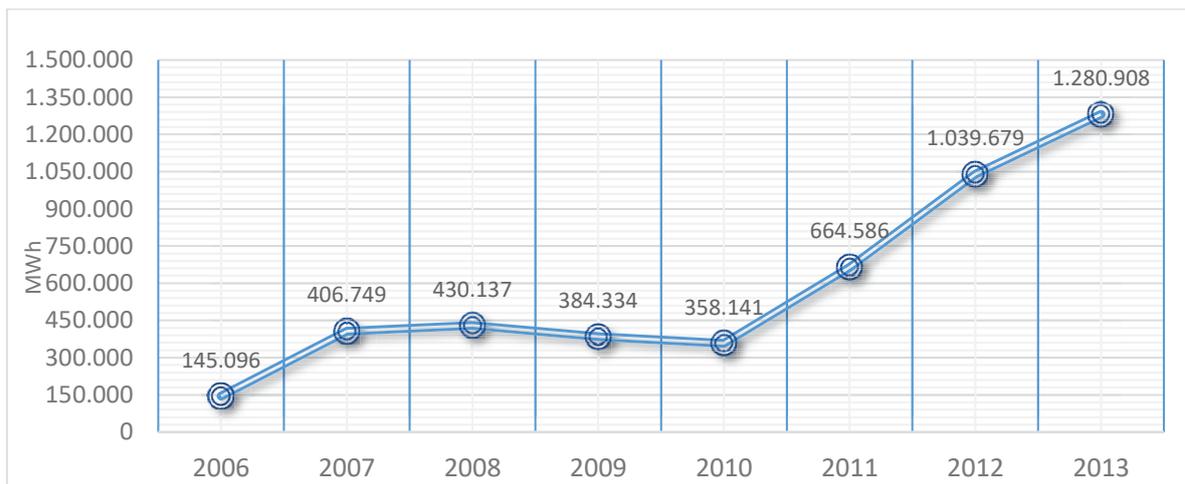
Quadro 14. Parques eólicos em operação no estado do Rio Grande do Sul, em 2013.

PARQUE	POTÊNCIA NOMINAL	%
Osório	250 MW	54,34
Cidreira I	70 MW	15,21
Palmares do Sul	50 MW	10,86
Cerro Chato III	90 MW	19,56
TOTAL	460 MW	100,00

Fonte: CAPELETTO (2014).

O potencial eólico do RS pode ser observado no Quadro 15. Para ventos a 50 m do solo, o potencial eólico é cerca de 34.360 MW, enquanto que para ventos a 75 m o potencial se eleva para 63.970 MW, seja em solo firme, seja sobre a água (CAPELETTO, 2014). O principal entrave para o crescimento dessa fonte energética no Estado é o elevado custo de instalação. Porém, apesar da baixa potência instalada, há um enorme potencial para aerogeração no RS (CAPELETTO, 2014).

Figura 24. Geração de Energia Eólica no RS, no Período de 2006 a 2013



Fonte: Elaborado com base em CAPELETTO (2009); CAPELETTO (2014).

Quadro 15. Potencial Eólico do Rio Grande do Sul para Alturas de 50, 75 e 100 Metros.

Local de Implantação	50 m			70 m		100 m	
	Velocidade do Vento m/s	Potência	Fator de Carga %	Potência	Fator de Carga %	Potência	Fator de Carga %
EM SOLO FIRME (on shore)	7,0 - 7,5	12.290	>29	42.320	>27	82.650	>24
	7,5 - 8,0	2.990	>34	10.120	>32	27.600	>28
	8,0 - 9,0	560	>39	1.990	>37	4.950	>37
TOTAL (off shore)	> 7,0	15.840	>29	54.430	>29	115.200	>24
SOBRE A ÁGUA (off shore)	7,0 - 7,5	9.220	>30	4.610	>28	1.610	>24
	7,5 - 8,0	8.040	>35	10	>33	10.810	>29
	8,0 - 9,0	1.260	>39	4.920	>37	7.320	>35
TOTAL (off shore)	> 7,0	18.520	>30	9.540	>30	19.740	>24
TOTAL GLOBAL	> 7,0	34.360	>30	63.970	>30	134.940	>24

Fonte: CAPELETTO (2014)

5.1.2.2.4. Energia Fotovoltaica

O uso da energia fotovoltaica é pequeno no Rio Grande do Sul em virtude do elevado custo de implantação dos painéis de captação. A capacidade instalada de geração em usinas fotovoltaicas (UFV) no Rio Grande do Sul registradas na ANEEL é de 7,06 kW, num montante de usinas, conforme detalhamento no Quadro 16 (CAPELETTO, 2014).

Com a introdução no mercado de painéis de captação solar com custos reduzidos, os consumidores do Rio Grande do Sul farão um melhor uso dessa fonte energética, considerando que o Estado tem uma média anual de insolação diária em torno de 6 horas, índice superior à média da região norte do Brasil (Figura 25) (CAPELETTO, 2014). No Quadro 17, é apresentada uma estimativa do potencial de produção de energia elétrica no Rio Grande do Sul a partir do sistema fotovoltaico (CAPELETTO, 2014).

Quadro 16. Capacidade Instalada de Geração em Usinas Fotovoltaicas - UFV no Rio Grande do Sul.

Usina	Potência	Destino da energia	Município
ALEX PAULO MOTTIN Proprietário - Alex Paulo Mottin	1 kW	REG-RN482	Lajeado
DANIEL GIOVANI FERRONATO Proprietário - Daniel Giovanni Ferronato	0,5 kW	REG-RN482	Lajeado
FUVANTES Proprietário - FUVANTES	2,3 kW	REG-RN482	Lajeado
GETÚLIO HOFFMANN DE OLIVEIRA Proprietário - Getúlio Hoffmann de Oliveira	2,16 kW	REG-RN482	Sapucaia do Sul
GUEDERSON ANDREI MACIEL Proprietário - Guederson Andrei Maciel	1,1 kW	REG-RN482	Arroio do Meio
TOTAL	7,06 kW		

REG-RN482 - Registro mini micro Geradores RN482/2012
Fonte: CAPELETTO (2014).

Quadro 17. Potencial Fotovoltaico do Rio Grande do Sul.

Região	Radiação Solar Global Diária MJ /m ² / dia	Radiação Solar Global Anual MJ /m ² / ano	Radiação Solar Global Anual kWh /m ² / ano	Produção Anual de Energia Elétrica kWh /m ² / ano	Produção Anual de Energia Elétrica kWh /km ² / ano
Região 01	16	5.840	1.621,77	243,27	6.861.586,88
Região 02	14	5.110	1.419,05	212,86	6.003.888,52
TOTAL	30	5.353	1.486,62	22,999	6.289.787,98

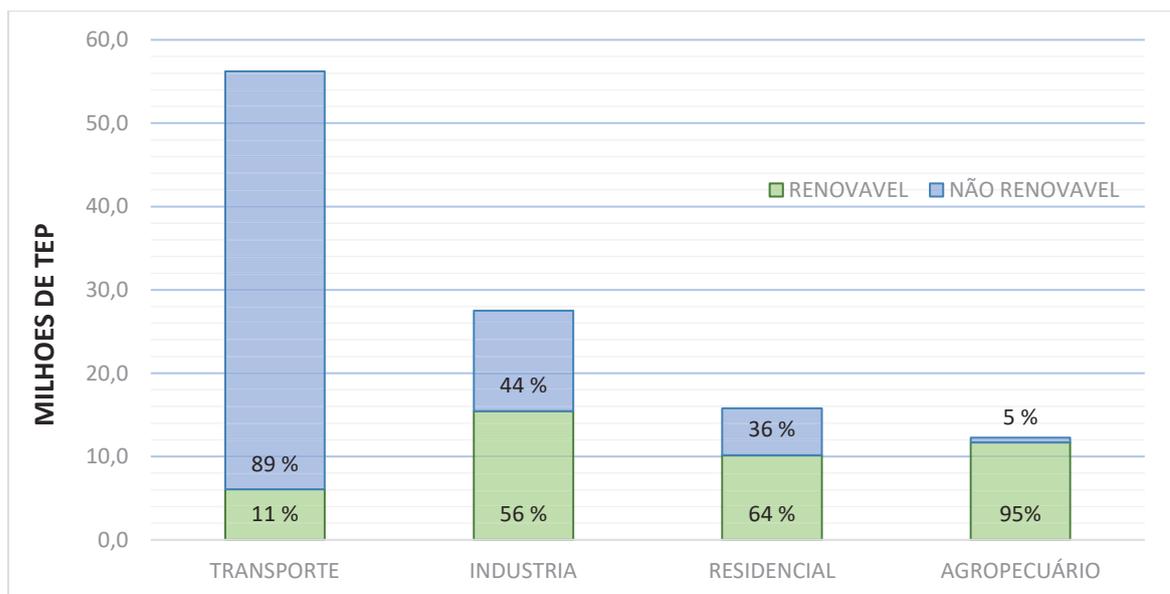
Fonte: CAPELETTO (2014).

5.1.2.3. Consumo final de energia no Rio Grande do Sul

posição em que perfazem 71% do CFE nacional, no CFE do RS o setor de maior consumo é o transporte, totalizando quase metade de todo o consumo energético do Estado. Esta modalidade de dispêndio de energia justifica o elevado consumo de energia não renovável no RS, pois 89% da energia consumida pelos transportes não se renova (Figura 26). Em 2013, 50,4% do total de energia consumida pelos transportes foi óleo diesel, seguido da gasolina com 35,8% e pela soma de biocombustíveis (etanol e biodiesel) com 10,8% do total (CAPELETTO, 2014).

O Rio Grande do Sul, mesmo não possuindo extração petrolífera, é um dos seus maiores consumidores no País, ocupando a quarta posição entre os estados, estando à frente do Rio de Janeiro (Quadro 18), Estado com o maior PIB (produto interno bruto) e maior extrator de petróleo do Brasil (CAPELETTO, 2014).

Figura 26. Consumo final de energia, por setores selecionados, no ano de 2013, no Rio Grande do Sul



Fonte: Elaborado com base em CAPELETTO (2014).

Quadro 18. Vendas de óleo diesel pelas distribuidoras em estados selecionados, no período de 2010 a 2013, expresso em mil metros cúbicos.

ESTADO	2010	2011	2012	2013	% - 2013
São Paulo	11.438	11.902	12.539	13.015	22,25
Minas Gerais	6.446	6.862	7.100	7.359	12,58
Paraná	4.226	4.483	4.758	5.058	8,64
Rio Grande do Sul	3.058	3.232	3.334	3.560	6,08
Rio de Janeiro	2.681	2.911	3.013	2.994	5,11
TOTAL BRASIL	49.239	52.264	55.900	58.492	100,00

Fonte: Elaborado com base em CAPELETTO (2014).

