

GIOVANNI GUELER DALVI

**AVALIAÇÃO DE *FEED-IN TARIFF* PARA INCENTIVO DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título de *Magister Scientiae*.

VIÇOSA
MINAS GERAIS – BRASIL
2017

**Ficha catalográfica preparada pela Biblioteca Central da Universidade
Federal de Viçosa - Câmpus Viçosa**

T

D152a
2017

Dalvi, Giovanni Gueler, 1988-

Avaliação de *Feed-in Tariff* para incentivo da geração
distribuída solar fotovoltaica no Brasil / Giovanni Gueler Dalvi.
– Viçosa, MG, 2017.

xiv, 88f. : il. (algumas color.) ; 29 cm.

Orientador: Delly Oliveira Filho.

Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Viçosa.

Referências bibliográficas: f. 72-88.

1. Energia fotovoltaica. 2. Sistemas de energia fotovoltaica.
3. Sistemas de energias. I. Universidade Federal de Viçosa.
Departamento de Engenharia Agrícola. Programa de
Pós-Graduação em Engenharia Agrícola. II. Título.

CDD 22. ed. 621.47

GIOVANNI GUELER DALVI

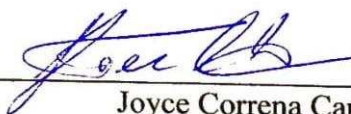
**AVALIAÇÃO DE *FEED-IN TARIFF* PARA INCENTIVO DA GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA SOLAR FOTOVOLTAICA NO BRASIL**

Dissertação apresentada à Universidade Federal de Viçosa, como parte das exigências do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, para obtenção do título de *Magister Scientiae*.

APROVADA: 31 de julho de 2017.



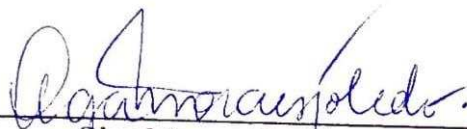
Heverton Augusto Pereira



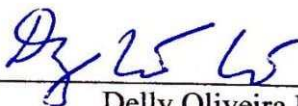
Joyce Correna Carlo



Paulo Marcos de Barros Monteiro



Olga Moraes Tolêdo
(Coorientadora)



Delly Oliveira Filho
(Orientador)

À minha família, por acreditar em mim e proporcionar as condições necessárias para a realização deste trabalho.

Agradecimentos

Inicialmente a Deus pelas oportunidades que sempre tem me dado de crescer e pela família e amigos que tenho.

A minha família pelo apoio e por sempre estarem do meu lado me estimulando e mostrando a cada dia que sou capaz de muito mais que acredito.

À Universidade Federal de Viçosa e ao Departamento de Engenharia Agrícola, por proporcionar esta experiência de trabalho e todo embasamento para realização do mesmo.

À CAPES, pelo financiamento da pesquisa.

Ao Professor Delly Oliveira Filho, pela oportunidade de pesquisa e orientação.

Aos colegas e amigos feitos em Viçosa, pela companhia, parceria e agradável convivência.

Biografia

Giovanni Gueler Dalvi, nasceu na cidade de Castelo – ES, filho de Maria Lucia Gueler Dalvi e Castro Genivaldo Dalvi.

Filho de agricultores do interior de Castelo, Espírito Santo, realizou ensino básico na Escola Unidocente do Cedro, na comunidade do Cedro, interior de Castelo - ES, o ensino fundamental na UMEF Professor Antônio Azeredo Coutinho na comunidade de Santa Tereza, no interior e divisa dos municípios de Castelo - ES e Conceição do Castelo - ES, cursou ensino médio na EEEFM João Bley na cidade de Castelo – ES e ingressou no curso de graduação em Matemática na Universidade Federal de Viçosa em 2008. Em 2010 mudou de curso por meio de prova interna para o curso de Engenharia Elétrica, curso que concluiu em julho de 2015.

Durante a graduação fez iniciação científica, participou de projetos de extensão universitária e atuou como tutor e monitor de cálculo dentro da instituição.

Em agosto de 2015 ingressou no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Agrícola, em nível de mestrado, pelo Departamento de Engenharia Agrícola, no setor de Energia, submetendo-se à defesa da dissertação em 31 de julho de 2017.

Durante o mestrado foi monitor nível II de matemática do Colégio de Aplicação da UFV – Cap COLUNI, e foi professor substituto do Departamento de Matemática da UFV.

Sumário

Lista de Tabelas	vii
Lista de Figuras	ix
Lista de Símbolos e Abreviaturas.....	xi
Resumo	xiii
Abstract.....	xiv
Capítulo 1: Considerações iniciais.....	1
1.1. <i>Introdução</i>	<i>1</i>
1.2 <i>Objetivos</i>	<i>5</i>
1.2.1 <i>Objetivo Geral</i>	<i>5</i>
1.2.2 <i>Objetivo Específico.....</i>	<i>5</i>
1.3 <i>Estrutura da Dissertação</i>	<i>6</i>
1.4 <i>Limitações da Presente Pesquisa.....</i>	<i>7</i>
1.5 <i>Contribuições da Pesquisa.....</i>	<i>7</i>
Capítulo 2: O Mercado de Energia Elétrico Brasileiro	8
2.1 <i>Consumo de energia por setor da economia</i>	<i>8</i>
2.2 <i>Indicadores de qualidade individuais e coletivos de energia elétrica no Brasil</i>	<i>15</i>
2.3 <i>Tarifa horo-sazonal Branca.....</i>	<i>24</i>
2.4 <i>Análise da externalidade fotovoltaica ligada a perdas e nível de tensão.....</i>	<i>27</i>
Capítulo 3: O Setor Elétrico Brasileiro	33
3.1 <i>Potencial eólica, fotovoltaico e políticas de incentivo a energias renováveis no Brasil.....</i>	<i>36</i>
Capítulo 4: Matriz Energética e Aplicação da Política FIT na Alemanha, no Japão, na China, na Austrália e na Espanha	42
4.1 <i>Matriz Energética da Alemanha</i>	<i>42</i>
4.1.1 <i>Política FIT na Alemanha</i>	<i>43</i>
4.2 <i>Matriz Energética do Japão.....</i>	<i>45</i>

4.2.1 Política FIT no Japão.....	46
4.3 <i>Matriz energética da China</i>	48
4.3.1 Política FIT na China	49
4.4 <i>Matriz Energética da Austrália</i>	51
4.4.1 Política FIT na Austrália	51
4.5 <i>Matriz Energética da Espanha</i>	53
4.5.1 Política FIT na Espanha.....	54
Capítulo 5: Resultados e Discussão	56
Capítulo 6: Conclusão e Recomendação de Trabalhos Futuros	70
6.1. <i>Conclusão</i>	70
6.2. <i>Recomendações de Trabalhos Futuros</i>	71
Referências Bibliográficas	72

Lista de Tabelas

Tabela 2.1: Tarifas médias por classe de consumo (R\$/MWh) (EPE 2016a).....	10
Tabela 2.2: Valor típico em centavos de euro por kWh não fornecido aos setores industriais de pequena e média escala (Küfeoğlu and Lehtonen 2016b).....	14
Tabela 2.3: Custo Unitário das Interrupções esperado não programado por setor, região e total do país (R\$/KWh)(Sinapsis, Mercados de Energia, and Mercado Energéticos 2016)	15
Tabela 2.4: DEC e FEC anual das concessionárias brasileiras (ANEEL 2017b)	18
Tabela 2.5: DEC e FEC anual da concessionária CEMIG-D (ANEEL 2017b).....	18
Tabela 2.6: Número de consumidores da concessionária do Brasil (ANEEL 2017b)	18
Tabela 2.7: Número de consumidores da concessionária CEMIG-D (ANEEL 2017b) .	19
Tabela 2.8: Valores pagos e o número de compensações efetuadas pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica do Brasil (ANEEL 2017c)	21
Tabela 2.9: Valores pagos e o número de compensações efetuadas pela CEMIG-D (ANEEL 2017c)	22
Tabela 2.10: Valores limites dos indicadores individuais para o município de Viçosa, MG (ANEEL 2017e)	23
Tabela 2.11: Limites de tensão nas residências (ANEEL 2017g).....	27
Tabela 2.12: Indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente da região sudeste para a CEMIG –D (ANEEL 2017a).....	29
Tabela 3.1: Capacidade instalada em operação no Brasil em novembro de 2016 (ANEEL 2016b).....	34
Tabela 4.1: Capacidade Instalada de energia elétrica convencional de Fontes de Energia Renovável (FER) na Alemanha (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2014).....	45
Tabela 4.2: Capacidade elétrica instalada a partir de fontes renováveis de energia antes e depois da implantação do sistema tarifário <i>Feed-In Tariff</i> (METI 2014a).....	48
Tabela 4.3: Capacidade instalada na China em 2015 (Ma 2015).....	49

Tabela 5.1: Fator de Aquecimento Global em um horizonte de 100 anos (FAG - 100 a) e sua concentração na atmosfera (em partes por bilhão - ppb ou partes por milhão - ppm) de alguns gases de efeito estufa (GEE) ((Meure et al. 2006)).....	59
Tabela 5.2: Emissões de CO ₂ por kWh de eletricidade gerada por diferentes fontes de energia (Wang and Sun 2012).....	60

Lista de Figuras

Figura 2.1: Consumo por setor da economia do Brasil (EPE 2016a).....	10
Figura 2.2: Percentual do consumo de energia elétrica por classe em 2015 (EPE 2016a).....	11
Figura 2.3: Curva de carga típica do SIN para o consumidor residencial no Brasil (Queiroz 2011).....	12
Figura 2.4: Curva de carga típica do SIN para o consumidor industrial no Brasil (Queiroz 2011).....	13
Figura 2.5: Curva de carga típica do SIN para o consumidor comercial no Brasil (Queiroz 2011).....	13
Figura 2.6: Comparativo entre a tarifa branca e a tarifa convencional para uma determinada distribuidora (ANEEL 2016a).....	26
Figura 2.7: Diagrama do sistema simplificado (Souza 2014).....	27
Figura 3.1: Oferta interna de energia elétrica por fonte em 2015 (EPE 2016b).	33
Figura 3.2: Mudanças estimadas no potencial energético no Brasil do ano de 2014para o ano de 2024 (MME/EPE 2015).	35
Figura 3.3: Potencial eólico estimado para o Brasil com uma velocidade de vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s a uma altura de 50 m (Amarante, Zack, and Sá 2001).	37
Figura 3.4: Número de micro e mini geradores no Brasil até março de 2015 (ANEEL 2015b).	39
Figura 3.5: Capacidade instalada em kW de geração distribuída por fonte no Brasil em 2015 (ANEEL 2015b).	39
Figura 3.6: Irradiação horizontal média anual para o Brasil (Solar GIS 2014a).....	41
Figura 4.1: Potência instalada por fonte de energia na Alemanha, em 2014 (Burger, 2014).....	42
Figura 4.2: Produção de eletricidade e variação absoluta na produção de eletricidade na Alemanha nos primeiros onze meses de 2014, em comparação com 2013 (Burger, 2014).....	43

Figura 4.3: Participação da energia proveniente de fonte renováveis no consumo bruto da Alemanha (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2014).....	44
Figura 4.4: Matriz energética do Japão em 2015 (OECD/IEA 2016).....	46
Figura 4.5: Participação das fontes energéticas na geração de energia da China em 2015 (Ma 2015).....	49
Figura 4.6: Matriz energética da Austrália em 2015 (Department of Industry and Science 2016).....	51
Figura 4.7: Matriz energética da Espanha em 2015 (International Trade Administration 2017).....	53
Figura 5.1: Geração Hidráulica, geração térmica convencional e demanda do SIN nos anos de 2015 e 2016 (ONS 2017).....	57
Figura 5.2 : Irradiação horizontal média anual para a Alemanha (Solar GIS 2016c).....	63
Figura 5.3: Irradiação horizontal média anual para a China (Solar GIS 2015).....	64
Figura 5.4: Irradiação horizontal média anual para o Japão (Solar GIS 2014b).....	65
Figura 5.5: Irradiação horizontal média anual para a Austrália (Solar GIS 2016a)...	68
Figura 5.6 : Irradiação horizontal média anual para a Espanha (Solar GIS 2016b)...	69

Lista de Símbolos e Abreviaturas

ANEEL	- Agência Nacional de Energia Elétrica.
CCEE	- Câmara de Comercialização de Energia Elétrica.
CGE	- Câmara de Gestão de Crise de Energia Elétrica
CEMIG-D	- CEMIG Distribuição.
NDRC	- Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma - <i>National Development & Reform Commission</i> .
CEMIG	- Companhia Energética de Minas Gerais S.A.
CONFINS	- Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social.
CO _{2eq}	- Dióxido de Carbono Equivalente.
CO ₂	- Dióxido de Carbono.
DICRI	- Duração da Interrupção Individual Ocorrida em dia Crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão.
DIC	- Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.
DEC	- Duração Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora.
DMIC	- Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão.
DRCE	- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica Equivalente.
DRC	- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica.
DRPE	- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária Equivalente.
DRP	- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária.
EEG	- <i>Electricity Feed Act (Stromeinspeisungsgesetz or feed-in law)</i> .
FAG	- Fator de Aquecimento Global.
FIT	- <i>Feed-In Tariff</i> .
FV	- Fotovoltaica.
FIC	- Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora.
FEC	- Frequência Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora.
GEE	- Gases de Efeito Estufa.