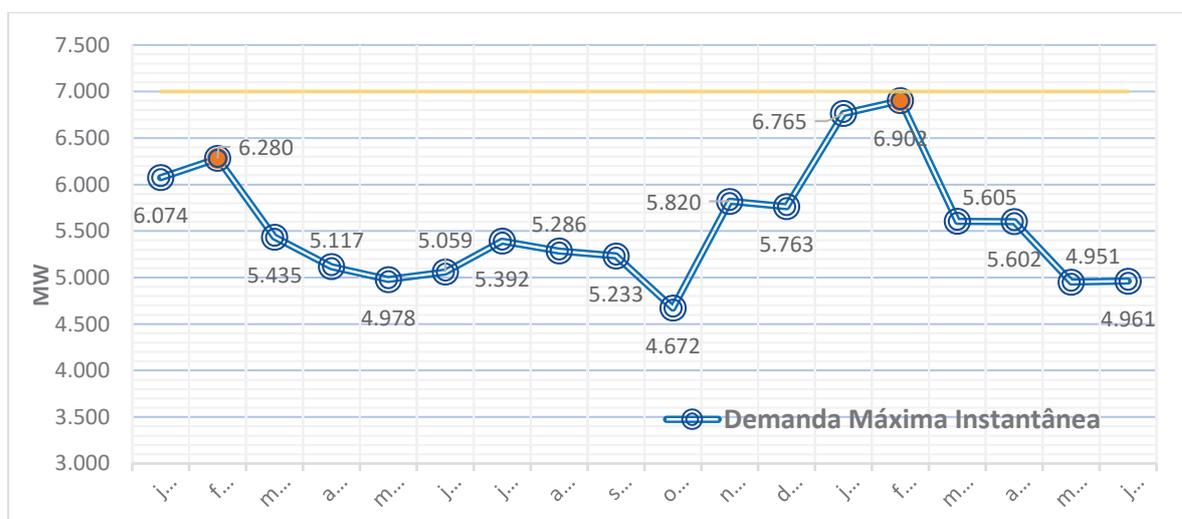
A segunda maior parcela do CFE do RS, a indústria, em 2013 teve 44% de consumo de energia gerada por fontes não renováveis, não sendo tão crítico como o

setor de transportes, porém ainda preocupante. A eletricidade foi a fonte dominante do setor, com 29,25%, atingindo a 804.000 tep. Na segunda posição, surge o carvão usado na geração de vapor, com 20,99%, totalizando 577.000 tep; na terceira posição “algumas fontes primárias” (energia eólica e biomassa), com 20,92%, totalizando 575.000 tep. Na quarta posição, a lenha, com 12,51%, atingindo 344.000 tep. Na quinta posição, o gás natural, com 9,49%, chegando a 261.000 tep. Na sexta posição, está o óleo combustível, com 2,66%, atingindo 73.000 tep. Também é importante salientar que a indústria alimentícia e de bebidas é a maior consumidora de energia no setor, seguido de indústrias químicas, e na terceira posição as indústrias de papel e celulose.

No setor residencial, o terceiro maior consumidor do RS, em 2013, consumiu 685 mil tep de eletricidade, correspondendo a 43,44% do total do setor, sendo a maior parcela entre as fontes consumidas. Na segunda posição, ficou a lenha, com 29,42%, representando um consumo de 464.000 tep. Na terceira posição ficou o GLP com 404.000 tep, representando 25,62%. Na quarta posição, ficou o carvão vegetal, com 21.000 tep, representando 1,33% do total.

Quanto ao consumo final de energia elétrica no RS, houve um crescimento de 9% no consumo energético durante o pico de consumo que ocorre no mês de fevereiro, passando de 6.280 MW para 6.902 MW (Figura 27), aproximando muito da capacidade máxima suportada pelo sistema de transmissão estadual.

Figura 27. Demanda máxima mensal do sistema de transmissão no Rio Grande do Sul e a correspondente capacidade de atendimento.



Fonte: Elaborado com base em CAPELETTO (2014).

No mesmo gráfico, pode-se perceber que o consumo anual de energia atinge o pico durante o verão e reduz muito durante a primavera e o outono, subindo, novamente ao longo do inverno, porém não tão acentuada como ocorre no verão.

5.2. Geração descentralizada de energia fotovoltaica no Rio Grande do Sul

A disseminação da geração descentralizada de energia oriunda de fontes renováveis, em todos os países onde se obteve sucesso, partiu, naturalmente, de análises econômicas, possivelmente, inspiradas em uma das mais famosas obras literárias da economia, o livro de Adam Smith, intitulado “A Riqueza das Nações”. A teoria econômica fundamental e universal tratada nesse livro, sob a ótica do capitalismo, é que, o estabelecimento de qualquer benefício a uma nação e que dependa da dedicação de seu povo, não deve exigir esforços de benevolência ou de caridade, mas sim que proporcione vantagens individuais, para estimulá-lo à implementação do desejado. “Assim, o mercador ou o comerciante movido apenas pelo seu interesse individualista é levado, por uma “mão invisível”, a promover algo que nunca fez parte do seu interesse: o bem-estar da sociedade” (SMITH, 1776). Portanto, as nações, indiferentemente umas das outras, necessitam se valer de legislações para assegurar justiça, direitos individuais e coletivos nas relações sociais entre cidadãos, instituições e empresas, bem como respeito e cumprimento do ordenamento constitucional.

Partindo dessa premissa e da análise das legislações aplicadas em vários países para a geração descentralizada de energia elétrica oriunda de fontes renováveis, denota-se que as leis de maior efetividade e de maior aplicabilidade foram aquelas em que o consumidor/produtor de energia foi individualmente beneficiado de forma recompensadora.

Nesse sentido, o sistema tarifário *Feed-in Tariff*, destinado a remunerar ou a compensar o consumidor/produtor pela geração descentralizada de energia elétrica fotovoltaica, provou ser mais satisfatório, mais efetivo e mais convincente que o uso isolado do sistema tarifário *Net Metering*, que se resume a promover compensações para o balanço entre energia consumida e energia gerada, mediante a emissão de créditos expressos em unidades de energia.

Em outras palavras, no sistema tarifário *Feed-in Tariff*, o consumidor/produtor de energia é remunerado, monetariamente e de forma direta, pelo total de energia gerada que exceder a consumida. Já no sistema tarifário *Net Metering*, o consumidor/produtor de energia apenas é compensado com créditos em energia, se a energia gerada e injetada na rede de distribuição superar o consumo, deixando de

pagar pela fração de energia consumida equivalente à gerada. Portanto, o sistema tarifário *Net Metering* não é estimulante à implementação do processo de geração descentralizada de energia pelo usuário com potencial para gerar mais energia que consome, pois além de não receber remuneração direta pelo excedente de energia gerada, pode não dispor de oportunidade para consumir os créditos de energia acumulados, pois as políticas de incentivo à geração descentralizada de energia, normalmente estipulam prazos limitados para a compensação destes créditos de energia acumulados.

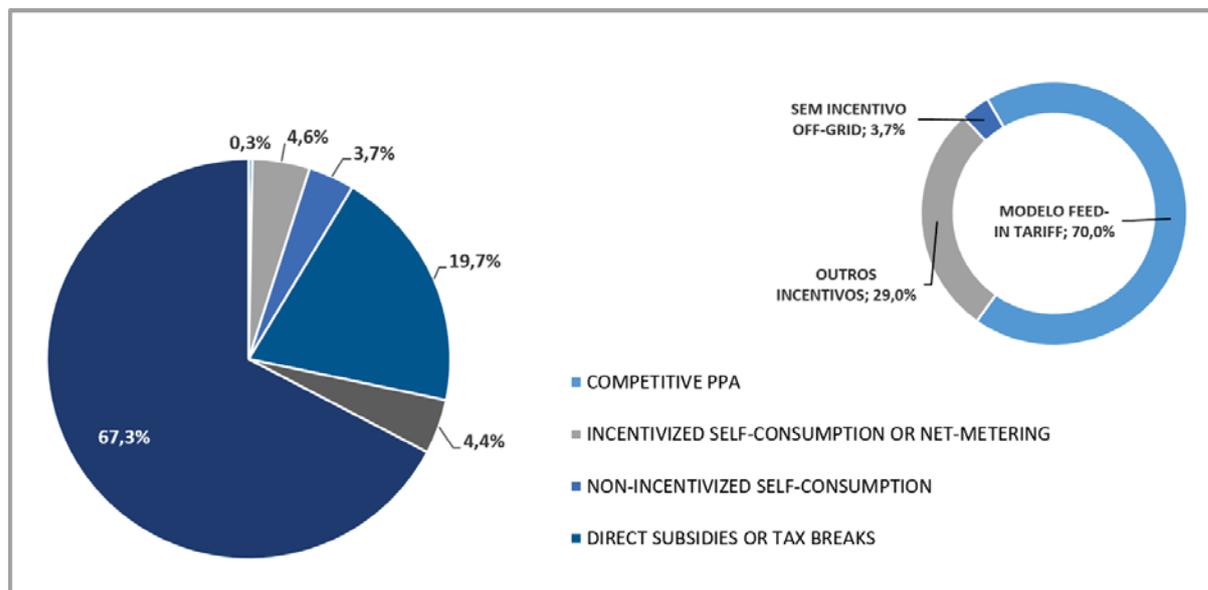
Embora os dois sistemas tarifários *Feed-in Tariff* e *Net Metering* se caracterizem por transformar a geração descentralizada de energia elétrica em investimentos recuperáveis a partir de um determinado período de tempo, apenas o sistema tarifário *Feed-in Tariff* se constitui em real, atraente e vantajosa fonte de renda ao consumidor/ produtor de energia elétrica. Esses dois sistemas tarifários são idênticos somente enquanto o consumo de energia for superior à geração de energia. No caso contrário, quando a geração de energia supera o consumo, o sistema tarifário *Feed-in Tariff* se destaca em relação ao sistema tarifário *Net Metering*, pois recompensa o consumidor/ produtor com pagamento direto pelo excedente de energia gerada. Nesse contexto, o sistema tarifário *Feed-in Tariff*, ao remunerar o consumidor/ produtor de energia de forma direta pelo excedente de energia produzida, gera recurso financeiro ao consumidor/ produtor, auxiliando-o na quitação do financiamento do sistema gerador instalado. Esse fato é de extrema relevância ao estimular tanto o aumento da oferta interna de energia elétrica (OIEE) quanto a redução do consumo final de energia (CFE), uma vez que, quanto maior for a energia gerada e menor for a energia consumida, maior será o lucro do consumidor/ produtor.

O sistema tarifário *Feed-in Tariff*, portanto, é, indiscutivelmente mais eficaz, estimulante, encorajador e adequado que o sistema tarifário *Net Metering*, como ferramenta de incentivo à implementação da geração descentralizada de energia, visto que se molda com perfeição para o setor residencial, onde normalmente o consumo de energia é inferior ao gerado. O sistema tarifário *Net Metering*, por sua vez, quando adotado de forma isolada, se adapta melhor aos setores onde o consumo de energia é superior ao gerado. Assim, o sistema tarifário *Feed-in Tariff* é mais eloquente que o sistema tarifário *Net Metering*, na geração descentralizada de eletricidade fotovoltaica para o setor residencial, uma vez que, ao longo do dia, o setor

residencial gera energia em maior quantidade que o consumo, colocando este excedente na rede de distribuição, à disposição dos demais setores como industrial e comercial.

Por todos esses motivos, o sistema tarifário *Feed-in Tariff* se constituiu no processo predominantemente adotado pelos países membros da IEA (Figura 28), e, portanto, balizador das legislações que tem motivado e estimulado o setor residencial a participar intensamente da geração descentralizada de energia fotovoltaica, contribuindo, assim, para elevar a segurança energética dessas nações e transformar esse processo em uma oportuna e interessante fonte de renda familiar. Por outro lado, a adoção do sistema tarifário *Feed-in Tariff* no setor residencial cumpre a mesma função do sistema tarifário *Net Metering* nos demais setores, estimulando o investimento em unidades geradoras de energia com potencial para atender o consumo e, até mesmo, superá-lo.

Figura 28. Histórico de incentivos de mercado utilizados em países membros da IEA.



Fonte: Elaborado com base em IEA-PVPS (2015).

É notável e, de certo modo, até mesmo incompreensível, que em países situados em regiões de elevada latitude, como Alemanha, EUA e Japão, onde a incidência de irradiação solar é inferior aquela de países situados em regiões de baixa latitude, a geração descentralizada de energia fotovoltaica é intensa e se encontra em franco crescimento. Esse inconformismo é plenamente aplicável ao Brasil, onde essa modalidade energética é praticamente inexplorada, mesmo sendo um país com

latitudes inferiores a 30° S e, por consequência, com maior irradiação solar disponível que Alemanha, EUA e Japão, por exemplo.

Estimativas preliminares de consumo aparente, derivadas de dados físicos disponibilizados pela Secretaria de Comércio Exterior - SECEX, relativos à importação de sistemas fotovoltaicos e à incipiente produção nacional desses equipamentos, dão conta de uma demanda doméstica da ordem de, no máximo, 7 MWp, em 2011, ao passo que a capacidade instalada na Alemanha, por exemplo, neste mesmo ano, foi de, aproximadamente, 25.000 MWp, ou seja, cerca de 3.600 vezes superior.

Reforça-se que, na Alemanha, a irradiação solar dos melhores parques é inferior a das piores zonas de irradiação solar no Brasil. Com base nessas constatações e na crescente demanda energética global é evidente a percepção de que esse cenário, exemplificado pela Alemanha, somente se justifica em decorrência de apelos pela preservação ambiental na geração de energia e da disposição dos governos em incentivarem a diversificação e a inclusão da fonte de energia solar fotovoltaica em suas matrizes energéticas, seja para promover ambiência, seja em prol do aprimoramento da segurança energética, como vertentes de soberania de suas nações, porém sempre alicerçadas em legislações que assegurem benefícios ou remuneração financeira aos investidores.

Distintamente de inúmeros outros países, sabe-se que a matriz elétrica brasileira é historicamente e predominantemente renovável, baseada fortemente na hidroeletricidade e, mais recentemente e de forma crescente, em diversificadas fontes, como energia eólica e biomassa. Desse modo, o apelo ambiental brasileiro, para a geração de energia renovável, é menos atrativo e menos intenso na discussão de seu planejamento energético do que o da Alemanha, por exemplo, onde foi e ainda é expressiva a participação da energia nuclear e de outras fontes não renováveis. Entretanto, no Brasil, vem se tornando, cada vez mais clara, a alternativa de exploração da energia fotovoltaica, não apenas pela elevada disponibilidade de irradiação solar incidente, que é, sem dúvida, um fator relevante, mas também pela firme trajetória de aumento da eficácia e da queda dos custos de implantação de módulos fotovoltaicos, tanto em escala internacional quanto em escala nacional. Segundo ABINEE (2012), soma-se a esses fatores de atratividade, a presença de vasta disponibilidade de matérias-primas na base da cadeia fotovoltaica e o elevado potencial de mercado, em decorrência das dimensões territoriais e da taxa de crescimento potencial do País.

Diante desse cenário, é relevante destacar que a matriz elétrica brasileira não é homogênea em suas unidades federativas e que a geração de energia derivada de fontes renováveis, embora crescente, não evolui na mesma proporção da demanda de energia elétrica. Essa constatação, além de contribuir para a redução do percentual de participação da energia elétrica oriunda de fontes renováveis na matriz energética brasileira (figuras 10 e 11), não coopera para o aprimoramento da segurança energética do País.

O setor elétrico do estado do Rio Grande do Sul, ao dispor de um elevado número de agentes geradores (Figura 19) e, principalmente transmissores e distribuidores de energia (Figura 20), se apresenta como um dos mais complexos do País. Sua matriz de eletricidade é constituída por 77,5% de energia derivada de fontes renováveis, hídrica e eólica, e 22,5% derivada de fonte não renovável, carvão mineral (Figura 17). A geração de energia fotovoltaica é inexpressiva (Quadro 11). Embora essa matriz seja fortemente abastecida por energia oriunda de fontes renováveis, 71% provêm de hidrelétricas, o que, em termos de segurança energética, pode ser avaliada como frágil, frente às instabilidades climáticas recorrentes. Por outro lado, a segunda maior fração da oferta de energia elétrica, correspondente a 22%, é derivada de termelétricas, alimentadas por carvão mineral (Figura 17), uma fonte energética finita e de relevante potencial poluidor. Ademais, em termos geográficos, é interessante notar que a oferta de eletricidade a partir de fontes renováveis, embora as redes de transmissão e distribuição estejam totalmente integradas, está direcionada à metade norte do Estado, e a oferta de eletricidade, oriunda de termelétricas alimentadas por carvão mineral, está direcionada à metade sul do Estado (Figura 19).

Enfatiza-se, entretanto, que o maior consumo energético do Rio Grande do Sul está reservado ao setor dos transportes, que, além de perfazer 45% do consumo total de energia do Estado (Figura 21), vem sendo abastecido por 89% de energia oriunda de fontes não renováveis e apenas 11% derivada de fontes renováveis (Figura 26). Em adição, porção significativa dessa demanda é consumida no setor de transporte urbano, movido à base de combustíveis derivados de petróleo.

A Figura 25 ilustra o potencial do Rio Grande do Sul para gerar energia fotovoltaica, com destaque para a região oeste do estado, com média de 18 MJ/m² dia de irradiação solar, ou seja, uma região caracterizada por apresentar o segundo maior potencial fotovoltaico do País. As demais regiões do Estado se caracterizam pela média de 16 MJ/m² dia de irradiação solar, isto é, uma região que apresenta o

terceiro maior potencial fotovoltaico do Brasil. A magnitude desses valores potenciais para geração de energia fotovoltaica demonstra que essas regiões do Rio Grande do Sul expressam, aproximadamente, o dobro da irradiação solar predominante na Alemanha, a qual é da ordem de 9 MJ/m² dia (figuras 3 e 25). Portanto, considerando que o potencial hidrelétrico do Rio Grande do Sul já se encontra, praticamente, explorado em sua totalidade e, conseqüentemente sem condição de acompanhar o crescimento da demanda de energia elétrica estimada para os próximos anos, mesmo em sua menor taxa de projeção, que é de 2,1% ao ano (Figura 22), e que a energia proveniente de parques eólicos também não poderá atender satisfatoriamente os acréscimos estimados, resta ao Rio Grande do Sul aumentar a importação de eletricidade, elevar a potência instalada de termelétricas ou romper essa evasão de divisas e amenizar os impactos ambientais decorrentes do carvão mineral mediante a implementação de programas de incentivos à geração descentralizada de energia elétrica, com ênfase para a energia fotovoltaica.

Diante desse cenário, o apelo para a geração descentralizada de energia fotovoltaica no Rio Grande do Sul, bem como, os benefícios decorrentes, podem ser mais facilmente justificáveis que aqueles considerados pelos países membros da IEA, pois o aumento da oferta de energia elétrica derivada de fonte renovável, a exemplo da geração descentralizada de energia fotovoltaica, poderá viabilizar economicamente e com vantagens ambientais a almejada e desejada substituição de veículos coletivos urbanos movidos por motores à combustão, por veículos coletivos urbanos movidos à eletricidade. É relevante destacar que o setor de transportes, com ênfase para o transporte urbano, certamente não é o único setor a ser beneficiado pela elevação da oferta descentralizada de energia renovável. Entretanto, por se apresentar como o de maior consumo de energia não renovável, indubitavelmente se constitui no setor com extraordinário potencial para reduzir o índice de participação de energia não renovável na matriz energética do Estado e, por conseqüência, gerar expressivos impactos econômicos e ambientais, além de contribuir para o aprimoramento da segurança energética da nação.

Nesse sentido, o apelo pertinente à viabilidade econômica fundamenta-se em aspectos relacionados ao majestoso potencial de crescimento do mercado de eletricidade, à ampla disponibilidade de matérias-primas na base da cadeia fotovoltaica, à redução da perda de energia nas redes de transmissão e distribuição e à substituição de combustíveis derivados do petróleo. Já as vantagens ambientais

emergem da magnífica oferta ambiental de luz solar, que se traduz em melhoria de ambiência no meio urbano, resultante do menor índice de consumo de combustíveis fósseis, da redução do efeito de ilhas de calor e do menor índice de ruído provocado pelos veículos movidos por motores elétricos, relativamente aos motores a combustão, bem como, em maior participação da energia elétrica derivada de fonte renovável na matriz energética do Estado e, por consequência do País, e fortalecimento da segurança energética nacional. Em adição, ao se estabelecer a geração descentralizada de energia fotovoltaica, o recurso financeiro relativo ao petróleo consumido pelo setor de transportes, por exemplo, se transforma em custo de oportunidade a ser redistribuído aos consumidores/produtores de energia elétrica, seja de modo direto ou indireto, pelo sistema tarifário adotado. Portanto, a geração descentralizada de energia fotovoltaica no Estado pode se tornar um interessante laboratório para avaliar a estratégia de transferir, aos consumidores/produtores de energia elétrica, tanto em escala residencial quanto em escala comercial e industrial, aqueles recursos financeiros destinados à importação de petróleo para suprir o setor transportes e, ainda, a importação de energia elétrica, atualmente em prática, para suprir a demanda interna do Estado e do País.

A partir dessa perspectiva, é possível pressupor que a geração descentralizada de energia fotovoltaica, com ênfase na metade sul e no oeste do Rio Grande do Sul, poderá resultar na minimização ou, até mesmo, na erradicação de energia elétrica derivada de termelétricas movidas por carvão mineral, e se tornar em relevante fonte de renda promotora de crescimento e desenvolvimento regional. Essas pressuposições estão fundamentadas no fato de que essas regiões se caracterizam pela oferta ambiental, em termos hídricos, inferior às demais regiões do Estado, porém superior em relação à irradiação solar. Contudo, a instalação de sistemas fotovoltaicos nas demais regiões do Rio Grande do Sul, não é menos expressiva, pois tais regiões se caracterizam por maior densidade demográfica, maior complexo comercial, maior parque industrial e, por consequência, maior consumo energético, denotando vasto aparato e potencial para gerar energia elétrica ao ponto de substituir o petróleo consumido pelo setor de transportes.

No âmbito dessas percepções e preocupações, possivelmente a zona mais adequada a receber ações empreendedoras para a implementação da geração descentralizada de energia fotovoltaica, em escala de plano piloto no Rio Grande do Sul, seja a região metropolitana norte de Porto Alegre, que se encontra assentada no

vale dos rios Caí, Sinos e Gravataí. Essa região caracteriza-se pela elevada densidade demográfica, comercial e industrial, com facilidades para concentrar unidades geradoras de energia, satisfazendo, assim um obstáculo de entrave ao crescimento da demanda pela geração descentralizada de energia fotovoltaica, apontado pela ABINEE (2012) e observado pelos países membros da IEA.

Além desse mercado potencial de energia fotovoltaica em si, destaca-se a forte interação entre esse setor e a cadeia de valor da indústria de componentes eletrônicos associados à cadeia de purificação do silício no País. Assim, seria possível explorar espaços para o desenvolvimento de mercados ainda mais amplos do que se revela a expectativa para o setor de energia fotovoltaica, ao se incluir a indústria e o comércio de componentes eletrônicos, segmentos esses no qual a balança comercial brasileira é fraca e crescentemente deficitária (ABINEE, 2012).

Dada a atual magnitude, quase desprezível, da demanda e da geração descentralizada de energia fotovoltaica no Rio Grande do Sul (Quadro 11), é perceptível a necessidade de estratégias que permitam despertar os atores estaduais para o elevado potencial de assimilação de tecnologia e de geração de valor adicionado à produção local dos diversos elos dessa cadeia, com respectiva expansão da geração de empregos qualificados, saldos comerciais via exportação ou substituição de importação e arrecadação de impostos e tributos, servindo como modelo para as demais unidades federativas do País.

5.3. Estratégias para a geração descentralizada de energia fotovoltaica no Rio Grande do Sul

O sucesso da geração descentralizada de energia experimentada pela Alemanha, pelos EUA e pelo Japão e analisada neste estudo, conduz à percepção de que a inserção do Rio Grande do Sul nesse setor apenas será viabilizada mediante incentivos paralelos à demanda de energia, às questões de natureza econômica e ambiental, às metas estatais de qualificação da matriz energética e aos apelos direcionados ao fortalecimento da segurança energética do País. Nesse contexto, é indispensável a criação, o desenvolvimento e o contínuo aperfeiçoamento de um ambiente regulatório, comercial, facilitador e vantajoso financeiramente aos consumidores de energia interessados em aderir à geração fotovoltaica, seja em escala residencial, seja em escala comercial e industrial.