GDSF	-	Geração Distribuída Solar Fotovoltaica.
GD	-	Geração Distribuída.
CIRA	-	Impacto da Mudança Climática e Análise de Risco - <i>Impact of Climate Change and Risk Analysis</i> .
ICMS	-	Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Serviços.
DGC	-	Indicador de Desempenho Global de Continuidade.
ISAC	-	Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor.
MtCO _{2eq}	-	Milhares de toneladas de CO _{2eq} .
METI	-	<i>Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan</i> - Ministério da Economia, Comércio e Indústria do Japão.
PCH	-	Pequenas Centrais Hidrelétricas.
PRODIST	-	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional.
Proinfa	-	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas.
PIS	-	Programa de Integração Social.
PROEÓLICA	-	Programa Emergencial de Energia Eólica.
REN	-	Resolução Normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica
SIN	-	Sistema Interligado Nacional.
UCG	-	Unidade Consumidora Geradora.

Resumo

DALVI, Giovanni Gueler, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, julho de 2017. **Avaliação de *Feed-In Tariff* para Incentivo da Geração Distribuída Solar Fotovoltaica no Brasil.** Orientador: Delly Oliveira Filho. Coorientadores: Olga Moraes Toledo, Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz e Maria Helena Murt+a Vale.

O sistema elétrico está sujeito a falhas que podem provocar interrupções não programadas no fornecimento de energia elétrica aos consumidores. Deste modo, é de grande importância entender os problemas associados a estas interrupções, bem como os custos a eles associados. As concessionárias de distribuição de energia elétrica conhecem muito bem os custos diretos associados a estas interrupções. Porém, quando analisado no ponto de vista do consumidor a energia elétrica é insumo básico. Assim é necessário o conhecimento do valor da interrupção no fornecimento de energia elétrica e formas alternativas de evitar essas falhas e poder aumentar a confiabilidade energética e diminuir o valor pago pelas perdas elétricas. A matriz elétrica brasileira passou por mudanças notáveis ao longo do tempo, com uma redução no uso de fontes renováveis e um aumento no uso de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica, aumentou as emissões de gases de efeito estufa (GEE). O aumento de GEE afeta a temperatura e reduz a qualidade de vida. Desta forma, é necessária uma intervenção do governo por meio de políticas públicas eficientes para promover o uso de fontes renováveis na geração de energia elétrica. Uma política que mostrou resultados positivos é o *Feed-In Tariff* (FIT). As políticas FIT são conhecidas em todo o mundo e são usadas por muitos países, incluindo a Alemanha, uma nação de referência com relação a potência instalada de energia solar fotovoltaica no mundo, o Japão e a China que vem aumentando constantemente seu potencial fotovoltaico, além da Austrália e a Espanha que possuem uma grande potência instalada de energia solar fotovoltaica e tiveram alguns problemas nas políticas de promoção a essa fonte de energia renovável. O Brasil está progredindo lentamente no campo das energias renováveis, mas a maioria da geração está longe dos consumidores. Isso leva a perdas em sistemas de transmissão, que podem ser minimizados por estimular a geração de energia em unidades de pequeno porte perto dos centros de consumo, como por meio do sistema fotovoltaico. A FIT é uma das políticas mais significativas para promover a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis no mundo, especialmente a energia solar fotovoltaica. O FIT pode ajudar a reduzir o uso de combustíveis fósseis que são crescentes no Brasil, diminuindo as emissões de GEE e auxiliando as distribuidoras na redução do pagamento de multas referentes a qualidade da distribuição de energia, tendo uma geração mais próxima dos consumidores.

Abstract

DALVI, Giovanni Gueler, M.Sc., Universidade Federal de Viçosa, July, 2017. **Evaluation of Feed-In Tariff For Incentive of Distributed Solar Photovoltaic Generation in Brazil.** Advisor: Delly Oliveira Filho. Co-advisors: Olga Moraes Toledo, Antônia Sônia Alves Cardoso Diniz and Maria Helena Murta Vale.

The electrical system is subject to faults that can cause unplanned interruptions in the electricity supply to consumers. In this way, it is of great importance to understand the problems associated with these interruptions, as well as the associated costs. The electricity distribution companies are well aware of the direct costs associated with these interruptions. However, when analyzed from the point of view of the consumer, the situation is much more complicated for the consumer, electric energy is basic input. Thus, it is necessary to know the value of interruption in the supply of electricity and alternative ways of avoiding these faults and to be able to increase the energy reliability and decrease the amount paid for the electrical losses. The Brazilian electrical matrix has undergone notable changes over time, with a reduction in the use of renewable sources and an increase in the use of fossil fuels for electric power generation, increased greenhouse gas (GHG) emissions. The increase in GHG affects the temperature and reduces the quality of life. In this way, government intervention is necessary through efficient public policies to promote the use of renewable sources in the generation of electric energy. One policy that has shown positive results is the Feed-In Tariff (FIT). FIT policies are known around the world and are used by many countries, including Germany, a reference nation in relation to the installed solar photovoltaic power in the world, Japan and China has been steadily increasing its photovoltaic potential, as well as Australia and Spain that have a large installed capacity of photovoltaic solar energy and had some problems in the policies of promotion to this source of renewable energy. Brazil is slowly progressing in the field of renewable energy, but most of the generation is far from consumers. This leads to losses in transmission systems, which can be minimized by stimulating power generation in small units near consumption centers, such as through the photovoltaic system. FIT is one of the most significant policies to promote the generation of electricity from renewable sources in the world, especially photovoltaic. FIT can help reduce the use of fossil fuels that are growing in Brazil by reducing GHG emissions and helping utilities reduce the payment of fines related to the quality of energy distribution, with a generation closer to consumers.

Capítulo 1: Considerações iniciais

1.1. Introdução

O bem produzido pelas indústrias de eletricidade é a energia elétrica, um produto impalpável utilizado de forma indireta, seja para produzir luz, movimento, calor ou qualquer outra transformação energética (Abradee 2015). A oferta de energia, durante todo o século XX, foi obtida principalmente a partir dos combustíveis fósseis, como petróleo e carvão mineral, dando suporte ao crescimento e às transformações da economia mundial. O cenário começa a mudar nos primeiros anos do século atual colocado à prova pela nova realidade do necessário desenvolvimento sustentável (ANEEL 2008).

Neste contexto aparece de forma crescente os geradores de energia elétrica de fontes renováveis com um novo paradigma de operação do sistema elétrico conhecido como Geração Distribuída – GD. A geração distribuída é definida como o uso integrado ou isolado de recursos modulares de pequeno porte por concessionárias, consumidores e terceiros em aplicações que beneficiam o sistema elétrico e/ou consumidores específicos (Barbosa Filho e Azevedo 2013). A partir da descentralização crescente da geração, o que tem ocorrido em diversos países no mundo, as redes de distribuição passam a ter papel protagonista na operação do sistema, contrabalançando os efeitos intermitentes desses pequenos geradores e aumentando a qualidade do fornecimento de energia.

O sistema elétrico brasileiro é praticamente todo conectado, diferentemente de outros sistemas de redes, como saneamento e gás, a energia elétrica não pode ser armazenada de forma economicamente viável, e isso implica na necessidade de equilíbrio constante entre oferta e demanda. Em outras palavras, toda a energia consumida deve ser produzida instantaneamente e, quando há desequilíbrios, mesmo que por frações de minuto, todo o sistema corre o risco de desligamentos em cascata, os chamados “apagões” (Abradee 2015).

Sendo assim, a cada dia que passa, a qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica se torna mais importante, principalmente no que diz respeito à continuidade dos níveis de tensão e ao pronto reestabelecimento do serviço, que são versados por lei, e deste modo passaram a ser uma preocupação para as distribuidoras de energia elétrica (Shiga 2007). Podendo-se citar a resolução número 395 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL de 15 de dezembro de 2009 (ANEEL 2009) que aprova os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico

Nacional- PRODIST, e dá outras providências, dentre elas, os cálculos de perdas da distribuição e dos procedimentos relativos a qualidade de energia, e a resolução normativa da ANEEL número 414 de 9 de setembro de 2010 (ANEEL 2010) que estabelece as condições gerais a respeito do fornecimento de energia elétrica, cujas disposições devem ser observadas pelas distribuidoras e pelos consumidores.

O sistema elétrico está sujeito a falhas, falhas estas que podem provocar interrupções não programadas no fornecimento de energia elétrica aos consumidores, sejam eles comerciais, residenciais ou industriais. Deste modo é de grande importância entender os problemas associados a estas interrupções, bem como os custos a eles associados.

As concessionárias de energia conhecem muito bem os custos diretos associados a estas interrupções. Porém, quando analisado no ponto de vista do consumidor, a situação é bem mais complicada, de modo que sua falta pode provocar diversos transtornos, como perda de produção, perda de matéria prima, perda de contratos, etc., pois a energia elétrica é insumo básico para o consumidor. Deste modo chega-se à conclusão que existe a necessidade do conhecimento do valor da interrupção no fornecimento de energia elétrica para cada tipo de consumidor (Shiga 2007) visto que seus equipamentos estão cada vez mais sensíveis e dependentes das condições de operação do sistema de energia elétrica (Küfeoğlu e Lehtonen 2016a).

Mesmo em equipamentos domésticos (fornos de micro-ondas, máquinas de lavar roupa, relógios digitais, etc.) as cargas vêm desempenhando cada vez mais controle de processos mais complexos. Para se verificar tal fato, basta lembrar a dificuldade enfrentada em faltas de energia elétrica ocasionando a perda de produtos perecíveis, paralização de serviços em escritórios, indústrias, supermercados, etc., perda da sinalização de trânsito, acarretando atrasos e congestionamentos, e às vezes podendo aumentando o número de acidentes, além da paralização de atividades essenciais como hospitais (Deckmann e Pomilio 2016).

Atualmente, a geração hidráulica é predominante na geração de energia elétrica brasileira, mas essa contribuição vem diminuindo ao longo dos últimos anos. Desde 2011 a geração por fonte hidráulica diminuiu consideravelmente, representando 81,9% da energia gerada em 2011 e atingindo 64,0% na oferta interna de energia em 2015, onde a geração de energia foi de 567,6 TWh e 581,5 TWh, respectivamente (EPE 2012, 2013, 2014, 2015, 2016b). A principal fonte de energia elétrica em 2016 continuou a ser a

hidráulica, houve um aumento de 4,1% em relação a 2015 na participação e a oferta interna de energia elétrica, 578,9TWh, foi 0,4% inferior ao ano de 2015 (EPE 2017).

Apesar dos incentivos governamentais para a implementação de energias renováveis, observou-se um crescimento significativo da geração de energia elétrica a partir de combustíveis fósseis no período 2012 -2015 (EPE, 2012, 2013, 2014, 2015). Em 2016, a geração de eletricidade a partir de fontes não renováveis representou 19,6% do total nacional, contra 25,9% em 2015, no entanto, mesmo com a redução apresentada, houve uma diminuição de 0,90% no consumo final de energia elétrica em comparação com o ano de 2015 (EPE 2017).

De acordo com os limites estabelecidos pelas Nações Unidas, o CO₂ influencia 55% do aquecimento global, além disso, o uso de combustíveis fósseis para a geração de energia é o principal fator que contribui para as emissões de CO_{2eq}, o que representa cerca de 60% das emissões globais, tornando-o o mais importante dos gases de efeito de estufa (Liu 2007; Liu e Wu 2017; Olabemiwo et al. 2017). Os Gases de Efeito Estufa – GEE são responsáveis pelo aquecimento global, mudanças climáticas e chuvas ácidas.

O uso de energia na indústria realiza a maior ação antrópica para emissões de CO_{2eq} no mundo (Chen e Wu 2017; Ford 2008; Kung, Zhang, e Chang 2017; Saysel e Hekimoğlu 2013). Este setor, incluindo a produção e consumo de combustível e eletricidade, representa a segunda maior fonte de emissão equivalente com 29% das emissões brasileiras em 2013 ou seja, 418 MtCO_{2eq} (milhões de toneladas dióxido de carbono equivalente - o resultado da multiplicação das toneladas de emissão de gases de efeito estufa pelo seu potencial de aquecimento global) (Observatório do Clima (Brasil) 2015).

O terceiro relatório de avaliação do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas – IPCC de 2001 mostra que a porcentagem de certeza científica sobre mudanças climáticas devido à atividade humana desde a década de 1950 foi de 66% (IPCC 2001) e aumentou para 90% no quarto relatório (IPCC 2007) e 95% a 100% no quinto, em 2013 (IPCC Working Group 1 et al. 2013; Yao, Feng e Hubacek 2015).

O aumento acentuado da população mundial (cerca de 83 milhões de pessoas por ano, e com a taxa de fertilidade caindo (United Nations 2017)), da urbanização, das atividades industriais e o consumo de energia tem influenciado intensamente a atividade humana no meio ambiente. O uso da energia de diferentes maneiras desempenha um papel perigoso na perturbação do clima (Olabemiwo et al. 2017). A *Academy of Sciences* (Climate Change 2010) estima que, durante os últimos 100 anos, as emissões de

CO_{2eq} aumento das temperaturas globais em torno de 0,8 °C (Lacchini e Rüther 2015) e o cenário de referência CIRA (Impacto da Mudança Climática e Análise de Risco – em inglês *Impact of Climate Change and Risk Analysis*) Projeta um aumento em mais de 5°C na temperatura média global até 2100 (EPA 2015).

O atributo de mudança de clima do GEE tem sido o foco da pesquisa iniciada pelo protocolo de Kyoto na última década, que visava reduzir as emissões de gases de efeito estufa no período 2008-2012 (Hamawand 2015; Yacob et al. 2005). Embora este protocolo seja um acordo internacional e muitos países o tenham assinado, muitos desses países ainda não têm metas para emissões de GEE ou não se comprometeram a reduzir essas emissões até 2020 (Acar e Lindmark 2016).

Uma alternativa para apoiar a redução das emissões de GEE é investir na geração de energia a partir de fontes renováveis (Lacchini e Dos Santos 2013; Li, Chang e Chang 2017). No entanto, essas fontes de energia são mais caras do que a geração de fontes não renováveis, como os combustíveis nucleares e fósseis (IEA 2013; OECD/IEA 2014). Assim, para estimular a implementação da geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis de forma generalizada, do ponto de vista econômico e social, é necessária uma intervenção governamental como forma de corrigir as influências do mercado (European Commission 2013). Um dos modelos amplamente aceitos e adotados em todo o mundo é o *Feed-In Tariff* – FIT. Por definição, FIT é o preço pago por unidade de eletricidade gerada a partir de fontes renováveis para geradores privados, de um utilitário ou fornecedor de energia, usando uma tarifa ajustada pelo governo, também chamada de tarifa prêmio (EEA 2013; Li, Chang e Chang 2017). As tarifas são apresentadas em contratos de compra de longo prazo (10 a 20 anos) aos geradores de energia renovável a preços de atacado que compensam os custos de instalação e operação com um lucro razoável (Lieben e Boisvert 2013). Ao longo do tempo, as tarifas de novos contratos são gradualmente reajustadas (reduzidas) a um valor predeterminado (Energypedia 2015).

As políticas FIT alcançaram um grande sucesso no mercado de energia renovável. Muitos relatórios argumentaram que eles são mais eficazes do que outras políticas e mais eficientes na capacidade de produzir eletricidade renovável a um preço tão baixo quanto possível (DBCCA-D.B. Climate Change Advisors 2009; EU Commission 2008; OECD/IEA 2008; Stern 2007). A FIT também apoia o desenvolvimento mais rápido das energias renováveis em comparação com outras políticas (EU Commission 2008; OECD/IEA 2008). Outros benefícios para o uso de FIT em pesquisas recentes são o crescimento do emprego (ISES 2006; Deloitte 2009; Mark e Nick-Leptin 2010), uma

diminuição na importação de combustíveis fósseis e prevenção de danos ambientais (Jacobs et al. 2013; Mark 2010).

1.2 Objetivos

Nesta seção serão apresentados o objetivo geral e os objetivos específicos deste trabalho.

1.2.1 Objetivo Geral

Avaliar a composição da matriz energética brasileira e fazer uma análise crítica das possibilidades de implementação da geração distribuída de energia solar fotovoltaica na matriz energética do Brasil como forma de melhorar a confiabilidade da distribuição de energia elétrica tanto para o consumidor quanto para a concessionária de energia elétrica e redução das emissões de gases de efeito estufa.

Em seguida fazer a proposição da implantação da política pública *Feed-In Tariff* como forma de subsídio a geração distribuída solar fotovoltaica, analisando resultados desta política em alguns países do mundo, seus erros e acertos e fazendo um paralelo com as possibilidades do Brasil.

1.2.2 Objetivo Específico

- Analisar a composição da matriz energética brasileira e as principais políticas públicas nacionais que procuram promover a geração de energia por fontes renováveis;
- Discutir as perspectivas de crescimento da matriz energética brasileira, das gerações provenientes de fontes renováveis de energia (eólico e solar fotovoltaico) e as políticas públicas atuais de incentivo as fontes renováveis no Brasil.
- Analisar as emissões de gases de efeito estufa pelas diferentes fontes de geração de energia elétrica;
- Analisar o consumo de energia por cada setor da economia, sua curva de carga e os custos do kWh não fornecido para cada setor;

- Analisar os indicadores individuais e coletivos de continuidade da distribuição de energia elétrica e os custos a eles associados para as concessionárias de distribuição do Brasil e para a concessionária CEMIG –D no estado de Minas Gerais;
- Analise das externalidades ligadas a geração distribuída solar fotovoltaica relacionadas a perdas e nível de tensão;
- Discutir possíveis melhorias na rede de distribuição de modo que beneficiem tanto o consumidor como a concessionária de energia;
- Discutir a utilização da tarifa horo-sazonal branca residencial juntamente com modificações na resolução normativa da ANEEL 482/2012, de modo a utilização de sistemas solares fotovoltaicos em residências diminuindo os custos para o consumidor e auxiliando a distribuidora em horários de sobrecarga;
- Analisar a matriz energética da Alemanha, do Japão, da China, da Austrália e da Espanha e as políticas públicas de incentivo a geração de energia renovável nestes países, especialmente a política pública *Feed-In Tariff*;
- Discutir de forma ampla as possibilidades do Brasil, mediante comparação com Alemanha, Japão, China, Austrália e Espanha diversificar sua matriz de geração de energia elétrica investindo na promoção de energias renováveis, ao invés de utilizar termoelétricas movidas a combustíveis de origem fóssil.

1.3 Estrutura da Dissertação

Esta dissertação de mestrado é constituída de 6 capítulos e as referências bibliográficas.

O Capítulo 1 introduz, de forma geral e compacta, os temas abordados neste trabalho e sintetiza as limitações e contribuições da presente pesquisa.

O Capítulo 2 discute o mercado de energia elétrica brasileiro, analisando o consumo de energia elétrica por fonte da economia, indicadores individuais e coletivos da qualidade de energia elétrica, a tarifa horo-sazonal branca e uma breve análise das externalidades ligada a perda de tensão.

O Capítulo 3 traz um panorama do setor elétrico brasileiro, o potencial eólico e fotovoltaico e as políticas de incentivo as energias geradas por fontes renováveis no Brasil.

O Capítulo 4 apresenta a matriz energética e as aplicações da política FIT na Alemanha, no Japão, na China, na Austrália e na Espanha.

O capítulo 5 apresenta alguns resultados e as discussões do presente trabalho.

O Capítulo 6 traz a conclusão geral e as recomendações de trabalhos futuros.

1.4 Limitações da Presente Pesquisa

Esta pesquisa busca responder algumas questões relativas a geração distribuída de energia solar fotovoltaica, algumas externalidades a ela associada e a proposição de nova política pública, ou adaptação da vigente, com objetivo de aumentar a geração de energia elétrica proveniente de fontes renováveis de energia e reduzir as emissões de gases de efeito estufa da matriz energética nacional.

As maiores dificuldades encontradas na realização da pesquisa é o vasto campo a ser explorado pelo tema e poder selecionar apenas algumas partes consideradas mais relevantes para serem trabalhadas, como por exemplo quando trabalha-se com a qualidade de energia, onde foi utilizado somente os indicadores de distribuição de energia elétrica (indicadores individuais e coletivos de continuidade e indicadores de conformidade do nível de tensão) disponibilizados pela agência nacional de energia elétrica.

1.5 Contribuições da Pesquisa

Com essa pesquisa objetiva-se ampliar as discussões acerca da geração distribuída, trazendo dados e discussões sobre as externalidades a ela associadas, visando contribuir para auxílio do consumidor e da concessionária de distribuição de energia elétrica, além de discutir a situação atual da matriz energética brasileira, e a necessidade de uma política pública eficiente para a promoção das fontes renováveis de energia elétrica e consequentemente a redução das emissões de gases de efeito estufa.

Capítulo 2: O Mercado de Energia Elétrico Brasileiro

2.1 Consumo de energia por setor da economia

No ano de 2012 o Brasil foi o décimo país com maior capacidade instalada de geração elétrica no mundo, com 121 GW, porém com relação a capacidade hidroelétrica instalada, ficou em segundo lugar, com 84,3 GW (69,67% da potência instalada), ficando atrás somente da China que possui 249 GW (21,2% da potência instalada) (EPE 2016a). Deste modo percebe-se o grande potencial hídrico nacional, que é uma fonte de energia limpa e de baixo custo, quando comparado a outras fontes não renováveis de energia, como as termoeletricas movidas a gás natural.

Segundo resolução normativa da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, número 414 de 2010 – REN nº 414/2010 (ANEEL 2010) as classes de consumo de energia elétrica são:

- Residencial (residencial baixa renda; residencial baixa renda Indígena; residencial baixa renda benefício de prestação continuada da assistência social; residencial baixa renda multi familiar);
- Industrial;
- Comercial (serviços de transporte, exceto tração elétrica; serviços de comunicações e telecomunicações; associação e entidades filantrópicas; templos religiosos; administração condominial: iluminação e instalações de uso comum de prédio ou conjunto de edificações; iluminação em rodovias: solicitada por quem detenha concessão ou autorização para administração em rodovias; semáforos, radares e câmeras de monitoramento de trânsito, solicitados por quem detenha concessão ou autorização para controle de trânsito);
- Rural (agropecuária rural: instalações elétricas de poços de captação de água e serviço de bombeamento de água destinada à atividade de irrigação; agropecuária urbana; residencial rural; cooperativa de eletrificação rural; agroindustrial; serviço público de irrigação rural; escola agrotécnica: estabelecimento de ensino direcionado à agropecuária; aquicultura); e
- Poder Público (iluminação pública; serviço público: tração elétrica, água, esgoto e saneamento; consumo próprio).

O mercado de energia elétrica brasileiro está dividido em dois ambientes de contratação, o regulado e o livre, que são formados pelos consumidores cativos, pelos consumidores livres e consumidores livres especiais, respectivamente.

Os consumidores cativos são os consumidores que compram a energia das concessionárias de distribuição onde estão conectados e suas tarifas são reguladas pela ANEEL (CEMIG 2017b; Engie 2017).

Os consumidores livres escolhem de qual empresa irá comprar a energia, devem possuir demanda contratada igual ou superior a 3 MW médios junto à sua distribuidora de energia elétrica. Caso o consumidor tenha se conectado antes de 07/07/1995, ele precisa atender ao requisito adicional de ser atendido em tensão igual ou superior a 69 kV. Após a contratação, a entrega da energia elétrica continua sendo feita pela linha de transmissão da empresa distribuidora que atende o contratante, que agora cobra pelo uso do seu sistema. Assim os consumidores livres têm um contrato de fornecimento de energia elétrica com geradores e/ou comercializadores e um contrato de uso do sistema elétrico firmado com a empresa proprietária do sistema de transmissão em que está conectado. Na categoria de clientes livres encontram-se também os consumidores especiais, que são aqueles com demanda contratada igual ou inferior a 0,5 MW que contratam energia de fontes alternativas, provenientes de pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, eólica ou solar (CEMIG 2017b; engie 2017).

No ano de 2015 a população brasileira era de 205.266 mil habitantes e consumiu da rede 465.203 GWh de energia elétrica, o que equivale a um consumo *per capita* de 2.266 kWh/habitante/ano, tendo um consumo de 491kWh/mês por unidade consumidora. Possuía um total de 78,855 milhões de clientes na rede de distribuição, sendo 67,746 milhões residenciais, com um consumo médio de 194 kWh/mês (EPE 2016a). A Companhia Energética de Minas Gerais S.A. – CEMIG é a distribuidora de energia elétrica que atende mais unidades consumidoras, atendendo 8.079.660 (10,2% do total de unidades consumidoras do Brasil). Na Figura 2.1 apresenta-se a variação do consumo energético por setor da economia nos anos de 2014 e 2015.

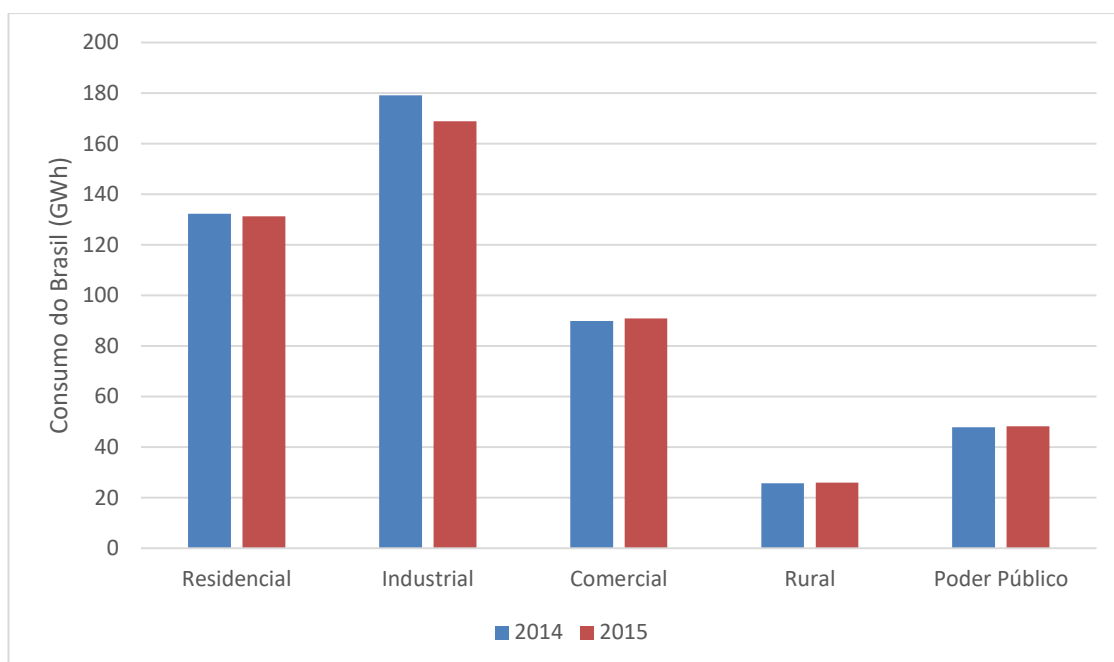


Figura 2.1: Consumo por setor da economia do Brasil (EPE 2016a).