Entretanto, com base em informações exclusivamente regidas pela demanda e pelo mercado, a ABINEE (2012) considera que o ritmo de crescimento da oferta descentralizada de energia fotovoltaica deverá continuar lento por uma diversidade de razões, dentre as quais se destacam:

- a) carência de política e legislação específicas para viabilizar modelos adequados à comercialização da energia gerada de forma descentralizada;
- b) elevado custo para a instalação de um sistema fotovoltaico, mesmo diante da redução de preços que se encontra em curso, particularmente para consumidores residenciais;
- c) incipiente conhecimento por parte do consumidor sobre a fonte de energia fotovoltaica, seja como geradora de eletricidade, seja como fonte de renda; e
- d) restrições impostas pelos agentes de distribuição de energia relativamente à geração descentralizada de energia fotovoltaica, por conta da visão de que esse processo induzirá complexidade ao sistema de distribuição.

Essas percepções enfatizadas pela ABINEE (2012) encorajam e justificam uma analogia entre os casos de sucesso na produção descentralizada de energia fotovoltaica experimentada por países membros da IEA e a atual situação do Brasil, objetivando delinear estratégias aplicáveis às nuances do estado do Rio Grande do Sul.

As diretrizes e estratégias experimentadas pela Alemanha, pelos EUA e pelo Japão na implementação da geração descentralizada de energia fotovoltaica, denotam que, se o desenvolvimento desse setor fosse embasado apenas nas forças ditadas pela demanda de mercado ou por objetivos e metas puramente de interesse estatal, a adesão ao programa teria resultado em uma curva de crescimento, extremamente tímida. Para ABINEE (2012), os riscos associados a essa acanhada opção estratégica em adoção no Brasil estão relacionados, principalmente à perda do momento certo, propício e adequado para implantar o sistema gerador descentralizado de eletricidade fotovoltaica, visto que, em escala global, os investidores estão se posicionando fortemente e a taxa de aprendizado do setor se encontra altamente acelerada. Assim, qualquer investimento, sem estratégia empreendedora, contemplando tópicos dirigidos a gerar benefícios diretos ao consumidor/produtor de energia, corre o risco de perder a oportunidade de se posicionar ativamente nessa linha de produção, não apenas pelos atributos específicos da geração de energia fotovoltaica, mas também pelo potencial de interação que os elos da cadeia produtiva apresentam com outros segmentos

industriais, como a microeletrônica, elencada entre as prioridades setoriais da política industrial brasileira. Alguns analistas de mercado acreditam que o Brasil já está atrasado nesse processo.

Outro aspecto negativo da opção de um modelo de crescimento da geração descentralizada de energia fotovoltaica liderada somente por forças de mercado e interesses atinentes a questões do Estado é o provável não adensamento da cadeia produtiva localmente. O não adensamento da cadeia produtiva em termos regionais resultaria no desenvolvimento de um mercado que sem a devida transferência de tecnologia e o adequado desenvolvimento tecnológico, não geraria empregos de alto nível de qualificação e nem envolveria elementos multiplicadores de renda, provocados pela movimentação de economias locais. O principal fato apontado pela maior parte dos agentes que atuam ou potencialmente poderia atuar nesse mercado é que a baixa demanda por sistemas fotovoltaicos não alcança a escala necessária para a instalação de plantas industriais produtivas, com competitividade em escala global. Esse modelo culminaria, portanto em um provável crescimento de importação de equipamentos, com efeitos negativos sobre a balança comercial.

Por conseguinte, o aprendizado angariado das experiências vivenciadas pela Alemanha, pelos EUA e pelo Japão, indica que, além das forças do mercado, a atuação do setor público é fundamental para incentivar e acelerar a demanda por sistemas fotovoltaicos. Os resultados positivos dessa sinergia é a inserção do Estado como ator no crescimento do setor gerador de energia fotovoltaica e no desenvolvimento de uma cadeia produtiva integrada a outros setores, também estratégicos, na geração de emprego e renda. A participação do setor público no processo de geração descentralizada de energia fotovoltaica, em escala doméstica, tem como função primordial implementar mecanismos destinados a auxiliar e incentivar o candidato a produtor de energia vencer as dificuldades de acesso ao sistema, tanto por questões financeiras quanto por motivos culturais. A queda de preços da energia fotovoltaica, sob o ponto de vista da demanda e em âmbito global, superará a barreira econômica relativa ao uso de sistemas solares. Por essa razão, torna-se crítico e essencial o estabelecimento de políticas estratégicas que viabilizem o aproveitamento dessa oportunidade, avançando em permanente revisão, inovação e atualização da regulamentação da pequena geração descentralizada de energia fotovoltaica, para que o progresso não prejudique a operação das redes de distribuição (ABINEE, 2012). Essa política é demonstrada e comprovada pelos casos

de sucesso nos países membros da IEA, devendo transcorrer paulatinamente, seja em termos de comercialização da energia gerada e de número de unidades geradoras, seja em termos de regionalização da instalação de plantas industriais produtoras de equipamentos e de unidades geradoras. A adoção ou a inclusão de consumidores/produtores no sistema de forma aleatória e dispersa no País não se constitui no rumo prioritário a ser seguido.

Outra estratégia adotada nos programas bem-sucedidos de geração descentralizada de energia fotovoltaica, colocada em prática através do sistema tarifário *Feed-in Tariff*, é o estabelecimento de contratos, com duração média de 20 a 25 anos, firmados entre governo e consumidor/produtor de energia, com remuneração por kWh gerado maior que o preço praticado pelas grandes empresas geradoras, porém redutíveis de acordo com a demora na instalação dos geradores a partir do momento de lançamento do programa. De outra forma, a partir da deflagração do programa, quanto mais tarde o sistema gerador for instalado, menor será o valor pago por kWh gerado, porém sempre com preço acima do valor pago às grandes geradoras de energia. Após o vencimento desse contrato, a remuneração por kWh gerado se equivalerá ao pago pelas grandes empresas geradoras, objetivando evitar a descapitalização do Estado ou a elevação do preço do kWh pago pelos consumidores finais.

Essa estratégia é extremamente incentivadora à adesão de consumidores na produção de energia, pois induz a instalação de um grande número de unidades geradoras no momento imediato ao lançamento do programa energético. Contudo, o problema implícito nessa estratégia de fomento reside no fato de que a vida útil de geradores fotovoltaicos é também, em média, de 20 a 25 anos, o que coloca em risco a continuidade do programa ao final deste prazo, pois o consumidor/produtor de energia, após o vencimento do contrato, poderá não mais repor os geradores, em razão da extinção do incentivo.

Essa situação poderá causar colapso na produção nacional de energia, visto que, após 20 a 25 anos, a geração de energia fotovoltaica, certamente já estará expressivamente integrada à matriz energética nacional. Assim, uma variante para essa estratégia de fomento e de incentivo para a adesão de consumidores ao sistema de geração descentralizada de energia fotovoltaica, por menor que seja o quantitativo de energia a ser gerada, é tornar o kWh consumido, permanentemente mais caro para

os consumidores que não se integrarem à geração descentralizada de energia a partir de fontes renováveis.

No âmbito do planejamento e da estruturação de diretrizes e estratégias que proporcionaram sucesso aos empreendimentos realizados pela Alemanha, pelos EUA e pelo Japão na geração descentralizada de energia fotovoltaica, o Brasil deu início às primeiras ações públicas e legislativas em 2008, instituindo o Grupo de Trabalho de Geração Descentralizada com Sistemas Fotovoltaicos (GT-GDSF) com o objetivo de elaborar uma proposta de política para a geração de energia fotovoltaica conectada à rede de distribuição de eletricidade em edificações urbanas. Contudo, em 2010, através da Resolução Normativa Nº 414, de 09/09/2010 (ANEEL, 2010), impôs ao consumidor/produtor de energia elétrica com microgerador ou minigerador o pagamento mensal da taxa mínima de consumo de energia elétrica, independentemente do quantitativo de energia gerada. Em 2012, lançou a Resolução Normativa Nº 482, de 17/04/2012, criando o "Sistema de Compensação de Energia Elétrica", que regulamentou os procedimentos para a geração descentralizada de energia (ANEEL, 2012a). E, em 2013, firmou o convênio ICMS/CONFAZ Nº 6, de 05/04/2013 (CONFAZ, 2013), decretando cobrança de ICMS, bem como, contribuições ao PIS/CONFINS sobre toda a energia que o consumidor/produtor consumir e injetar na rede de distribuição. Assim, tanto as resoluções normativas ANEEL Nº 414, de 09/09/2010, e Nº 482, de 17/04/2012, quanto o convênio ICMS/CONFAZ Nº 6, de 05/04/2013, se constituíram em verdadeiros desestímulos à implementação do sistema de geração descentralizada de energia no País. O insucesso dessas políticas públicas pode ser constatado através dos seguintes dados: em três anos foi formalizada, de forma dispersa em todo País, a instalação de apenas 1.285 centrais geradoras, sendo 1.233 (95,9%) fotovoltaicas, 31 (2,4%) eólicas, 13 (1,0%) híbridas (solar/eólica), 6 (0,5%) movidas a biogás, uma (0,1%) à biomassa e uma (0,1%) hidráulica (COSTA, 2015).

Diante dessa incipiente adesão ao processo de geração descentralizada de energia renovável, em 2015, foi instituído o Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, com o intuito de retificar, aperfeiçoar e expandir a Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17/04/2012, ou seja:

- a) redefinir a microgeração e a minigerção descentralizada de energia;
- b) estabelecer o sistema tarifário *Net Metering* para a compensação de energia;

- c) atingir 23% de participação de energias renováveis, além da energia hídrica, no fornecimento de energia elétrica nacional;
- d) obter 10% de ganhos de eficiência no setor elétrico;
- e) buscar a adesão de 2,7 milhões de unidades geradoras, totalizando 23,5 GW de potência instalada e a geração de 48 milhões de MWh de energia elétrica, o que perfaz, aproximadamente, 7,7% da energia elétrica gerada no País em 2014; e
- f) reduzir, até 2030, a emissão de gases de efeito estufa em 43% em relação aos níveis de 2005.

Para o atingimento dessas metas, o ProGD foi dotado de R\$ 100 bilhões aplicáveis em:

- a) incentivo à indústria de componentes e equipamentos;
- b) linhas de crédito e financiamento de projetos de sistemas de geração de energia elétrica descentralizada;
- c) fomento à capacitação e formação de recursos humanos para atuar na área de geração descentralizada de eletricidade; e
- d) promoção e atração de investimentos nacionais e internacionais e de tecnologias competitivas para energias renováveis.

Em adição, a alíquota do imposto de importação incidente sobre bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração fotovoltaica foi reduzida de 14% para 2%, até 31 de dezembro de 2016, e o BNDES foi autorizado a apoiar, com recursos financeiros e taxas de juros diferenciadas, projetos de eficiência energética e de geração descentralizada por fontes renováveis em escolas e hospitais públicos.

Embora ao ProGD estejam reservadas metas imponentes e ambiciosas, quando comparadas àquelas regidas pela Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17/04/2012, evidencia-se a inexistência de medidas no sentido de contornar os pontos fracos, para a implementação da geração descentralizada de energia fotovoltaica no País, identificados e criticados pela ABINEE (2012), com ênfase no tocante às incipientes ações destinadas a motivar e incentivar a adesão de consumidores ao programa.

O sistema tarifário *Feed-in Tariff* adotado pelos países membros da IEA, como fator primordial para motivar e incentivar o engajamento de consumidores ao programa de geração descentralizada de energia, pois viabiliza a comercialização de energia e não apenas troca de energia entre o gerador e a empresa concessionária de distribuição, foi preterido, mantendo-se a compensação de energia pelo sistema tarifário *Net Metering*. Mediante a esse sistema tarifário, o consumidor/ produtor de

energia deve entregar a energia gerada, gratuitamente à rede distribuidora, e o saldo de energia, recebido da distribuidora, que não for compensado, será tributado com todos os impostos incidentes sobre o fornecimento de energia elétrica. Contudo, o ProGD faculta a comercialização de energia, através dos Valores Anuais Específicos de Referência - VRES, correspondente, na atualidade, à R\$ 454,00/MWh, apenas para grandes geradores autorizados, ou seja, a comercialização de energia gerada por microgeradores e minigeradores é vedada.