Deve-se considerar ainda que a tarifa de energia elétrica, no mesmo período, houve aumentos no valor do MWh em todos os setores econômicos, variando de 25% para o poder público até aproximadamente 44% para o setor rural, Tabela 2.1.

Tabela 2.1: Tarifas médias por classe de consumo (R\$/MWh) (EPE 2016a).

Sector	2014	2015	$\Delta\%^*$ (2015/2014)
Residencial	305,35	419,31	137,32
Industrial	249,01	335,31	134,66
Comercial	293,05	403,75	137,78
Rural	202,56	292,96	144,63
Poder Público	305,96	384,66	125,72

* variação percentual da tarifa de 2015 com relação ao ano de 2014.

Com relação ao consumo energético, houve uma queda no ano de 2015 (463.203GWh), quando comparado com o ano de 2014 (474.823 GWh), de aproximadamente 2,4%. Outro ponto importante a ser observado é que o setor industrial é o que mais consumiu energia elétrica no ano de 2015, 36,3% do total (168.854 GWh), seguido do residencial com 28,2% (131.295 GWh), Figura 2.2.

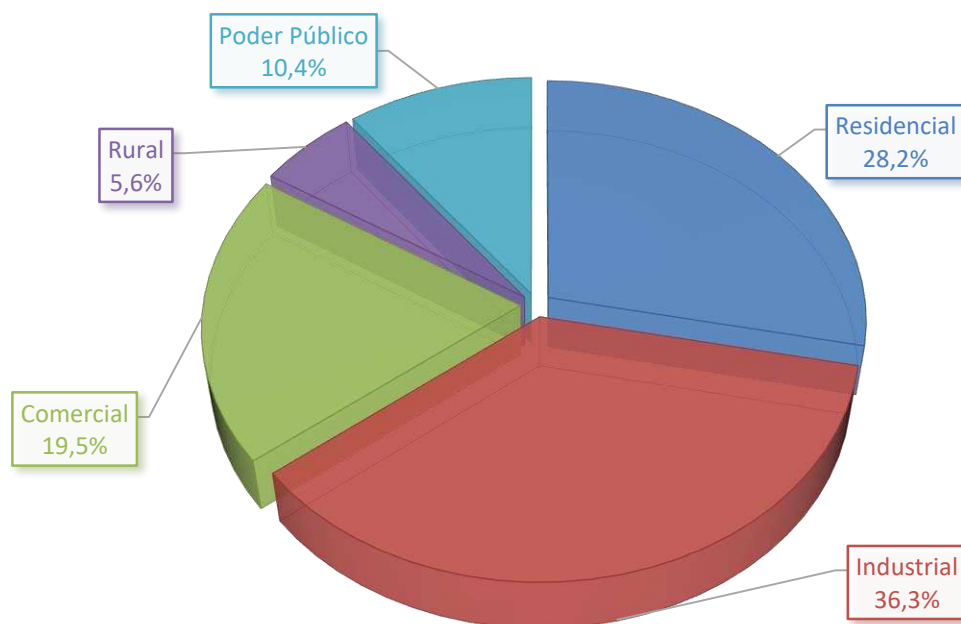


Figura 2.2: Percentual do consumo de energia elétrica por classe em 2015 (EPE 2016a).

Deste modo analisar as curvas de carga de alguns setores da economia se torna importante, visto a necessidade de suprir estas cargas pela concessionária e ao mesmo tempo deve-se considerar a possibilidade de se suprir estas cargas (total ou parcial) ao nível dos consumidores.

Apresenta-se na Figura 2.3 a curva de carga típica do setor residencial do Sistema Interligado Nacional – SIN brasileiro. Analisando a curva nota-se que o período de maior demanda se concentra entre as 18:00 e as 21:00 horas, horário que normalmente ocorre o retorno da população a suas residências após o trabalho tendo como um dos maiores vilões para aumento da demanda o chuveiro elétrico. Este período de três horas de 18:00 às 21:00 horas em boa parte do Brasil é o período denominado horário de pico ou horário de ponta.

Horário de pico, segundo a REN nº 414/2010 (ANEEL 2010), é o período composto por 3 (três) horas diárias consecutivas, definidas pela distribuidora considerando a curva de carga de seu sistema elétrico, aprovado pela ANEEL para toda a área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos, e feriados nacionais. Para a região coberta pela distribuidora CEMIG-D (CEMIG Distribuição) este horário é de 17:00 às 19:59 horas, porém em outras distribuidoras de energia elétrica seu início pode variar entre 17:00 às 18:00 horas em sua maioria.

Para os consumidores residenciais que possuem uma tarifa única durante todo o dia, os consumidores cativos, não faz diferença, tendo o pico de consumo compreendido nessa faixa horária, porém para os setores indústrias e comerciais, que possuem tarifas

diferenciadas no horário de ponta e no horário fora de ponta, as curvas de carga se adaptam a essa diferença de tarifa como pode ser visto nas Figuras 2.3, 2.4 e 2.5.

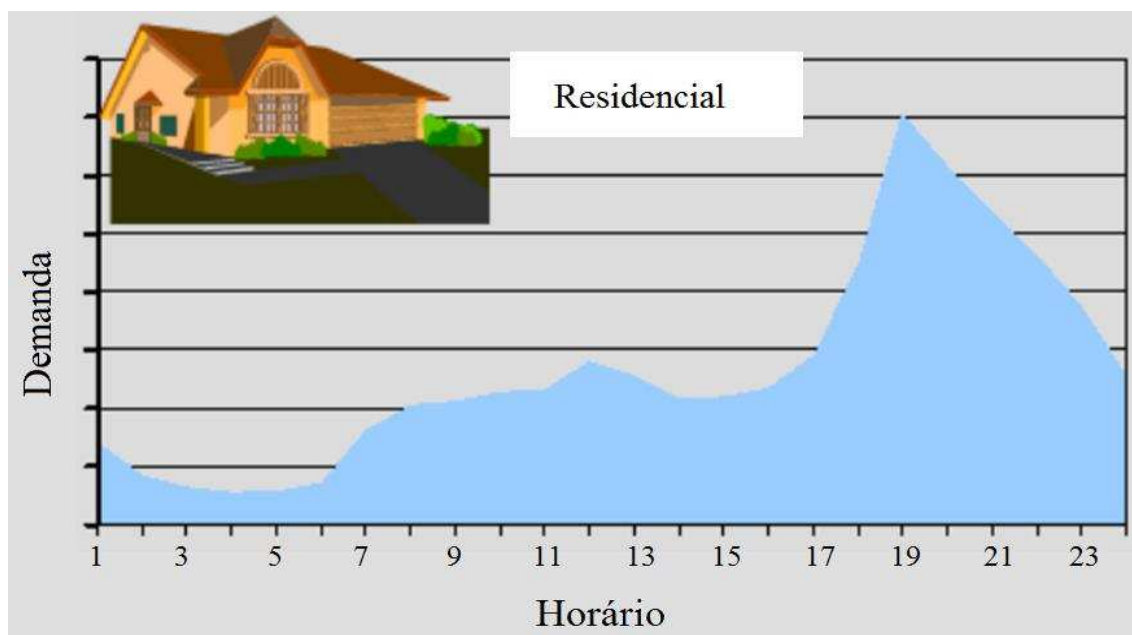


Figura 2.3: Curva de carga típica do SIN para o consumidor residencial no Brasil (Queiroz 2011).

Na Figura 2.4 apresenta-se a curva de carga típica do SIN para o setor industrial, percebe-se que a demanda é praticamente a mesma durante o dia todo, com exceção de 18:00 às 21:00 horas, no horário de ponta mais comum das distribuidoras no Brasil (ANEEL 2016d), onde a tarifa é mais alta e as indústrias diminuem a produção ou procuram formas alternativas de suprir sua demanda energética sem ter que comprar energia das distribuidoras, formas essas que normalmente envolvem energia proveniente de fontes não renováveis de energia (Queiroz 2011).

A Figura 2.5 apresenta a curva de carga típica do setor comercial no SIN, onde se nota uma carga baixa entre as 22:00 as 8:00 horas, um crescimento da demanda de 8:00 às 10:00 horas e possuindo pequenas flutuações até as 18:00 horas onde apresenta um pico e começa a cair logo em seguida. Essas cargas requeridas normalmente são para iluminação e refrigeração, e seu funcionamento concentrasse em sua maioria de 8:00 as 22:00 horas.

Deste modo percebe-se a necessidade de verificar o custo do kWh não fornecido a estes setores da economia, estudar possíveis formas de minimizar o uso de fontes não renováveis no suprimento destas cargas energéticas e também como meio de contornar o horário de pico para consumidores com tarifa diferenciadas ao longo do dia.

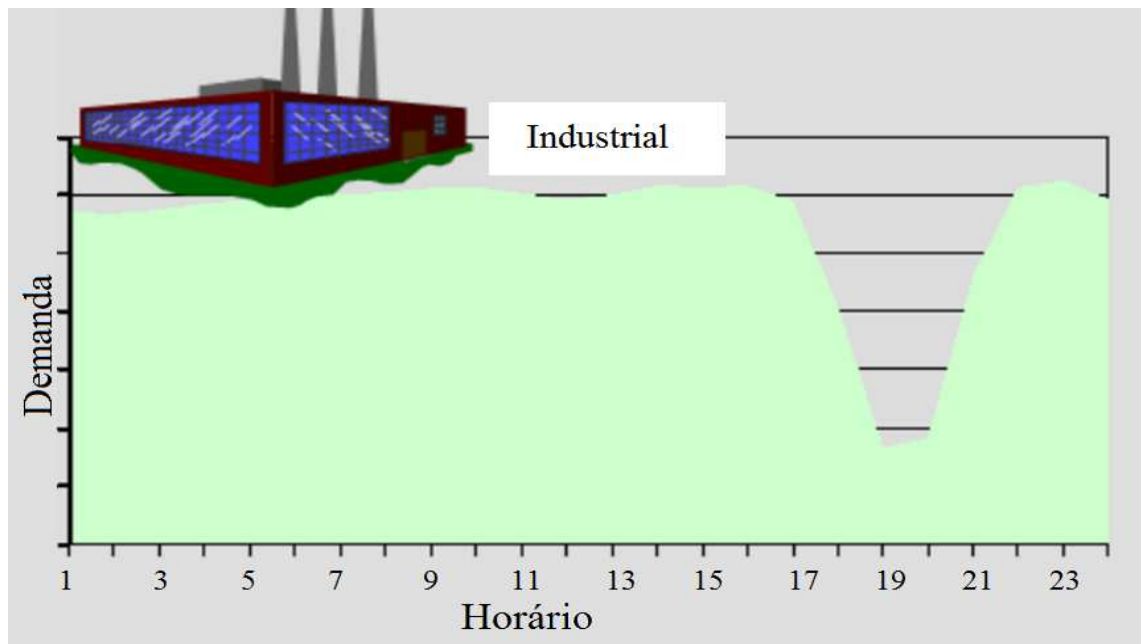


Figura 2.4: Curva de carga típica do SIN para o consumidor industrial no Brasil (Queiroz 2011).

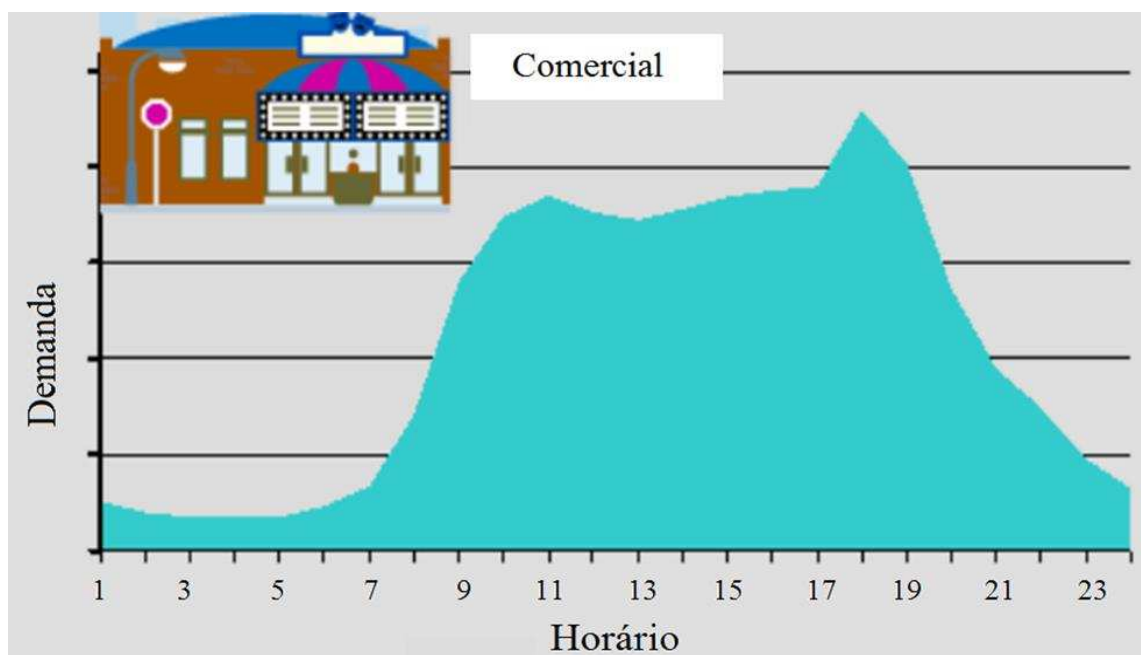


Figura 2.5: Curva de carga típica do SIN para o consumidor comercial no Brasil (Queiroz 2011).

Porém estimar o custo do kWh não fornecido de energia elétrica não é muito fácil, de modo que existem diversos estudos relacionados a esse assunto.

Em 2008 Melo (Melo 2008) apresenta um estudo realizado na região nordeste do Brasil nos estados de Pernambuco, Paraíba, Alagoas, Sergipe e Bahia. Com diversos tipos de segmentos industriais e avaliou o montante das perdas causadas pelas falhas em função do tempo, para o tempo de 1 segundo, 60 segundos (1 minuto) e 3600 segundos (1 hora),

chegando a valores de R\$ 1,00/MWh não suprido, R\$ 5,00/MWh não suprido e R\$ 15,00/MWh não suprido, respectivamente para uma determinada indústria alimentícia. Na mesma pesquisa encontrou-se um custo de R\$ 9.315,54/MWh não fornecido por um período de uma hora para uma indústria farmacêutica.

Em 2015 Küfeoğlu, Prittinen e Lehtonen (Küfeoğlu, Prittinen, e Lehtonen 2015) apresentaram um estudo realizado com consumidores Finlandeses após as tempestades de 2010 e 2011 que levaram umas das redes mais seguras de energia elétrica, com interrupções médias anuais inferiores a uma hora, a sofrer um aumento significativo nestas interrupções, fazendo com que os gastos saltassem de 249 milhões de euros em 2012 para 504 milhões de euros em 2013. Em outro trabalho, dois dos autores, Küfeoğlu e Lehtonen (Küfeoğlu e Lehtonen 2016b) apresentaram os custos típicos para setor industrial em centavos de euro para interrupções com duração de tempos variados (Tabela 2.2).

Tabela 2.2: Valor típico em centavos de euro por kWh não fornecido aos setores industriais de pequena e média escala (Küfeoğlu e Lehtonen 2016b)

Tempo	1segundo	2minuto	15minuto	1hora	4horas	8horas	12horas
Custo(€ cents*)	0,00	0,01	0,04	0,16	0,66	1,31	1,97

* Centavos de Euro

Em 2016 no 5º relatório do contrato entre a Sinapsis Inovação em Energia, Mercados de Energia Consultoria, Mercados Energéticos Consultores e a ANEEL intitulado “Avaliação das estratégias de regulação necessárias para a minimização dos custos de interrupção nos sistemas de distribuição”, referente a prestação do “Serviços de Consultoria para Avaliação dos Custos Relacionados às Interrupções de Energia Elétrica e suas Implicações na Regulação” correspondente ao Contrato N° 107/2015, as empresas apresentam uma estimativa do custo associado às interrupções de energia elétrica no Brasil que é apresentado na Tabela 2.3 (Sinapsis Mercados de Energia e Mercado Energéticos 2016). Neste contexto apresentam o custo médio em dólares de energia não suprida para o Brasil é de 4,48 US\$/KWh, considerando a taxa de conversão de 3,50 R\$/US\$.

Tabela 2.3: Custo Unitário das Interrupções esperado não programado por setor, região e total do país (R\$/KWh)(Sinapsis Mercados de Energia e Mercado Energéticos 2016)

Setor	Nacional	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Sul
Industrial	13,9	23,7	11,7	13,8	17,3	6,6
Comercial e Serviços	18,1	9,6	8,3	30,6	24,1	8,7
Poder Público	12,3	9,2	11,3	15,5	12,4	13,9
Serviço Público	7,5	11,6	3,9	11,5	7,6	11,4
Rural e Rural Irrigante	12,4	12,4	8,1	22,0	8,2	18,4
Residencial	19,7	18,9	18,4	16,5	20,8	19,0
Baixa Renda	4,4	4,9	4,9	4,1	3,2	4,5
Média Região	15,7	15,7	11,3	19,2	18,8	11,6

2.2 Indicadores de qualidade individuais e coletivos de energia elétrica no Brasil

As distribuidoras de energia elétrica são avaliadas em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica. Entre eles, encontram-se a qualidade do serviço oferecido aos consumidores, que compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Deste modo a ANEEL visando manter a qualidade do serviço de distribuição exige que as distribuidoras mantenham um padrão de continuidade, para tal, edita limites para os indicadores coletivos e individuais de continuidade conforme definido no módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST (ANEEL 2017f).

Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos: Duração Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupções por Unidade Consumidora – FEC, e os indicadores de continuidade individuais: Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora – DIC, Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora – FIC, Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão – DMIC e Duração da Interrupção Individual Ocorrida em dia Crítico por Unidade Consumidora ou Ponto de Conexão – DICRI. Dia crítico é definido como o dia em que a quantidade de ocorrências emergenciais, em um determinado conjunto de unidades consumidoras, superar a média acrescida de três desvios padrões dos valores

diários. A média e o desvio padrão a serem usados serão os relativos aos 24 (vinte e quatro) meses anteriores ao ano em curso, incluindo os dias críticos já identificados (ANEEL 2017g).

Segundo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL 2017g):

[...] 5 INDICADORES DE CONTINUIDADE DO SERVIÇO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

[...]

5.4 Indicadores de continuidade individuais.

5.4.1. Deverão ser apurados para todas as unidades consumidoras, os indicadores de continuidade a seguir discriminados:

a) Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DIC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DIC = \sum_{i=1}^n t(i)$$

b) Frequência de Interrupção Individual por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (FIC), utilizando a seguinte fórmula:

$$FIC = n$$

c) Duração Máxima de Interrupção Contínua por Unidade Consumidora ou por Ponto de Conexão (DMIC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DMIC = t(i)_{max}$$

d) Duração da Interrupção Individual ocorrida em Dia Crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão (DICRI), utilizando a seguinte fórmula:

$$DICRI = t_{crítico}$$

onde:

DIC = duração de interrupção individual por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

FIC = frequência de interrupção individual por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em número de interrupções;

DMIC = duração máxima de interrupção contínua por unidade consumidora ou por ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

DICRI = duração da interrupção individual ocorrida em dia crítico por unidade consumidora ou ponto de conexão, expressa em horas e centésimos de hora;

i = índice de interrupções da unidade consumidora no período de apuração, variando de 1 a n ;

n = número de interrupções da unidade consumidora considerada, no período de apuração;

$t(i)$ = tempo de duração da interrupção (i) da unidade consumidora considerada ou ponto de conexão, no período de apuração;

$t(i)_{max}$ = valor correspondente ao tempo da máxima duração de interrupção contínua (i), no período de apuração, verificada na unidade consumidora considerada, expresso em horas e centésimos de horas;

$t_{critico}$ = duração da interrupção ocorrida em Dia Crítico.

5.5 Indicadores de continuidade de conjunto de unidades consumidoras.

5.5.1. Deverão ser apurados para cada conjunto de unidades consumidoras os indicadores de continuidade a seguir discriminados:

a) Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$DEC = \frac{\sum_{i=1}^n DIC(i)}{Cc}$$

b) Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), utilizando a seguinte fórmula:

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^{Cc} FIC(i)}{Cc}$$

onde:

DEC = duração equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em horas e centésimos de hora;

FEC = frequência equivalente de interrupção por unidade consumidora, expressa em número de interrupções e centésimos do número de interrupções;

i = índice de unidades consumidoras atendidas em BT ou MT faturadas do conjunto;

Cc = número total de unidades consumidoras faturadas do conjunto no período de apuração, atendidas em BT ou MT [...] (ANEEL 2017f).

Cabe ressaltar que os indicadores de continuidade individuais foram implementados pela ANEEL em 2000 pela resolução normativa 024 de 27 de janeiro de 2000 que posteriormente foi revogada pela resolução normativa 365 de 15 de dezembro de 2009 que aprovou o PRODIST.

Na Tabela 2.4 apresenta-se os valores do DEC e FEC apurados nos anos de 2010 a 2016 para o Brasil e na Tabela 2.5 para a concessionária CEMIG-D. Na Tabela 2.6 apresenta-se o número de consumidores das concessionárias de distribuição do Brasil e na Tabela 2.7 o número de consumidores da concessionária CEMIG-D.

Tabela 2.4: DEC e FEC anual das concessionárias brasileiras (ANEEL 2017b)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DEC Apurado (horas)	18,42	18,61	18,78	18,49	18,03	18,60	15,82
DEC Limite (horas)	17,01	16,23	15,87	15,19	14,58	13,94	13,31
FEC Apurado	11,31	11,21	11,17	10,60	10,08	9,86	8,87
FEC Limite	14,54	13,61	13,19	12,47	11,77	11,03	10,33

Tabela 2.5: DEC e FEC anual da concessionária CEMIG-D (ANEEL 2017b)

	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DEC Apurado (horas)	12,99	14,32	14,74	12,49	10,77	11,54	11,73
DEC Limite (horas)	13,19	12,99	12,59	12,11	11,96	11,62	11,29
FEC Apurado	6,55	7,00	7,05	6,26	5,58	5,88	5,63
FEC Limite	9,35	9,05	8,89	8,77	8,66	8,33	7,94

Tabela 2.6: Número de consumidores da concessionária do Brasil (ANEEL 2017b)

	2010	2011	2012
Nº de Consumidores	66.999.221	69.035.906	71.143.243
2013	2014	2015	2016
73.280.998	75.312.870	77.166.082	78.805.011

Tabela 2.7: Número de consumidores da concessionária CEMIG-D (ANEEL 2017b)

	2010	2011	2012
Nº de Consumidores	6.955.311	7.039.989	7.272.823
2013	2014	2015	2016
7.495.301	7.782.408	8.074.774	8.127.247

Por meio da análise da Tabela 2.4 percebe-se que o valor limite da duração equivalente de interrupção por unidade consumidora foi ultrapassado em todos os anos, com destaque para o ano de 2015, que teve uma ultrapassagem de 4,66 horas, ou seja 33,43 % superior ao valor limite estabelecido. Situação não encontrada na concessionária CEMIG-D, Tabela 2.5, onde os valores da DEC ficaram na maior parte dos anos abaixo do limite, tendo uma ultrapassagem máxima de 1,17% no ano de 2012, com acréscimo de 1,33 horas sobre o valor limite.

Um outro importante ponto a ser levantado é que a concessionária CEMIG-D sempre possuiu mais de 10% dos consumidores de distribuição de energia elétrica do Brasil e é o maior agente distribuidor de energia elétrica do Brasil, Tabela 2.6 e Tabela 2.7. No primeiro trimestre de 2017 possuía 10,2 % das unidades consumidoras (8.283.483 de unidades consumidoras) (ANEEL 2017d).

Quando se analisa o mercado de distribuição com relação ao consumo ou por receita de fornecimento a concessionária CEMIG –D ocupa o segundo lugar, ficando atrás da Concessionária Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo, que no primeiro trimestre de 2017 possuiu uma receita de fornecimento de R\$ 3.190.399.765,54 (9,5% do total nacional) e consumo de energia elétrica de 8.433.479 MWh (10,3% do consumo nacional), já a concessionária CEMIG –D teve uma receita de fornecimento de energia elétrica de R\$ 2.928.511.873,36 (8,7% do total nacional) com um consumo de 6.244.409 MWh (7,6% do consumo nacional) (ANEEL 2017d).

Com base nos indicadores coletivos de continuidade DEC e FEC, anualmente é publicado o Indicador de Desempenho Global de Continuidade – DGC, que visa comparar o desempenho de uma distribuidora em relação às demais empresas do país. O indicador permite avaliar o nível da continuidade da distribuidora (valores apurados de duração e frequência de interrupções) em relação aos limites estabelecidos para a sua área de concessão (limites determinados pelas resoluções autorizativas da ANEEL) (ANEEL 2016e).

O DGC consiste na média aritmética simples entre os desempenhos relativos anuais dos indicadores DEC e FEC e tem impacto na imagem das distribuidoras perante a opinião pública, com influência na percepção de consumidores, acionistas, imprensa e sociedade em geral. Estimulando uma competição saudável entre as distribuidoras devido à espera de melhora de posição das empresas mal posicionadas e esforço em manter a posição das bem classificadas, estimulando uma competição saudável (ANEEL 2017d). No ranking de 2017, referente ao ano de 2016 para as concessionárias com mais de 400.000 clientes, a primeira posição ficou para a Companhia Energética do Maranhão e a concessionária CEMIG –D ficou na 12º colocação (ANEEL 2017h).

Com relação aos indicadores individuais de continuidade, a situação é um pouco diferente, pois quando é transgredida, a distribuidora deve compensar financeiramente o consumidor. A compensação é automática, e deve ser paga em até 2 meses após o mês de apuração do indicador (mês em que houve a interrupção). Os valores são informados pelas distribuidoras em até 3 meses após a apuração do indicador, e são passíveis de fiscalização pela ANEEL (ANEEL 2016e).

Na Tabela 2.8 apresenta-se o valores pagos pelas concessionárias de distribuição de energia elétrica e o número de compensações efetuadas pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica do Brasil referentes à transgressão dos limites estabelecidos pela agência reguladora e na Tabela 2.9 encontram-se os dados para a concessionária CEMIG-D. Na Tabela 2.10 são apresentados os valores limites dos indicadores individuais de continuidade para o município de viçosa. Estes valores são apresentados por subdivisões das distribuidoras de energia elétrica, denominados conjuntos elétricos, podendo ter abrangência variada.