Em adição, o prazo para importação de bens de capital destinados à produção de equipamentos de geração fotovoltaica, com juros reduzidos, foi estipulado por apenas um ano; a destinação de recursos financeiros, a taxas de juros diferenciadas, para projetos de eficiência energética e de geração descentralizada por fontes renováveis, está disponível somente para escolas e hospitais públicos; e nenhuma medida foi instituída para promover adensamento da cadeia produtiva localmente e nem para elevar o incipiente conhecimento do consumidor relativo à fonte de energia fotovoltaica, seja como opção para a geração de eletricidade, seja como fonte de renda, objetivando conscientizá-lo, motivá-lo e incentivá-lo a aderir à geração descentralizada de energia solar.

Uma análise rigorosa relativa à retificação, ao aperfeiçoamento e à expansão da Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17/04/2012, infere que o ProGD não resultará exitoso na meta estabelecida para a inclusão de unidades residenciais na geração descentralizada de energia fotovoltaica no Brasil.

Uma das razões para essa inferência reside no fato de que as diretrizes projetadas, nitidamente priorizam benefícios e vantagens à instalação de grandes geradores fotovoltaicos, configurados em parques fotovoltaicos, a serem instalados, por exemplo, sobre o lago de hidrelétricas, sob o comando das empresas concessionárias geradoras de energia elétrica. Esse modelo de produção de energia, embora atenda ao aspecto de adensamento de unidades geradoras, suscita discussão quanto ao conceito, pois se assemelha mais ao sistema centralizado que ao sistema descentralizado de geração de energia.

Outra razão que justifica essa dedução reside na destinação de recursos financeiros, a taxas de juros diferenciadas, para a geração descentralizada por fontes renováveis, somente para escolas e hospitais públicos. É perceptível que o ProGD é frágil e deficiente em estratégias para incorporar o setor residencial ao sistema de geração descentralizada de energia fotovoltaica.

A partir de 1º de junho de 2016, através do Decreto Nº 52.964, de 30 de março de 2016, o governo do estado do Rio Grande do Sul, isentou de ICMS o quantitativo de energia elétrica excedente, gerada por microgeradores e minigeradores a partir de fontes renováveis (ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL, 2016). Esse decreto tem por finalidade estimular a geração de energia fotovoltaica, eólica e de biomassa no Estado, satisfazendo uma das prioridades da Secretaria de Minas e Energia do Rio Grande do Sul. Em decorrência, duas fábricas de painéis solares já se encontram em fase de instalação no Estado: uma no município de Rio Grande, com investimento de, aproximadamente, R\$ 25 milhões (G1 RS, 2016b), e outra no município de Bento Gonçalves, com investimento de, aproximadamente, R\$ 60 milhões (G1 RS, 2016a). Embora essa política pública, de certa forma, sinalize para um possível adensamento da cadeia produtiva em âmbito estadual, o atlas solarimétrico do Rio Grande do Sul ainda não foi elaborado, e o sistema tarifário de compensação de energia, *Net Metering*, está conservado e, por certo, continuará sendo um fator de inibição à adesão de consumidores do setor residencial ao programa de geração descentralizada de energia fotovoltaica.

É notório e evidente que a legislação brasileira direcionada à geração descentralizada de energia elétrica a partir de fontes renováveis não tem estabelecido estratégias motivadoras, estimulantes e cativantes para atender a inclusão de usuários ao programa. A legislação tem se reservado a priorizar medidas de pertinência aos interesses estatais, sem a devida estrutura estratégica para organizar e imprimir ampla funcionalidade à cadeia produtiva da geração descentralizada de energia renovável.

Frente a esses condicionantes, é esperado que o êxito da geração descentralizada de energia elétrica derivada de fontes renováveis, com o intuito de dinamizar a geração descentralizada de energia elétrica fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul, na expectativa de torná-la modelo referencial às demais unidades federativas do Brasil, esteja na dependência de políticas públicas, planos e programas institucionalizados mediante retificações, aperfeiçoamentos e inovações das resoluções normativas e decretos em vigência, bem como, de atitudes da iniciativa privada, no sentido de estabelecer estratégias ordenadas e estruturadas em etapas ou estágios conexos, articulados, integrados, complementares e progressivos, que ofereçam funcionalidade a essa cadeia produtiva. Nesse sentido, a cadeia produtiva da geração descentralizada de energia elétrica fotovoltaica, que se constitui em

instrumento de divisão setorial do sistema gerador/distribuidor de energia, permitindo identificar elos dependentes ou não de políticas públicas para incentivá-la, diante da atual legislação brasileira, pode ser estruturada em seis níveis de relacionamento, envolvendo aspectos de ordem política, legal, fiscal, comercial, mercadológica e financeira, quais sejam:

a) relacionamento do Governo Federal e da Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL com o Governo Estadual e a Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul - AGERGS;

b) relacionamento do Governo Estadual e da Agência Estadual de Regulação dos Serviços Públicos Delegados do Rio Grande do Sul - AGERGS com as empresas concessionárias de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica;

c) relacionamento das empresas concessionárias de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica com os consumidores/produtores de energia fotovoltaica;

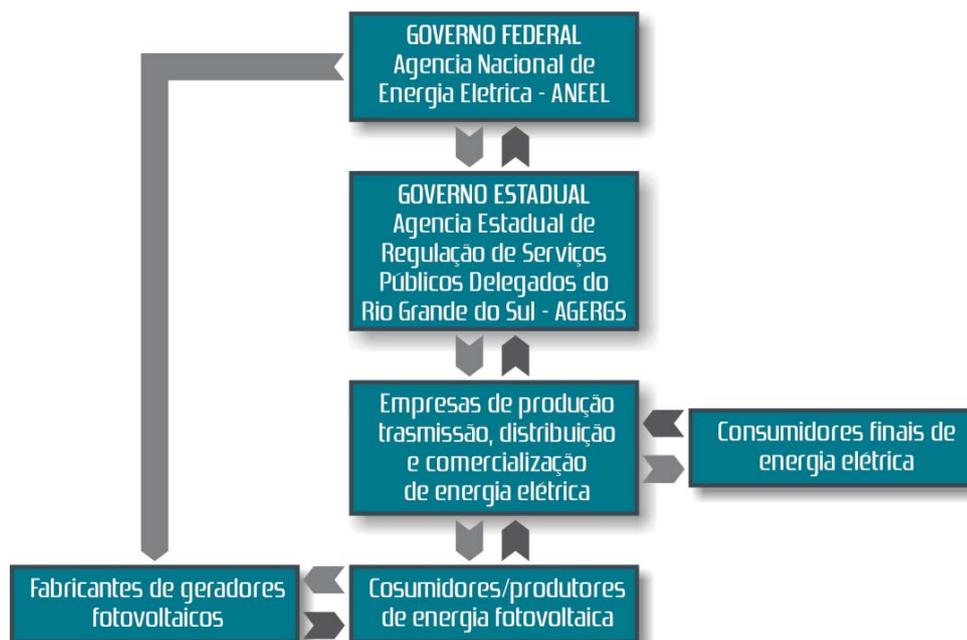
d) relacionamento das empresas concessionárias de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e os consumidores finais de energia elétrica;

e) relacionamento dos consumidores/produtores de energia fotovoltaica com os fabricantes de geradores de energia elétrica fotovoltaica; e

f) relacionamento indireto do Governo Federal e da Agencia Nacional de Energia Elétrica - ANEEL com os fabricantes de geradores de energia elétrica fotovoltaica e com os consumidores/produtores de energia.

Esse fluxo de relacionamentos é visualizado na Figura 29 sob a ótica de um arcabouço dinâmico, que demonstra a atual estrutura da cadeia produtiva da geração descentralizada de energia elétrica de origem fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul.

Figura 29. Cadeia produtiva da geração descentralizada de energia elétrica de origem fotovoltaica no Rio Grande do Sul.



O Quadro 19 relaciona a proposição de um complexo de estratégias, destinadas a contribuir, de forma essencial e indispensável, na complementaridade das políticas públicas e ações privadas para ordenar, incentivar, reger e imprimir funcionalidade, fluidez e eficácia à cadeia produtiva de geração descentralizada de energia fotovoltaica no Rio Grande do Sul, em conformidade com o ritmo, de atingimento de metas, projetado pelo ProGD. As estratégias em proposição contemplam adesões indistintas de microgeradores, minigeradores e grandes geradores. Nesse contexto, considerando a analogia realizada entre os procedimentos empreendidos pelos governos da Alemanha, dos EUA e do Japão, que resultaram na bem-sucedida geração descentralizada de energia fotovoltaica em seus países, e os procedimentos instituídos e regulados pela legislação brasileira, com o intuito de fortalecer a segurança energética nacional mediante a geração descentralizada de energia fotovoltaica, é possível inferir que esse rol de estratégias apresenta potencial para reproduzir, no Rio Grande do Sul, o atual sucesso que vem sendo auferido pelos países membros da IEA.

Quadro 19. Proposição de estratégias essenciais e indispensáveis à complementaridade das ações de natureza pública e privada para ordenar, incentivar, reger e imprimir fluidez, funcionalidade e eficácia à cadeia produtiva de geração descentralizada de energia fotovoltaica no estado do Rio Grande do Sul.

Agente da ação	Ação
Governo	<p>Oportunizar meios e facilidades à qualificação de mão de obra para fabricar, instalar e prestar assistência técnica em geradores fotovoltaicos.</p> <p>Elaborar o Atlas Solarimétrico do Estado do Rio Grande do Sul.</p> <p>Disponibilizar recursos financeiros e providenciar meios e facilidades para a instalação de fábricas e importações de bens de capital destinados à produção de geradores fotovoltaica.</p> <p>Disponibilizar linhas de crédito, à taxa diferenciada de juro, para financiar a instalação de geradores de energia fotovoltaica, aos consumidores de energia elétrica, interessados em aderir ao programa de geração descentralizada de energia fotovoltaica.</p> <p>Suspender temporariamente ou reduzir a carga tributária incidente sobre a geração descentralizada de energia fotovoltaica.</p> <p>Oportunizar meios e facilidades para a oferta de veículos utilitários urbanos movidos a motores elétricos em substituição aos movidos por combustíveis derivados do petróleo.</p>
ANEEL e AGERGS	<p>Compelir as empresas de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica a facilitar o processo de inserção de novos produtores de energia fotovoltaica na rede de distribuição.</p>
Governo e ANEEL e AGERGS	<p>Conferir ao sistema tarifário permissividade ao consumidor/ produtor de energia fotovoltaica ser remunerado pela concessionária de distribuição o quantitativo de energia injetado na rede, ao preço estipulado pelos Valores Anuais Específicos de Referência - VRES.</p> <p>Estabelecer maior preço do kWh consumido pelo cliente não produtor de energia fotovoltaica descentralizada, em relação ao preço do kWh consumido pelo cliente produtor de energia.</p>
Governo, ANEEL, AGERGS, Empresas de transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica e Fabricantes de geradores fotovoltaicos	<p>Promover a divulgação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, instruindo, esclarecendo, conscientizando, motivando e incentivando os consumidores sobre as vantagens e os benefícios da geração descentralizada de energia elétrica de origem fotovoltaica.</p>

A estratégia de fomento à qualificação de mão de obra, para atuar na fabricação, instalação e manutenção de geradores fotovoltaicos, por si só se justifica, sendo estimado, pelo ProGD, resultar na criação de até 30 postos de trabalho a cada MW instalado. O Ministério de Minas e Energia e o Ministério de Educação e Cultura providenciarão estrutura em Escolas Técnicas para atender a essa demanda.

A disponibilização de recursos financeiros e outras facilidades para a instalação de fábricas e importação de bens de capital pertinentes ao sistema de geração de energia fotovoltaica, além de se constituir em fator de incentivo propriamente dito, cumpre o papel de estimular e estabelecer concorrência à oferta de equipamentos e

de contribuir para reduzir o custo de produção da geração descentralizada de energia fotovoltaica e, conseqüentemente, o próprio preço do kW gerado.

A elaboração do Atlas Solarimétrico do estado do Rio Grande do Sul contribui, sobre maneira, para a quantificação do potencial de retorno de investimentos projetados para a geração de energia fotovoltaica.

A oferta de crédito para o financiamento da instalação de unidades de geração descentralizada de energia fotovoltaica, aportada aos consumidores de energia elétrica, interessados em aderir ao programa, se apresenta como tutela que viabiliza e assegura condição financeira para a efetivação do projeto gerador de energia, visto que, o investimento requerido é ainda elevado, mesmo diante da redução de preços que se encontra em curso, particularmente para consumidores do setor residencial.

A estratégia direcionada a compelir as empresas concessionárias de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica a facilitar o processo de inserção de novos produtores de energia fotovoltaica na rede de distribuição, se reveste de expressiva importância estratégica, ao ser percebido pela ABINEE (2012), que estes agentes têm manifestado restrições à geração descentralizada de energia fotovoltaica, por conta da visão de que esse processo induz complexidade ao sistema de distribuição de energia.

Indiscutivelmente a estratégia de maior relevância reside na revisão e no aprimoramento do sistema tarifário instituído pelo ProGD. A substituição do sistema tarifário *Net Metering* pelo sistema tarifário *Feed-in Tariff*, com permissividade à comercialização, entre o produtor de energia e a concessionária de distribuição de energia, do saldo positivo da energia gerada em relação à energia consumida, independentemente das dimensões do gerador, através dos Valores Anuais Específicos de Referência - VRES, é premente e indispensável para a inclusão de consumidores pertencentes ao setor residencial. Essa estratégia é evidenciada na análise dos casos bem-sucedidos na Alemanha, nos EUA e no Japão como a de maior motivação e incentivo à adesão de consumidores ao programa de geração descentralizada de energia fotovoltaica, visto que, nos setores em que o quantitativo de energia injetada na rede de distribuição suplanta o quantitativo consumido, como é o caso predominante do setor residencial, se transforma em atraente fonte de renda e de fortalecimento da segurança energética da nação.

A divulgação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, com o intuito de instruir, esclarecer, conscientizar, motivar

e incentivar os consumidores quanto às vantagens e aos benefícios da geração descentralizada de energia elétrica de origem fotovoltaica é indispensável, pois, segundo ABINEE (2012), denota-se no consumidor a existência de aspectos culturais relativos ao incipiente conhecimento sobre a fonte de energia fotovoltaica, seja como opção para a geração de eletricidade, seja como fonte de renda. Nesse aspecto, é notória e incompreensível a carência de motivos pelos quais o ProGD ainda não tenha ganho expressivo na mídia nacional. Essa estratégia é extremamente facilitada via propaganda governamental, em meios de comunicação de grande alcance, como televisão, rádio, jornais, internet etc. Em adição, um grande veículo para a promoção dessa divulgação é a própria fatura relativa ao consumo de energia elétrica, que mensalmente atinge a todos os consumidores. Esse meio pode assumir o papel de um folheto explicativo, abordando inúmeros aspectos relativos ao sistema, como vantagens, benefícios, procedimentos para adesão e instalação etc.

Por fim, a elevação da oferta de energia resultante da geração descentralizada de energia fotovoltaica, mediante ao atingimento das metas de adesão, poderá motivar o governo a desencadear estratégia no sentido de promover a substituição gradativa dos coletivos urbanos, táxis e assemelhados movidos por motores à combustão, por veículos movidos à eletricidade, promovendo, deste modo, redução da participação de energia não renovável na matriz energética estadual, assegurar equivalência entre o crescimento da demanda e a evolução da oferta de energia elétrica e, acima de tudo, fortalecer a segurança da matriz energética do estado do Rio Grande do Sul e do Brasil.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O conceito de segurança energética resume-se à disponibilidade ininterrupta de energia a preços acessíveis, respeitando os aspectos ambientais sem, comprometer as próximas gerações. Contudo, a segurança energética para ser acertadamente compreendida requer visão multidisciplinar ou mesmo transdisciplinar, considerando diferentes contextos e atores, o que permite evidenciar a amplitude dessa temática, bem como a diversidade de problemas e soluções que exigem respostas da iniciativa privada, da sociedade, dos governos nacionais e das organizações internacionais.

As vantagens da geração descentralizada de energia, no contexto da segurança energética nacional, emergem da descentralização da produção e da diversidade de fontes geradoras. Essas propriedades se constituem em expressivas estratégias para o fortalecimento da segurança energética do País, tanto para prevenir instabilidades climáticas e/ou catástrofes naturais quanto para minimizar a importação de energia e acautelar ameaças externas. Em adição a essas particularidades, a geração descentralizada de energia se destaca pela flexibilidade que apresenta para disseminar-se no País ou em regiões específicas do País, sem grandes dispêndios financeiros governamentais diretos e, após sua difusão e disseminação, a produção de energia tenderá a se elevar com o aumento populacional, estabelecendo relação direta entre demanda e oferta de energia. Essa perspectiva é mais um fator de relevância para a segurança energética nacional, pois, além de imprimir certa autonomia no processo de estabilização da matriz energética, cria independência energética, fortalece a diplomacia nacional, concede maior poder de negociação e protege a economia de crises energéticas externas.

Assim, ao cumprir o objetivo geral deste estudo, que foi contribuir para o processo evolutivo da segurança da matriz energética brasileira, fazendo uso da matriz energética do Rio Grande do Sul como ferramenta de estudo e mediante a atual concepção do conceito de segurança energética, a análise das matrizes energéticas do Brasil e do Rio Grande do Sul e a analogia estabelecida entre os programas implementados pelos governos da Alemanha, dos EUA e do Japão e aquele em implementação pelo Brasil, para a geração descentralizada de energia fotovoltaica, infere-se que os atuais condicionantes instituídos pela legislação brasileira, ainda não

reúne o rol de diretrizes que redundaram nos casos bem-sucedidos constatados na Alemanha, nos EUA e no Japão e em outros países membros da *International Energy Agency* - IEA. Depreende-se do estudo de paridade realizado entre as legislações da Alemanha, dos EUA e do Japão e a brasileira aplicada às nuances do Rio Grande do Sul, a ausência de seis estratégias essenciais ao programa, com dotação de estratégias para ordenar, incentivar, reger e imprimir funcionalidade, fluidez e eficácia à cadeia produtiva da geração descentralizada de energia fotovoltaica no Brasil, quais sejam:

- Disponibilizar linhas de crédito, à taxa de juro diferenciada, para financiar a instalação de geradores de energia fotovoltaica, aos consumidores de energia elétrica, interessados em aderir ao programa de geração descentralizada de energia fotovoltaica. A atual política pública, concernente à concessão de crédito à taxa de juro diferenciada, está reservada a escolas e hospitais públicos;

- Prover ações direcionadas a dirimir a resistência das empresas concessionárias de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica a se integrarem ao programa, compelindo-as a facilitar o processo de inserção de novos produtores de energia fotovoltaica na rede de distribuição. Deduz-se da análise da legislação brasileira que esses agentes são beneficiários do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, como geradores de energia fotovoltaica, pois lhe é facultada a remuneração pela energia gerada.

- Conferir, ao sistema tarifário, permissividade para o consumidor/ produtor de energia fotovoltaica comercializar com a empresa concessionária de distribuição de energia, a remuneração direta do saldo positivo da energia injetada na rede de distribuição, em relação à energia consumida, independentemente das dimensões do gerador, através dos Valores Anuais Específicos de Referência - VRES. O sistema tarifário vigente é discriminatório, pois a remuneração direta da energia injetada na rede de distribuição é facultada apenas para grandes geradores autorizados.

- Promover a divulgação do Programa de Desenvolvimento da Geração Distribuída de Energia Elétrica - ProGD, instruindo, esclarecendo, conscientizando, motivando e incentivando os consumidores sobre as vantagens e os benefícios da geração descentralizada de energia elétrica de origem fotovoltaica. A divulgação e a difusão do ProGD tem sido obscura, permanecendo restrita a poucos veículos de mídia e em baixa de densidade de edições.

- Erradicação ou redução temporária da carga de tributos incidentes sobre a energia fotovoltaica injetada na rede de distribuição de energia; e

- estabelecimento de menor preço do kWh consumido pelo cliente produtor de energia fotovoltaica descentralizada em relação ao preço do kWh consumido pelo cliente não produtor de energia, objetivando motivar a adesão ao programa e assegurar a continuidade do programa quando cessar outros incentivos.

O sucesso da geração descentralizada de energia fotovoltaica no Rio Grande do Sul tem como resultados, benefícios e impactos esperados:

- o estabelecimento de equivalência entre o crescimento da demanda e a evolução da oferta de energia elétrica;

- a elevação da participação da energia elétrica gerada a partir de fontes renováveis na composição da matriz energética, com destaque para a possibilidade de reduzir a demanda e, em decorrência a importação de derivados de petróleo, demandado pelo setor de transportes, que se constitui no maior consumidor de energia e no maior consumidor de energia não renovável;

- a conversão dos recursos financeiros, dispendidos com a importação de derivados de petróleo, para atender à demanda do setor de transportes, em custo de oportunidade a ser redistribuído aos produtores de energia elétrica, seja de modo direto ou indireto, pelo sistema tarifário adotado na geração descentralizada de energia fotovoltaica; e

- o fortalecimento da segurança energética.

7. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABINEE - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. Propostas para inserção da energia solar fotovoltaica na matriz elétrica brasileira. [s.l.], p. 1-176, 2012.

ANDRADE, A. L. C. de; MATTEI, L. A. Sustentabilidade da matriz energética brasileira. In: Encontro da Sociedade Brasileira de Economia Ecológica, 9, 2011, Brasília, 21p. Disponível em: <<http://www.ecoeco.org.br/>>. Acesso em: 31 nov. 2015.

ANEEL. Atlas de Energia Elétrica do Brasil, 2002. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf>. Acesso em 15 nov. 2015.

ANEEL. Informações técnicas. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=8955&id_area=90>. Acesso em: 04 dez. 2015.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 414, de 09 de setembro de 2010. 2010. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/-bren2010414.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2015.

ANEEL. Resolução Normativa Nº 481, de 17 de Abril de 2012. Brasília, 2012a. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/-ren2012481.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2015.

ANEEL. Resolução Normativa ANEEL Nº 482, de 17 de abril de 2012. 2012b. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/-bren2012482.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2015.

AVRIL, S.; MANSILLAA C.; BUSSONA M.; LEMAIREB T. Photovoltaic energy policy: financial estimation and performance comparison of the public support in five representative countries. Energy Policy. [s.l.], 51:244-258, 2012.

BAJAY, S. V. Rápida avaliação da prática internacional de fomento à atividade de geração descentralizada de energia elétrica e formulação de algumas recomendações preliminares de medidas de fomento à atividade no país. In: CENÁRIOS: Curso de especialização sobre o novo ambiente regulatório institucional e organizacional do setor elétrico. São Paulo: Instituto de Eletrotécnica e Energia da Universidade de São Paulo. Módulo 4: Regulação do setor elétrico. p.264-276. 1998.

BMU - BUNDESMINISTERIUM FÜR UMWELT - Renewable energy sources in figure. Berlin: Public Relations Division, 2010. Disponível em: http://www.bmu.de/files/english/renewable_energy/downloads/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_en. Acessado em: 30 set. 2015.