Tabela 2.8: Valores pagos e o número de compensações efetuadas pelas concessionárias distribuidoras de energia elétrica do Brasil (ANEEL 2017c)

			2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DIC, FIC e DMIC	Mensal	QTD	64.528.029	68.376.650	66.031.346	67.586.346	69.433.566	78.455.430	72.943.280
		R\$	259.409.387,88	290.941.585,92	305.792.525,44	265.045.891,13	279.042.803,03	450.176.623,42	402.415.897,63
	Trimestral	QTD	18.311.034	21.500.368	19.139.127	20.071.661	20.546.678	23.656.339	20.603.380
		R\$	42.844.877,84	40.513.635,13	41.990.777,27	37.144.197,46	38.214.310,05	64.540.627,96	58.889.109,99
	Anual	QTD	12.252.627	15.260.861	12.882.181	13.716.452	13.031.468	16.064.721	13.201.736
		R\$	58.543.287,88	68.836.266,39	69.891.361,86	61.779.107,02	54.986.539,17	102.218.280,49	82.964.085,12
DICRI		QTD	0	0	9.170.700	3.378.948	7.195.740	7.024.954	4.227.243
		R\$	0,00	0,00	19.796.625,84	14.584.068,41	18.513.244,11	39.957.952,19	26.541.109,20
Total Geral		QTD	95.091.690	105.137.879	107.223.354	104.753.826	125.201.444	110.975.639	31.697.860
		R\$	360.797.553,60	400.291.487,44	437.471.290,41	378.553.264,02	390.756.896,36	656.893.484,06	570.810.201,94

Tabela 2.9: Valores pagos e o número de compensações efetuadas pela CEMIG-D (ANEEL 2017c)

			2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
DIC, FIC e DMIC	Mensal	QTD	8.291.480	6.533.598	7.939.025	6.392.669	5.108.810	5.790.094	5.819.790
		R\$	18.574.114,95	22.664.313,17	28.515.859,68	19.548.547,85	16.081.505,66	25.563.423,33	32.050.005,56
	Trimestral	QTD	1.654.829	1.760.562	1.959.427	1.544.624	1.261.855	1.468.463	1.545.335
		R\$	1.157.978,00	1.525.900,67	1.878.052,48	1.200.026,98	1.465.261,71	3.276.699,90	4.094.725,49
	Anual	QTD	1.168.248	1.102.465	1.276.728	984.661	747.644	901.936	957.856
		R\$	1.001.981,94	1.572.341,10	4.457.245,96	2.598.136,10	2.001.132,89	3.671.215,30	4.142.105,88
DICRI		QTD	0	0	176.972	160.563	94.491	499.166	290.352
		R\$	0,00	0,00	1.516.465,51	926.736,08	574.681,57	4.821.196,95	2.832.837,30
Total Geral		QTD	11.114.557	9.396.625	11.352.152	9.082.517	7.212.800	8.659.659	8.613.333
		R\$	20.734.074,89	25.762.554,94	36.367.623,63	24.273.447,01	20.122.581,83	37.332.535,48	43.119.674,23

Tabela 2.10: Valores limites dos indicadores individuais para o município de Viçosa, MG (ANEEL 2017e)

			2010*	2011-2018
Urbano	DEC		14	8
	FEC		10	6
	DIC (horas)	Anual	22,21	19,34
		Trimestral	11,10	9,67
		Mensal	5,55	4,83
	FIC (n° de interrupções)	Anual	13,45	12,45
		Trimestral	6,72	6,22
		Mensal	3,36	3,11
	DMIC (horas)	Mensal	3,20	2,69
	DICRI (horas)		12,22	12,22
Não urbano	DEC		14	8
	FEC		10	6
	DIC (horas)	Anual	43,49	40,03
		Trimestral	21,74	20,01
		Mensal	10,87	10,00
	FIC (n° de interrupções)	Anual	30,69	29,49
		Trimestral	15,34	14,74
		Mensal	7,67	7,37
	DMIC (horas)	Mensal	5,88	5,28
	DICRI (horas)		16,60	16,60

*No ano de 2010 utilizou-se os dados referentes a região distrito de Ponte Nova, pois não há registros da região de Viçosa para esse período.

Outro índice que pode ser analisado é o ISAC – Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor que é publicado anualmente e questiona aos consumidores residenciais de todo o Brasil a sua percepção dos fornecedores de energia elétrica com base em um modelo composto por cinco itens de avaliação: Qualidade percebida, Valor, Satisfação, Confiança e Fidelidade. São indicadores que influem na satisfação do consumidor (caso de Qualidade percebida e Valor) e que apresentam as consequências dessa satisfação (Confiança e Fidelidade). As notas são calculadas com base numa pesquisa presencial domiciliar com consumidores residenciais de energia elétrica por meio de questionário elaborado pela ANEEL. A concessionária CEMIG –D atingiu um conceito bom e obteve nota 64,04 ocupando a 38ª posição na classificação a primeira colocada foi a concessionária Mux Energia com nota 84,28 e conceito excelente (ANEEL 2016f).

2.3 Tarifa horo-sazonal Branca

A tarifa horo-sazonal já existe no Brasil a muitos anos para consumidores comerciais e industriais em alta tensão (Rauschmayer and Galdino 2014). Por meio da RN 733/2016 (Resolução Normativa nº 733, de 06 de setembro de 2016 (ANEEL 2016g)) a ANEEL estabeleceu as condições para a aplicação da modalidade tarifária horária branca que pode ser solicitada pelos consumidores do grupo B (unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 KV, caracterizado pela tarifa monômnia (ANEEL 2010) – consumidores cativos) à partir do dia 1º de janeiro de 2018. O sistema tarifário prevê três faixas de cobrança de energia, fora de ponta, intermediária e ponta, Figura 2.6.

Fora de ponta é o período do dia em que a distribuidora registra menor demanda por eletricidade e, por isso, ela será mais barata para o cliente. Na faixa intermediária e de ponta vão estar os horários em que a demanda é maior e, por isso, a energia terá um preço mais alto. O chamado horário de pico tem duração de três horas, na CEMIG, esse horário é de 17h às 20h. O intermediário será sempre uma hora antes e uma hora depois do horário de pico. Essas faixas variam para cada uma das 63 distribuidoras do país. A divisão pelas três faixas de consumo será válida apenas para os dias úteis. Durante os finais de semana, será cobrado sempre o valor referente ao fora de ponta. A diferença entre a tarifa convencional e a tarifa cobrada quando o consumidor optar pela tarifa branca também vai variar de acordo com a distribuidora (CEMIG 2017a). A ideia subjacente é de que a adesão será vantajosa ao consumidor se este mudar seus hábitos de consumo

deslocando parte deste consumo para fora dos horários de pico, beneficiando assim o sistema integrada nacional, por ficar menos sobrecarregado podendo reduzir ou adiar investimentos no sistema elétrico. Se este o consumidor, contudo, aderir ao sistema, mas não deslocar seu consumo, então sua conta provavelmente irá ficar mais elevada (CEMIG 2017a; Rauschmayer e Galdino 2014).

Segundo RN 733/2016, pode solicitar de imediato, após 1º de janeiro de 2018, as novas ligações e as unidades consumidoras com média anual de consumo superior a 500 kWh por mês; em até 12 meses, para unidades consumidoras com média anual de consumo superior a 250 kWh por mês; e em até 24 meses, para as demais unidades consumidoras. O consumo de que tratam os incisos acima deve ser obtido com base na média aritmética dos montantes faturados nos 12 últimos ciclos de faturamento, para unidade consumidora com histórico de faturamento inferior a 12 ciclos de faturamento, a distribuidora deve utilizar a média aritmética dos valores disponíveis. E a solicitação deve ser atendida pela distribuidora em até 30 dias após a solicitação de adesão. O consumidor pode pedir pra voltar a tarifa monômnia a qualquer tempo, devendo a distribuidora providenciar a alteração em até 30 dias, caso o consumidor queria voltar novamente a tarifa branco, uma nova adesão só poderá ocorrer após um prazo de seis meses, ou a critério da distribuidora, ser menor (CEMIG 2017a; ANEEL 2016g).

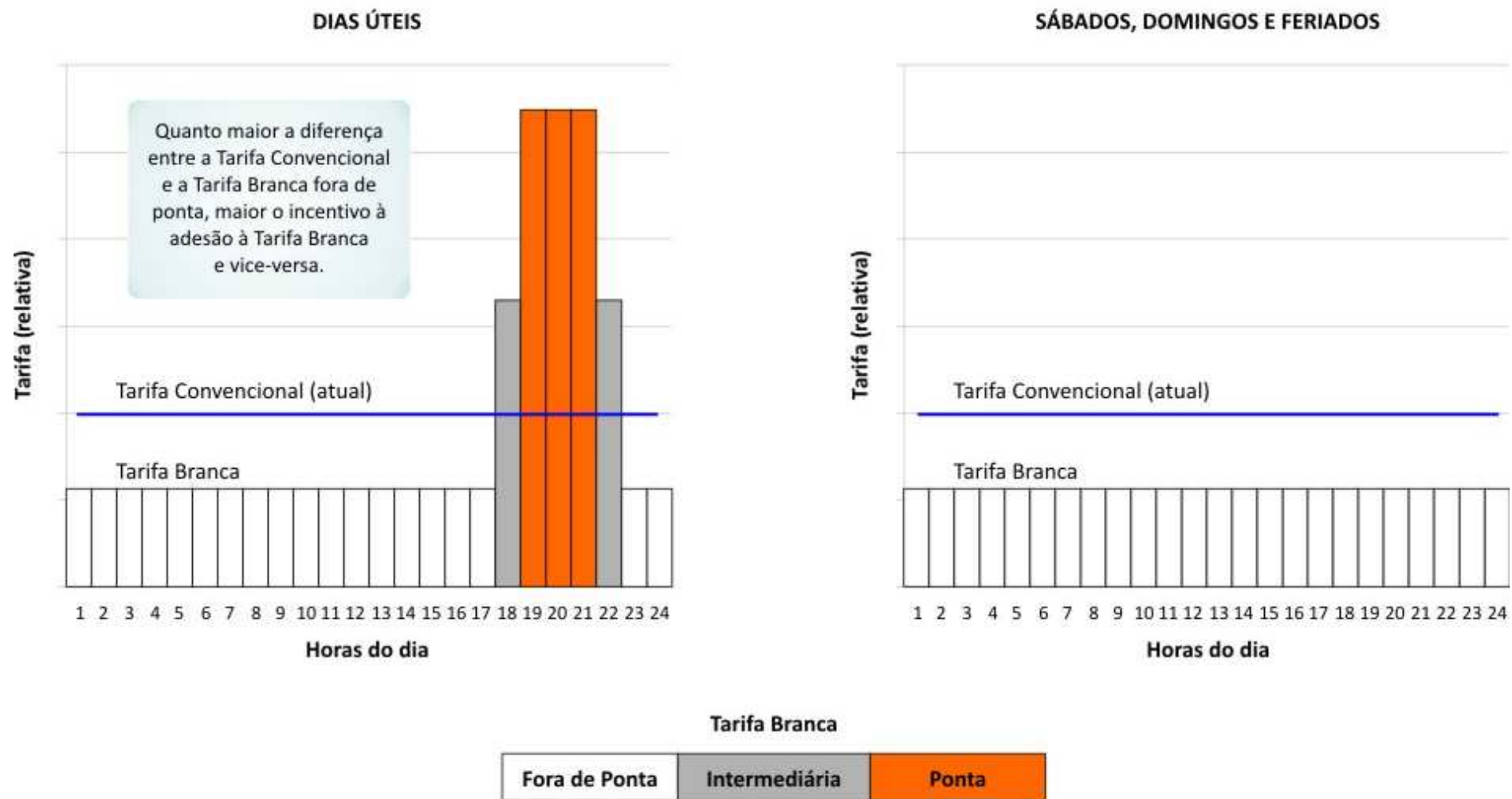


Figura 2.6: Comparativo entre a tarifa branca e a tarifa convencional para uma determinada distribuidora (ANEEL 2016a).

2.4 Análise da externalidade¹ fotovoltaica ligada a perdas e nível de tensão

A regulação de tensão é um fator preponderante para a inserção de geração distribuída solar fotovoltaica à rede de baixa tensão, pois as distribuidoras devem garantir que os níveis de tensão estejam dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST, Tabela 2.11.

Outro ponto importante a ser levado em consideração são as perdas (Souza 2014) que para o sistema elétrico simplificado, Figura 2.7, constituído por um transformador de distribuição, com tensão terminal $\dot{V}_T$ ligada a uma UCG (Unidade Consumidora Geradora), por meio de um ramo com impedância $\bar{Z} = R + jX$, são dadas por:

$$Perdas = \frac{R}{R + X} |\dot{V}_T - \dot{V}_{UCG}|^2 \quad (1)$$

Onde $\dot{V}_{UCG}$ é a tensão na barra UCG.

Tabela 2.11: Limites de tensão nas residências (ANEEL 2017g)

Tensão de Atendimento	Faixa de variação da tensão (Volts)
Adequada	$(202 \leq V \leq 231) / (116 \leq V \leq 133)$
Precária	$(191 \leq V < 202)$ ou $(231 < V \leq 233)$ $(110 \leq V < 117)$ ou $(133 < V \leq 135)$
Crítica	$(V < 191 \text{ ou } V > 233) / (V < 110 \text{ ou } V > 135)$

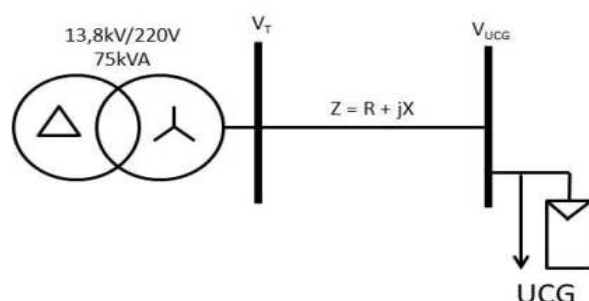


Figura 2.7: Diagrama do sistema simplificado (Souza 2014).