BORGES, M. A. dos S. Segurança energética no direito internacional. Belo Horizonte: Arraes Editores, 2012. 170p.

BRASIL. Balanço energético nacional - BEN. Relatório Final. 2014a. Disponível em <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 08 nov. 2015.

BRASIL. Balanço Energético Nacional - BEN. Relatório Final. 2009a. Disponível em <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 08 nov. 2015.

BRASIL. Balanço Energético Nacional - BEN. Relatório Síntese. 2012. Disponível em <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 04 abr. 2015.

BRASIL. Balanço Energético Nacional - BEN. Relatório Síntese. 2013a. Disponível em <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 05 abr. 2015.

BRASIL. Balanço energético nacional - BEN. Relatório Síntese. 2014b. Disponível em <<https://ben.epe.gov.br/>>. Acesso em: 08 nov. 2015.

BRASIL. Estudo da dimensão territorial para o planejamento: Volume IV - Estudos prospectivos - escolhas estratégicas. Ministério do Planejamento, Orçamento e Gestão. Secretaria de Planejamento e Investimentos Estratégicos - SPI. Brasília, 2008. 288p. Disponível em: <<http://www.planejamento.gov.br/planejamentoterritorial>> Acesso em: 08 nov. 2015.

BRASIL. Ministério da Defesa. Política nacional de defesa. [Brasília, DF, 2012]. 10 p. Disponível em: <<http://www.defesa.gov.br/arquivos/2012/mes07/pnd.pdf>>. Acesso em 13 dez. 2015.

BRASIL. Resenha Energética Brasileira. Energia Exercício 2009b. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2009. Disponível em <[https:// www.mme.gov.br/](https://www.mme.gov.br/)>. Acesso em: 01 abr. 2015.

BRASIL. Resenha Energética Brasileira. Energia Exercício 2010. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2010. Disponível em <[https:// www.mme.gov.br/](https://www.mme.gov.br/)>. Acesso em: 02 abr. 2015.

BRASIL. Resenha Energética Brasileira. Energia Exercício 2011. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2011. Disponível em <[https:// www.mme.gov.br/](https://www.mme.gov.br/)>. Acesso em: 03 abr. 2015.

BRASIL. Resenha Energética Brasileira. Energia Exercício 2013b. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2013. Disponível em <[https:// www.mme.gov.br/](https://www.mme.gov.br/)>. Acesso em: 05 abr. 2015.

BRITO, M. C. Electricidade solar. Jornal ABC Ambiente. Portugal, 2001.

BRUNS, E.; OHLHORST, D. ; WENZEL, B.; KÖPPEL, J. Innovation framework for generating electricity from hydropower - Renewable Energies in Germany's Electricity Market. In: (Ed.): Springer Netherlands, p.333-365, 2011.

CAAMAÑO, E.; THORNYCROFT, J.; MOOR, H. D.; COBBEN, S.; JANTSCH, M.; ERGE, T.; LAUKAMP, H.; SUNA, D.; GAIDDON, B. State-of-the-art on dispersed PV power generation: Publications review on the impacts of PV Distributed Generation and Electricity networks. PV Upscale. Issue PV in Urban Policies- Strategic and Comprehensive Approach for Longterm Expansion, 2007.

CALIFORNIA PUBLIC UTILITIES COMMISSION. California Solar Initiative Program Handbook. California, USA. 2012. Disponível em: <http://www.gosolarcalifornia.ca.gov/documents/CSI_HANDBOOK.PDF>. Acesso em: 28 set. 2015.

CAPELETTO, G. J. Balanço Energético do Rio Grande do Sul 2009: ano base 2008. Porto Alegre, Grupo CEEE/Secretaria de Infraestrutura e Logística do Rio Grande do Sul, 2009. 200p. Disponível em: <http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/archives/BERS2012/Balanco_Energetico_RS_2009-base_2008.pdf>. Acesso em: 12 nov. 2015.

CAPELETTO, G. J. Balanço energético do Rio Grande do Sul 2012: ano base 2011. Porto Alegre, Grupo CEEE/Secretaria de Infraestrutura e Logística do Rio Grande do Sul, 2013. 200p. Disponível em: <http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/archives/BERS2012/Balanco_Energetico_RS_2013_base_2012.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2015.

CAPELETTO, G. J. Balanço Energético do Rio Grande do Sul 2013: ano base 2012. Porto Alegre, Grupo CEEE/Secretaria de Infraestrutura e Logística do Rio Grande do Sul, 2013. 200p. Disponível em: <http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/archives/BERS2012/Balanco_Energetico_RS_2013_base_2012.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2015.

CAPELETTO, G. J. Balanço Energético do Rio Grande do Sul 2014: ano base 2013. Porto Alegre, Grupo CEEE/Secretaria de Infraestrutura e Logística do Rio Grande do Sul, 2014. 194p. Disponível em: <http://www.ceee.com.br/pportal/ceee/archives/BERS2013/Balanco_Energetico_RS_2014_base_2013.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2015.

CARGNIN, A. P.; BERTÊ A. M. A.; OLIVEIRA S. B.; LEMOS B. O. CUNHA L. F. Atlas Socioeconômico Regional Rio Grande do Sul. Secretaria do Planejamento e Desenvolvimento Regional - SEPLAN, Porto Alegre, 2014. Disponível em: <<http://www.scp.rs.gov.br/atlas>>. Acesso em: 13 dez. 2015.

CARTER, J. The american presidency project. [Washington, 1980]. Disponível em: <<http://www.presidency.ucsb.edu/ws/index.php?pid=33079#axzz1KTFpFIXZ>>. Acesso em: 13 dez. 2015.

CEC - CALIFORNIA ENERGY COMISSION. Policy report on AB 1890: Renewable funding. 1997. Disponível em: <<http://www.energy.ca.gov/restructuring/AB1890-renewables/97.03.28-final-report.html>>. Acesso em: 28 set. 2015.

CERVO, A. L.; BERVIAN. P. A. Metodologia Científica, para uso dos estudantes universitários 3. ed. São Paulo, McGraw-Hill do Brasil, 1983, 250, p.

CHERP, A.; JEWELL, J. The three perspectives on energy security: intellectual history, disciplinary roots and the potential for integration. Current Opinion in Environmental Sustainability: 3(2):202-212, 2011.

CHOWDHURY, S; Sumita U.; Islam, A.; Bedja, I. Importance of Policy for energy system transformation: Diffusion of PV technology in Japan and Germany. Energy Policy, 68:285-293, 2014.

CIUTĂ, F. Conceptual notes on energy security: total or banal security?: Security Dialogue, 41(2):123:144, 2010.

CONFAZ. Convenio ICMS n. 6, de 5 de Abril de 2013. [s.l.], 2013. Disponível em: <http://www.fazenda.gov.br/confaz/confaz-/Convenios/ICMS/2013/CV006n_13.htm>. Acesso em: 15 nov. 2015.

COSTA; J. J. ProGD: muita fumaça, pouco fogo. Brasília, DF 2015. Disponível em: <http://energiaparavida.org/progd-muita-fumaca-pouco-fogo/>. Acessado em 29 jul. 2016.

CUCCHIELLA, F.; D'ADAMO, I. Feasibility study of developing photovoltaic power projects in Italy: an integrated approach. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. [s.l.], 16:1562-1576, 2012.

DGS. Planning and installing photovoltaic systems: a guide for installers, architects, and engineers: Earthscan. London, 2008.

DHENIN, M. P. P. O conceito de segurança energética e o Brasil do pré-sal: interpretações a partir das análises de Barry Buzan e Ole Wæver. II Simpósio de Pós-Graduação em Relações Internacionais do Programa "San Tiago Dantas", 2009

DIAS, M. V. X. Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras. Universidade Federal de Itajubá, Programa de Pós-Graduação em Engenharia da Energia, Itajubá, 2005.

EIA (U.S. Energy Information Administration). International Energy Outlook 2013. Washington, DC, 2013a. Disponível em: <[http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf)>. Acesso em: 05 mar. 2015.

EIA (U.S. Energy Information Administration). Feed-in Tariff: a policy tool encouraging deployment of renewable electricity technologies. 2013b. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11471>>. Acesso em: 16 nov. 2015.

EPE - EMPRESA DE PESQUISA E ENERGÉTICA. Nota Técnica EPE: Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Rio de Janeiro: MME - Ministério de Minas e Energia, 2012.

EPIA - EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. Global market outlook for photovoltaics until 2006. 2012. 76 p. Disponível em: <<http://www.epia.org>>. Acesso em: 10 nov. 2015.

EPIA - EUROPEAN PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION. Global market outlook for photovoltaics until 2016. Suíça, 2012. Disponível em: <<http://www.epia.org/publications/epiapublications.html>>. Acesso em: 20 jul. 2015.

ERGE, T.; HOFFMANN, V. U.; KIEFER, K. The German experience with grid connected PV-systems. *Solar Energy*. Issue 6, v. 70, p. 479-487, 2001.

ESTADO DO RIO GRANDE DO SUL. Decreto Nº 52.964, de 30 de março de 2016. Disponível em: <http://www.al.rs.gov.br/filerepository/repLegis/arquivos/DEC%2052.964.pdf>. Acesso em: 06 jun. 2016.

FALCÃO, V. D. Fabricação de células solares de CdS/CdTe. Rio de Janeiro: Instituto Militar de Engenharia, 2005. 120 p. Dissertação mestrado. Disponível em: <http://www.ime.eb.br/arquivos/teses/se4/cm/dissertacaofinal_viviennedenise.pdf>. Acesso em: 13 nov. 2015.

FRANCO, A. P. Sistemas fotovoltaicos: contextualização e perspectivas para sua massificação no Brasil. Universidade Federal de Lavras, Lavras, 104p, 2013. [Trabalho de Conclusão de Curso de Especialização].

G1 RS. Fábrica de painéis de energia solar será instalada em Bento Gonçalves, Bento Gonçalves, RS. G1 notícias, 2016a. Disponível em: <http://g1.globo.com/rs/rio-grande-do-sul/noticia/2015/05/fabrica-de-paineis-de-energia-solar-sera-instalada-em-bento-goncalves.html>. Acessado em: 29 jul. 2016.

G1 RS. Rio Grande, RS, será sede de fábrica de painéis de geração de energia solar. Rio Grande, RS. Jornal do Almoço, 2016b. Disponível em: <http://g1.globo.com/rs/rio-grande-do-sul/jornal-do-almoco/videos/v/rio-grande-rs-sera-sede-de-fabrica-de-paineis-de-geracao-de-energia-solar/4064836/>. Acessado em: 29 jul. 2016.

GEOMODEL SOLAR - Free Download of Solar Radiation Maps: Global Horizontal Irradiation (GHI) Disponível em: < <http://solargis.info/doc/free-solar-radiation-maps-GHI>>. Acesso em: 6 nov. 2015.

GLASER, P. Green Power Marketing Claims: a Free Ride on Conventional Power? The Electricity Journal, 1999.

GLOBAL ENERGY ASSESSMENT (GEA). Toward a sustainable future. Cambridge University Press, Cambridge, UK and New York, NY, USA and the International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria. 2012, 113p.

GIL A. C. Como elaborar projetos de pesquisa 3. ed. São Paulo, Atlas, 1991, 160, p.

GOETZBERGER, A.; HOFFMANN, V. U. Photovoltaic Solar Energy Generation. Berlin: Springer Link, 2005.

GRAU, T.; HUO, M.; NEUHOFF, K. Survey of photovoltaic industry and policy in Germany and China. Energy Policy, [s.l.], 51:20-37, 2012.

GT-GDSF. Estudo e propostas de utilização de geração fotovoltaica conectada à rede, em particular em edificações urbanas. Ministério de Minas e Energia, Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos. 2009. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/mmegtsf.pdf>>. Acesso em: 15 nov. 2014.

GTM RESEARCH. Happy 60th anniversary to the modern solar cell. 2014. Disponível em: <<https://www.greentechmedia.com/articles/read/Happy-60th-Anniversarytothe-Modern-Solar-Cell>>. Acesso em: 15/08/2015.

HAFTENDORN, H. The security puzzle: theory-building and discipline-building in international security. International Studies Quarterly, 35(1):3-17, 1991.

HILDYARD, N.; LOHMANN; L.; SEXTON, S. Energy security for whom? For what? 2012. The Corner House, UK. Disponível em: <<http://www.thecornerhouse.org.uk/sites/thecornerhouse.org.uk/files/Energy%20Security%20For%20Whom%20For%20What.pdf>>. Acesso em: 08 jul. 2015.

IEA - International Energy Agency. World Energy Outlook, 2013, Paris, 2013 12, p. Disponível em: <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/WEO2013_Executive_Summary_English.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2015.

IEA-PVPS. International Energy Agency - Photovoltaic Power System Program, Onehemisphere, Sweden, 2015, 64p. Trends 2015 in Photovoltaic Applications Survey Report of Selected IEA Countries between 1992 and 2014. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org>>. Acesso em: 03 jan. 2016.

IEO. INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2009. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em: 23 nov. 2015.

IEO. INTERNATIONAL ENERGY OUTLOOK 2013. Disponível em: <<http://www.eia.doe.gov>>. Acesso em: 23 nov. 2015.

INDUSTRY OVERVIEW. The photovoltaic market in Germany - Issue 2013/2014, Germany Trade & Invest, Berlin, 2013.

INEE. O que é geração distribuída? Disponível em <www.inee.org.br>. Acesso em: 10 nov. 2015.

JACOBSSON, S.; LAUBER, V. The politics and policy of energy system transformation - explaining the German diffusion of renewable energy technology, Energy Policy, [s.l.], 34:256-276, 2006.

JARDIM, C. D. S. A inserção no contexto brasileiro de sistemas solares fotovoltaicos interligados à rede elétrica, quando analisados através do fator efetivo de capacidade de carga (FECC), enfocando a redução do pico de demanda diurno em centros urbanos. PPGECC, UFSC, Florianópolis, 2007.

JEWELL, J. The IEA Model of Short-term Energy Security (MOSES) - Primary Energy Sources and Secondary Fuels. International Energy Agency, Paris, 2011, 48p.

KOLLINS, K.; CORY, B. S. K., Solar pv project financing: regulatory and legislative challenges for third-party ppa system owners. Colorado: NREL- National Renewable Energy Laboratory, 2010.

KPMG. Taxes and incentives for renewable energy. 2011. Disponível em: <<http://www.kpmg.com/Global/en/IssuesAndInsights/ArticlesPublications/Documents/Taxes-Incentives-Renewable-Energy-2011.pdf>>. Acesso em: 26 set. 2015.

KRAUSE, K.; WILLIAMS, M. C. Broadening the agenda of security studies: politics and methods. Mershon International Studies Review, 40(2):229-254, 1996.

KUBISZEWSKI, I. Public Utility Regulatory Policies Act of 1978, United States. 2006. Disponível em: <<http://www.eoearth.org/view/article/155601>>. Acesso em: 21 dez. 2015.

LEUNG, G. C. K. China's energy security: perception and reality. *Energy Policy* (39):1330-1337, 2011.

LUND, H.; KEMPTON, W. Integration of renewable energy into the transport and electricity sectors through V2G. *Energy Policy*. Issue 9(36):3578-3587, 2008.

MATSUKAWA, H.; KAIZUKA, I.; IKKI, O.; OHIGASHI, T. Support measures for introduction of PV system in Japan. *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. IEEE, 37:2484-2486, 2011.

METI. Preliminary report on the 1999 Structural Survey of Energy Consumption. Japan Ministry of Economy, Trade and Industry, 2001.

MONTENEGRO, A. A. Avaliação do Retorno do Investimento em Sistemas Fotovoltaicos Integrados à Residências Unifamiliares Urbanas no Brasil, Florianópolis, 2013.

PEREIRA, E. B.; MARTINS, F. R.; ABREU, S. L.; RÜTHER, R. Atlas Brasileiro de Energia Solar, 2006.

PHOTON International. Photon International. Photon International 11-2011, nov. 2011.

ORGANIZAÇÃO DAS NAÇÕES UNIDAS (ONU). Centro Regional de Informação das Nações Unidas. Carta da ONU. 1945. [Bruxelas, 1973]. Disponível em: <<http://www.unric.org/pt/informacao-sobre-a-onu/12>>. Acesso em: 13 dez. 2015.

PAIVA, I. A segurança energética brasileira em análise: dimensões militares, econômicas e ambientais. [Campinas, SP, 2012]. Disponível em: <http://www.ciencia politica.org.br/wp-content/uploads/2014/04/29_6_2012_11_16_23.pdf>. Acesso em: 13 dez. 2015.

PAUST, J. J.; BLAUSTEIN, A. P. The Arab oil weapon - a threat to international peace. *Am. J. Int. Law*, 68:410-439, 1974.

PEREIRA, J. E. A. Superação de assimetrias no acesso à energia. *Revista da Faculdade de Direitos de Campos*, 10:91-110, 2007.

REICHE, D.; BECHBERGER, M. Policy differences in the promotion of renewable energies in the EU member states. *Energy Policy*, 32:843-849, 2004.

REN21: RENEABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. Renewables 2011: global status report. Paris, 2011.

REN21. RENEABLE ENERGY POLICY NETWORK FOR THE 21ST CENTURY. Renewables 2015: global status report. Paris, 2015.

RES-E - Renewable electricity standard for Europe. Terms of Reference, 2012. Disponível em: <http://www.rese.org/media/uploads/files/120915Terms_of_Reference_RES_E.pdf>. Acesso em: 10 mai. 2015.

REUTERS. Germany's upper house suspends solar subsidy cuts. 2012. Disponível em: <<http://www.reuters.com>>. Acesso em: 12 mai. 2015.

RFI, INTERNATIONAL NEWS. Alemanha vai desativar as 17 usinas nucleares do país até 2022. 2011. Disponível em: <www.portugues.rfi.fr/europa/20110530-alemanha-vai-desativar-17-usinas-nucleares-do-pais-ate-2022>. Acesso em: 14 nov. 2015.

RODRÍGUEZ, C. Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: O Caso dos Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede. Campinas: Faculdade de Engenharia Mecânica, Universidade Estadual de Campinas, 2002. Dissertação (Mestrado)

RÜTHER, R. Edifícios solares fotovoltaicos: o potencial da geração fotovoltaica integrada a edificações urbanas e interligada à rede elétrica pública no Brasil: Editora UFSC/LABSOLAR. Florianópolis, 2004.

RÜTHER, R. Potencial da energia solar fotovoltaica no Brasil e projetos vitrine Estádios Solares e Aeroportos Solares. Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC & Instituto para o Desenvolvimento das Energias Alternativas na América Latina - IDEAL. 2010. Disponível em: <www.senado.gov.br/comissoes/cma/ap/AP20100316_UFSC_Ruther.pdf>. Acesso em: 25 nov. 2015.

SALAMONI, I. T. Metodologia para cálculo de geração fotovoltaica em áreas urbanas aplicada a Florianópolis e Belo Horizonte. Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 155 p. 2004. [Dissertação Mestrado].

SALAMONI, I.; RÜTHER, R. O potencial brasileiro da geração solar fotovoltaica conectada à rede elétrica: análise de paridade de rede. Ouro Preto, 10 p. 2007.

SEEL, J.; BARBOSE, G. L.; WISER, R. H. An analysis of residential PV system price differences between the United States and Germany. Energy Policy. [s.l.], 69:216-226, 2014.

SHAFFER, B. Energy politics. Philadelphia: University of Pennsylvania Press, 2009, 200p.

SCHAFFER, L. M.; BERNAUER, T. Explaining government choices for promoting renewable energy. Energy Policy. [s.l.], 68:15-27, 2014.

SILVEIRA, E. J. T. Energia eólica no Rio Grande do Sul. Porto Alegre, 2013. Secretaria de Desenvolvimento e Promoção do Investimento - SDPI - Agência Gaúcha de Desenvolvimento e Promoção do Investimento - AGDI. Disponível em: <www.al.rs.gov.br/FileRepository/repdcp_m505/SubProjeto_Energia_Eolica/Apresentação%20SDPI%20-%20AGDI.pdf>. Acesso em: 25 nov. 2015.

SOUZA FILHO, A.; SOUZA, A. M.; TEIXEIRA, A. M.; MICHELLIS JUNIOR, D.; TOSCANO, J. V.; CAMARGO, L. V. A.; ZELINSKI, P. P.; FERRETTI, R.; FUNCHAL

FILHO, R. e SILVA, S. C. Gestão da defesa do interesse nacional na matriz energética brasileira. Escola Superior de Guerra, Ministério da Defesa, Rio de Janeiro, 2010.

TIBA, C; FRAIDENRAICH, N.; MOSZKOWICZ, M; CAVALCANT, E. S. C. Atlas Solarimétrico do Brasil, Universidade Federal de Pernambuco, 2000, Recife. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes/download/Atlas_Solarimetrico_do_Brasil_2000.pdf>. Acesso em: 25 nov. 2015.

TIMILSINA, G. R.; KURDGELASHVILI, L.; NARBEL, P. A. Solar energy: Markets, economics and policies. Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2012 Disponível em: <<http://engemausp.submissao.com.br/17/anais/arquivos/408.pdf>>. Acesso em: 30 out. 2015.

UNITED STATES OF AMERICA. United States Congress. Energy Policy Act of 2005, Public law 109-58. USA, 2005. 551 p. Disponível em: <http://www1.eere.energy.gov/femp/pdfs/epact_2005.pdf>. Acesso em: 30 set. 2015.

VERGARA, S. C. Projetos e relatórios de pesquisa em administração 14. ed. São Paulo, Atlas, 2013, 94, p.

WERNER, D.; TAVARES, D. A. C. Hidrelétricas e desenvolvimento sustentável: uma combinação possível? In: ENCONTRO DA SOCIEDADE BRASILEIRA DE ECONOMIA ECOLÓGICA, 8, 2009, Cuiabá. Anais. Cuiabá: Ecoeco, 2009.

WINZER, C. Conceptualizing energy security. Energy Policy, (46):36-48, 2012. Disponível em:<<https://wiki.zirve.edu.tr/sandbox/groups/economicsandadministrativesciences/wiki/78a0c/attachments/280ec/week3recommended1.pdf?sessionID=8940d4002f706e131a7b4041f136555e3b9837d4>>. Acesso em: 08 jul. 2015.

WISER, R. (1998) Supporting Renewable Generation Through Green Power Certification: The Greene Program. Lawrence Berkley National Laboratory, LBL42485. 1998. Disponível em: <<http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/emppubs.html>>. Acesso em: 30 set. 2015.

WISER, R.; PICKLE, S. Financing investments in renewable energy: The role of policy design and restructuring. Lawrence Berkley National Laboratory, LBL39826. 1997. Disponível em: <<http://eetd.lbl.gov/EA/EMP/emppubs.html>>. Acesso em: 30 set. 2015.

WORLDWATCH INSTITUTE. American Energy: The renewable path to energy security. 2006. Disponível em: <<http://images1.americanprogress.org/il80web20037/americanenergynow/AmericanEnergy.pdf>>. Acesso em: 25 set. 2015.

YAMAMOTO, M.; IKKI, O. National survey report of pv power applications in Japan 2010. IEA PVPS. 2011. Disponível em: <<http://www.iea-pvps.org>>. Acesso em: 22 jul. 2015.

YERGIN, D. Ensuring energy security. Foreign Affairs, 85:69-82, 2006.

YERGIN, D. The prize: the epic quest for oil, money, and power. New York, Simon & Schuster, 1991, 912p.