¹ Entendesse por externalidades os impactos positivos ou negativos associados a um determinado produto ou serviço, porém não são contabilizados no momento da venda (Shayani and Oliveira 2008)

Com relação ao nível de tensão fornecido pelas distribuidoras de energia elétrica aos consumidores, caso violem os limites DRP (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária) ou DRC (Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica) são obrigados a pagar compensação aos consumidores.

Segundo Módulo 8 do PRODIST (ANEEL 2017g),

[...] 2.7 Indicadores individuais.

2.7.1.1 O conjunto de leituras para gerar os indicadores individuais deverá compreender o registro de 1008 (mil e oito) leituras válidas obtidas em intervalos consecutivos (período de integralização) de 10 minutos cada, salvo as que eventualmente sejam expurgadas conforme item 2.6.2. No intuito de se obter 1008 (mil e oito) leituras válidas, intervalos adicionais devem ser agregados, sempre consecutivamente.

2.7.1.2 O conjunto das leituras efetuadas deve ser armazenado, por no mínimo 5 (cinco) anos, inclusive os intervalos correspondentes às leituras expurgadas, para efeito de fiscalização.

2.7.1.3 Os valores eficazes devem ser calculados a partir das amostras coletadas em janelas sucessivas. Cada janela compreenderá uma sequência de doze ciclos (0,2 segundos) a quinze ciclos (0,25 segundos).

2.7.1.4 Após a obtenção do conjunto de leituras válidas, quando de medições oriundas por reclamação ou amostrais, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária (DRP) e o para tensão crítica (DRC) de acordo com as seguintes expressões:

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100[\%]$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100[\%]$$

Onde *nlp* e *nlc* representam o maior valor entre as fases do número de leituras situadas nas faixas precária e crítica, respectivamente.

2.7.1.5 Para agentes com instalações conectadas à Rede Básica, os indicadores DRP e DRC deverão ser calculados de acordo com os critérios estabelecidos nos Procedimentos de Rede.

[...]

2.7.2.2 Para a determinação de Índices Equivalentes por Consumidor, devem ser calculados o índice de duração relativa da transgressão para tensão precária equivalente (DRPE) e o índice de duração relativa da transgressão para tensão crítica equivalente (DRCE), de acordo com as seguintes expressões:

$$DRPE = \sum \frac{DRP_i}{N_L} [\%]$$

$$DRCE = \sum \frac{DRC_i}{N_L} [\%]$$

onde:

DRP_i = duração relativa de transgressão de tensão precária individual da unidade consumidora (i);

DRC_i = duração relativa de transgressão de tensão crítica individual da unidade consumidora (i);

DRPE = duração relativa de transgressão de tensão precária equivalente;

DRCE = duração relativa de transgressão de tensão crítica equivalente;

N_L = número total de unidades consumidoras da amostra. [...]

Na Tabela 2.12 apresenta-se os dados referentes aos indicadores de conformidade do nível de tensão equivalentes em regime permanente na região sudeste do Brasil para a concessionária CEMIG –D.

Tabela 2.12: Indicadores de conformidade do nível de tensão em regime permanente da região sudeste para a CEMIG –D (ANEEL 2017a)

Ano	DRCE	DRPE	Quantidade de Compensações Pagas	Valor de Compensações (R\$)
2017	0,01	0,23	20.191	1.397.397,86
2016	0,01	0,20	53.685	4.086.880,54
2015	0,01	0,16	46.090	2.115.476,30
2014	0,00	0,13	37.423	1.323.322,59
2013	0,01	0,17	30.134	1.645.082,24
2012	0,01	0,37	22.065	3.202.313,80
2011	0,01	0,17	25.622	2.141.788,03

Souza (Souza 2014) em seu trabalho analisou 20 telhados solares da cidade de Sete Lagoas em Minas Gerais, cidade mineira escolhida para implementação como parte do projeto nacional denominado “120 telhados solares”, coordenado pela Universidade de São Paulo (USP). Em seu trabalho realizou um número significativo de simulações buscando analisar a inserção de microgeração distribuída com fonte solar.

Como principais resultados de sua pesquisa Souza (Souza 2014) considerou três possibilidades:

- i.Recondutoramento: mostrou-se bastante eficaz, contudo em alguns casos não foi suficiente para manter a tensão dentro da faixa adequada de operação, porem com relação as perdas houve uma redução mostrando eficiência com relação a técnica.
- ii.Divisão do circuito: nas simulações foram consideradas a mudança física do transformador, de forma a distribuir mais adequadamente as cargas. Em suas simulações observou que esta alternativa se mostrou eficiente no que se diz respeito a redução dos níveis de tensão no ponto de conexão quando a divisão do circuito foi simulada em nível nominal, 13,8 KV, o mesmo se verifica com relação as perdas elétricas.
- iii.Transformador de distribuição: neste caso foi analisada a possibilidade de utilização de transformadores de distribuição com comutação de tape. Porém é uma alternativa mais complicada para aplicação, devido a maior parte das distribuidoras não possuir este tipo de transformador. Como a inserção de geração distribuída de energia solar fotovoltaica nas redes de baixa tensão, provoca um aumento de tensão nos pontos de conexão onde analisou vários patamares de inserção de geração distribuída solar fotovoltaica (GDSF). Chegando à conclusão que o método se torna eficiente para níveis mais elevados de penetração da GDSF mantendo os níveis de tensão dentro dos limites regulatórios, porem as perdas com o aumento da inserção e variação do tape aumentam acima dos valores sem inserção de GDSF.

As perdas nos sistemas de geração e transmissão são contabilizadas mensalmente pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, com base na diferença entre os valores registrados na geração de energia e na energia fornecida às redes de distribuição. O custo dessas perdas, chamadas de Perdas na Rede Básica, é dividido entre geradores e consumidores de energia, ficando cada um com 50% da despesa. As perdas são maiores nas linhas de transmissão e distribuição. Na rede de distribuição ocorrem as

perdas técnicas, relacionadas à transformação de energia elétrica e efeito Joule nos condutores, e as perdas não técnicas, relacionadas a furtos de energia, erros de medição e demais problemas no faturamento da energia consumida (Xavier 2015).

Deste modo a inserção de GDSF na rede distribuidora de energia elétrica pode ser positiva ou negativa, analisando as externalidades a elas associadas pode-se levantar alguns pontos importantes:

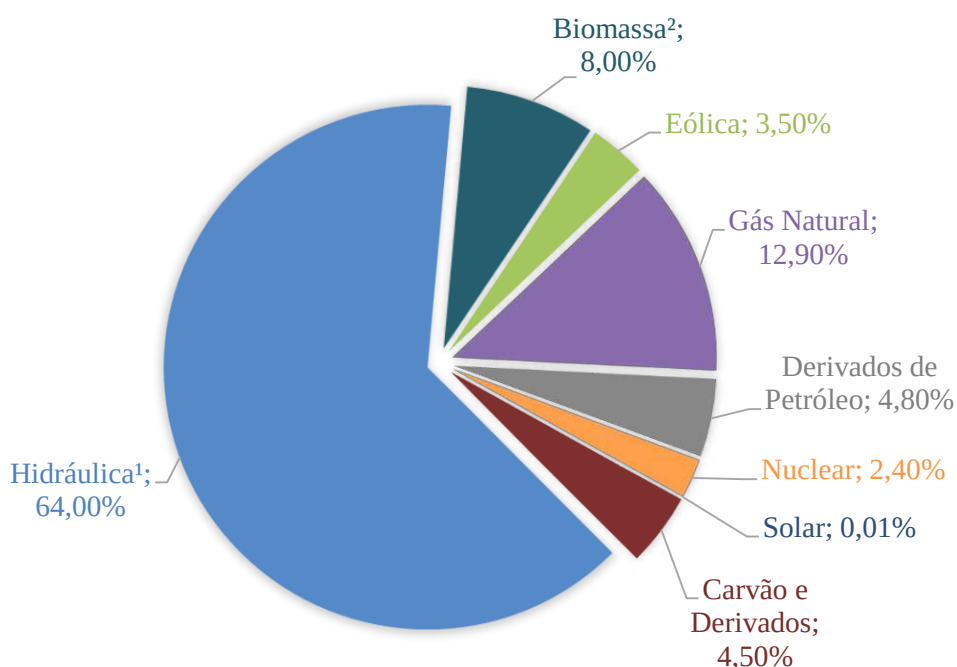
- i. Pode ocorrer uma troca de benefícios entre a geração centralizada e a descentralizada GDSF, onde a centralizada pode cobrir a descentralizada a noite e em dias de pouca irradiação solar, e a descentralizada pode suprir parte das cargas em horários de grande irradiação solar diminuindo a produção da geração centralizada. Pensando em hidroelétricas, durante este período a água pode ser acumulada em seus reservatórios gerando um *backup* elétrico ou ser direcionada para abastecimento e/ou irrigação. Pensando em termoeletricas poderá diminuir a produção e consequentemente as emissões de gases de efeito estufa e melhorar a condição do ar em torno da usina.
- ii. Tendo a produção energética nas suas residências, durante parte do dia, residências, comércio e até indústrias deixarão de consumir parte da energia elétrica da distribuidora, por estar gerando energia elétrica a partir de radiação solar, faz com que outras empresas possam utilizar esta energia elétrica excedente, e caso a geração seja maior que a demanda naquele horário gerará créditos a serem utilizados em outros horários diminuindo a sua conta mensal de energia. Vale destacar que há também redução de poluição, pois a parte da energia que deixou de ser consumida da distribuidora por este consumidor poderá ser usada por outras empresas/indústrias/residências/comércios que atualmente usam fontes de energia mais poluentes como por exemplo o óleo, carvão mineral e gás natural.
- iii. Como visto anteriormente caso o nível de tensão seja transgredido a concessionária é obrigada a pagar indenizações aos consumidores, assim como por meio das perdas na rede o custo é dividido entre a concessionária e os consumidores, deste modo por meio dos resultados obtidos por (Souza 2014), mesmo que os custos iniciais sejam mais altos, principalmente nos casos de troca de transformadores e/ou recondutoramento, analisando as externalidades presentes para se tornar viável a longo prazo mediante diminuição dos gastos com perdas e transgressão do limite de tensão, além do aumento da confiabilidade do

sistema. Outro ponto importante é que a medida que o número de instalações de sistemas fotovoltaicos for aumentando a tendência é que seu custo de instalação diminua, e consequentemente o preço da energia renovável se torna mais competitivo perante o das não renováveis.

Capítulo 3: O Setor Elétrico Brasileiro

Em 2015, centrais energéticas públicas representaram 83,4% da produção total de eletricidade no Brasil, com uma capacidade de 581,5 TWh, o que é 1,5% inferior do a 2014. As hidrelétricas são o gerador de energia elétrica principal (Figura 3.1), embora teve uma redução de 3,7% em relação a 2014 (EPE 2016b).

A geração de energia elétrica de fontes não renováveis diminuiu ligeiramente de 26,8% em 2014 para 26,0% em 2015. As importações líquidas de energia elétrica aumentaram de 33,8 TWh em 2014 para 34,4 TWh em 2015. Este montante, além da geração nacional, garantiu um fornecimento interno de energia elétrica de 615,9 TWh em 2015, 1,3% inferior ao ano anterior. O consumo final de energia elétrica foi de 522,8 TWh, representando uma redução de 1,8% em relação a 2014 (EPE 2016b, 2015).



¹ inclui as importações de eletricidade

² inclui lenha, bagaço de cana-de-açúcar, licor preto e outras fontes primárias.

Figura 3.1: Oferta interna de energia elétrica por fonte em 2015 (EPE 2016b).

Em 2015, houve um aumento de 6.945 MW na capacidade instalada de geração de energia elétrica, deste aumento 35,4% devido a usinas hidrelétricas, 25,0% devido a usinas termelétricas, 36,6% de plantas eólicas e solares e 3% de outras fontes, atingindo um total de 140.858 MW (EPE 2016b).

Em novembro de 2016, a capacidade instalada de geração de energia elétrica no Brasil foi de 149.159.718 kW (Tabela 3.1), um aumento de 6,92% em relação ao mesmo período do ano anterior (ANEEL 2016b). O poder gerado dentro do país, além dos 8.170 MW importados de países vizinhos, como Paraguai, Argentina, Venezuela e Uruguai, garantiram uma potência total de 157.329.718 kW (ANEEL 2016c).

O crescimento contínuo do fornecimento de energia elétrica é resultado da crescente demanda. O Brasil aumentou seu consumo de eletricidade em 48,24% na década de 2004 a 2014, passando de 358,3 TWh (MME 2005) para 531,1 TWh (EPE 2015). Para atender a essa necessidade de expansão, estima-se que a capacidade de geração de eletricidade brasileira cresça 55% década 2014-2024, passando de 132,9 GW em 2014 para 206,4 GW em 2024. Apesar das previsões de alto crescimento no setor elétrico brasileiro, as hidrelétricas tendem a continuar a diminuir sua participação na energia total, já que as energias renováveis, como a energia eólica e solar, estão ganhando mais espaço (Figura 3.2) (MME/EPE 2015).

Tabela 3.1: Capacidade instalada em operação no Brasil em novembro de 2016 (ANEEL 2016b)

Tipo	Quantidade	Potência Outorgada (kW) **	Potência Fiscalizada (kW) ***	% *
CGH	567	454,034	455,695	0.31
Eólica	397	9,760,038	9,709,360	6.51
PCH	442	4,897,708	4,889,764	3.28
FV	42	27,008	23,008	0.02
Hidro	219	101,106,620	91,114,170	61.08
UTE	2,930	42,652,934	40,977,721	27.47
Nuclear	2	1,990,000	1,990,000	1.33
Total	4,599	160,888,342	149,159,718	100

* Refere-se à potência supervisionado. ** A Potência Outorgada é igual ao considerado no ato da Outorga. *** A potência fiscalizada é igual a considerada a partir da operação comercial da primeira unidade geradora. CGH - Central Geradora Hidrelétrica; Eólico – Central Geradora Eólica; PCH - Pequena Central Hidrelétrica; FV – Central Geradora Solar Fotovoltaica; Hidro - Hidrelétrica; UTE - Usina Termoelétrica; Nuclear - Planta termonuclear.

Como uma forma de aliviar a situação atual de poluição e aquecimento global, alguns autores já sugeriram a produção de toda a eletricidade nova a partir de fontes renováveis até 2030, e completa substituição da geração de energia existente em 2050 (Delucchi e Jacobson 2011).

Em 2014, as emissões de GEE através do sistema interligado nacional atingiu quase 70 MtCO_{2eq}, um reflexo do baixo volume de chuvas que força o sistema a instalar usinas termelétricas à base de combustíveis fósseis. Com o aumento no uso de fontes de energia elétrica renovável, uma redução é esperada até 2020, atingindo um nível de emissões inferiores a 30 MtCO_{2eq}. No entanto, no período de 2020 a 2024, espera-se um aumento das emissões devido a uma maior demanda de eletricidade para o crescimento econômico, embora haja uma parcela significativa de fontes renováveis na matriz de energia elétrica (MME/EPE 2015).

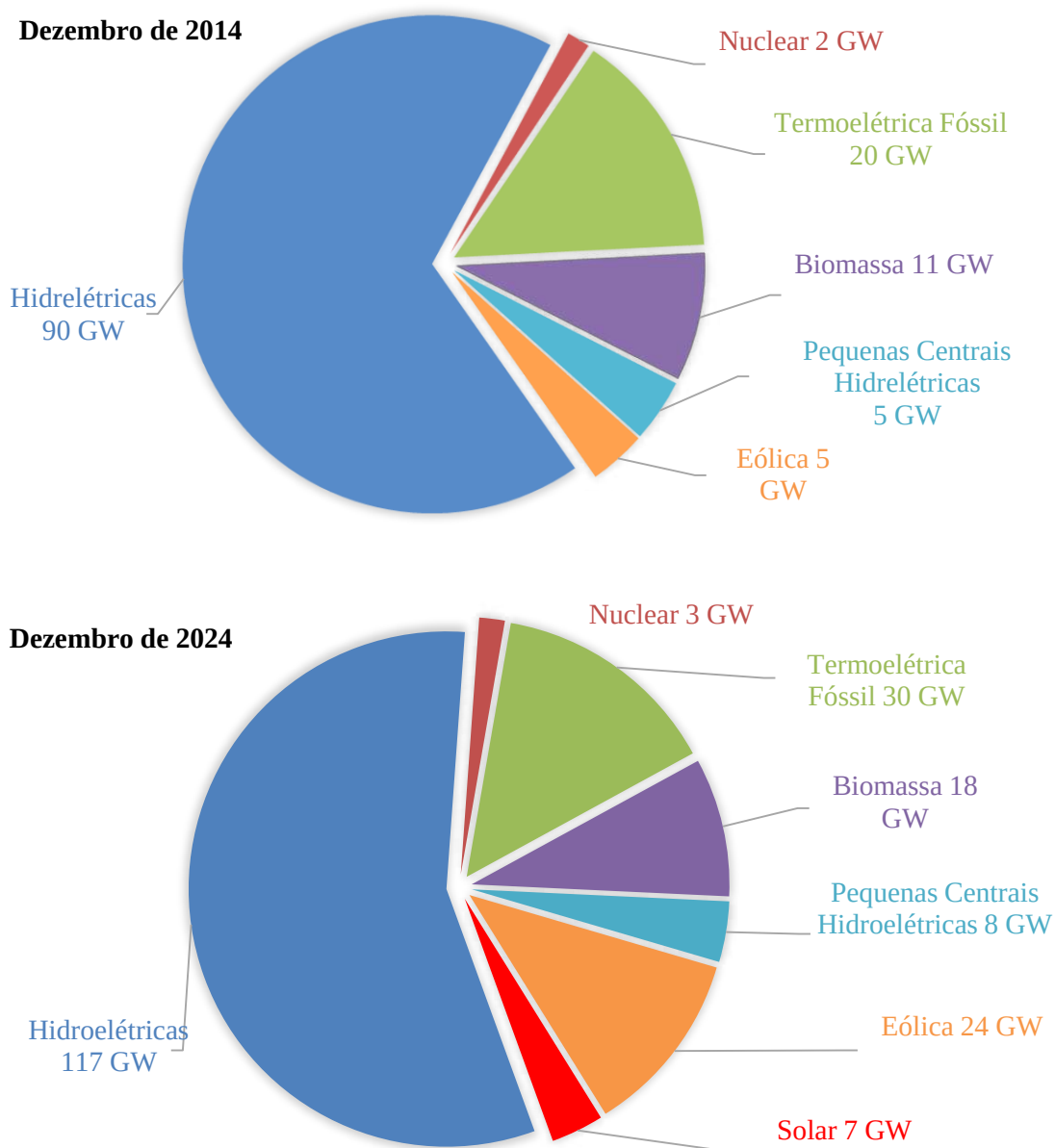


Figura 3.2: Mudanças estimadas no potencial energético no Brasil do ano de 2014 para o ano de 2024 (MME/EPE 2015).

3.1 Potencial eólica, fotovoltaico e políticas de incentivo a energias renováveis no Brasil

Em 2001, o Brasil enfrentou uma séria crise no setor elétrico, principalmente devido à falta de chuva nas cabeceiras dos principais rios do meio oeste, do sudeste e do norte do Brasil. Isso levou o governo a criar a Câmara de Gestão de Crise de Energia Elétrica (CGE) para ajudar na implementação de ações de racionamento de energia. Em 5 de julho de 2001, a CGE criou o Programa Emergencial de Energia Eólica (PROEÓLICA), que previa o uso de energia eólica, como uma alternativa de desenvolvimento energético, e abrangeu áreas económicas, sociais e ambientais (Eletrobras 2001).

Em 2002, o governo brasileiro implementou o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (Proinfa) para ampliar o programa anterior (PROEÓLICA) e diversificar a matriz energética brasileira com o uso de energia eólica, biomassa e Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH). A primeira parte contempla contratos de implementação de 3.300 MW de capacidade instalada dessas três fontes de energia renováveis até dezembro de 2007. Após atingir o objetivo inicial, as três fontes de energia devem gerar 10% do consumo nacional de energia em 20 anos (Kazue et al. 2002).

O PROINFA usou a política de garantia de preço mínimo para o produtor (*Feed-In Law*) para estimular a demanda por energia eólica e determinou que a energia obtida no programa devesse ser contratada por 20 anos pela empresa elétrica estatal ELETROBRÁS e disponibilizada no Sistema Interligado Nacional (SIN) (Silva e Szeinfeld 2014).

Com os incentivos do PROINFA, no primeiro semestre de 2015, as usinas eólicas aumentaram sua produção de energia em 114% em relação ao mesmo período de 2014 (de uma potência média de 856 MW em 2014 para 1.831 MW em 2015 (Portal Brasil 2015)). A energia eólica aumentou mais de 900% em seis anos (de 602,284 kW instalados em 2009 (0,2% da matriz de energia) para 6,183 MW no primeiro semestre de 2015 (3% da matriz elétrica brasileira)). Comparando 2014 com 2015, houve aumento de 1,6% na participação da matriz brasileira de energia elétrica (Portal Brasil 2015; EPE 2010).

De acordo com o Atlas Eólico Brasileiro de 2001, o potencial de energia eólica brasileira é de aproximadamente 143,5 GW, Figura 3.3, considerando uma velocidade média do vento de 7,0 m/s ou mais e uma altura de 50 m, 2,87% superior ao total de energia

instalada em novembro de 2015 no Brasil (139,5 GW (ANEEL 2016c)). O potencial anual de geração de energia elétrica estimado é de 272,2 TWh, o que corresponde a 51,25% do consumo de energia elétrica em 2014 no Brasil (EPE 2015).

O sistema elétrico brasileiro está interconectado e é um dos mais complexos do mundo, com uma capacidade instalada de aproximadamente 140 GW. No entanto, os grandes centros de geração de energia elétrica estão localizados longe dos grandes centros de consumo, sendo necessário o uso de linhas de transmissão longas, o que aumenta as perdas ao longo do caminho. O aumento no uso de sistemas fotovoltaicos para gerar energia elétrica pode ajudar a reduzir as perdas porque sua geração ocorrerá dentro das cidades. Isso complementa a energia hidrelétrica, que pode reduzir sua geração em hora de pico e reter a água em seus reservatórios para geração posterior. Além disso, ajuda a proteger o consumidor dos aumentos tarifários devido à ativação da termelétrica de combustíveis fósseis (Mitscher e Rüther 2012).

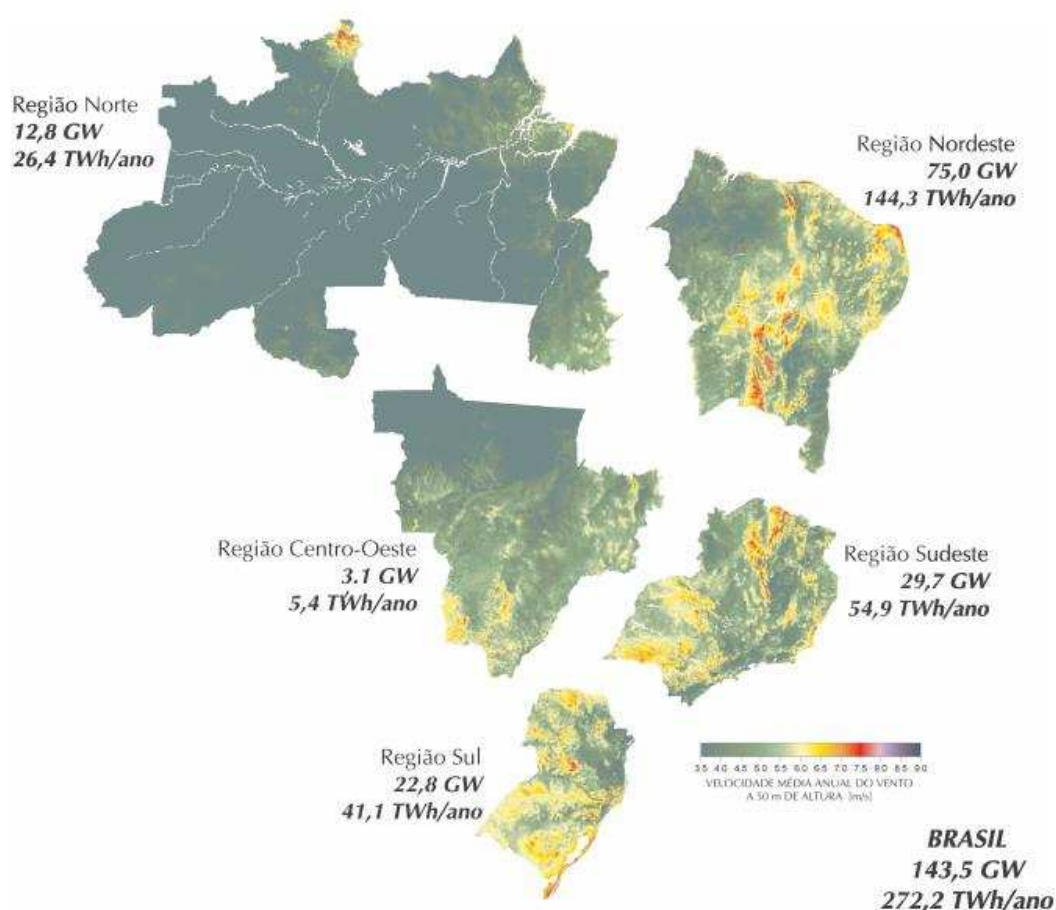


Figura 3.3: Potencial eólico estimado para o Brasil com uma velocidade de vento médio anual igual ou superior a 7,0 m/s a uma altura de 50 m (Amarante et al. 2001).

A implementação de sistemas fotovoltaicos no Brasil é um processo relativamente recente. Assim, muito resta ser regulamentado e melhorado. Em 2012, com o objetivo de mudar o cenário de geração de energia do Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) publicou a Resolução Normativa 482/2012 (482) para facilitar a conexão entre a rede de distribuição de mini e micro geradoras de eletricidade a partir de fontes renováveis em um sistema de compensação de energia elétrica no Brasil. A geração centralizada não é o oposto da geração distribuída, considerando que o primeiro não está centralizado em um único ponto, mas espalhado em lugares distantes com grandes fontes de energia conectadas por linhas de transmissão longas aos centros de consumo (Tiepolo et al. 2014).

A resolução 482 determina os tipos, potência máxima e categoria de geração, da seguinte forma: micro geração, até 100 kW e mini geração de 100 kW a 1 MW, para sistemas baseados em energia hidrelétrica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada (ANEEL 2012; Tiepolo et al. 2014).

A resolução 482 estabelece a criação de um sistema de compensação de energia, internacionalmente conhecido como *net metering*, para definir procedimentos gerais para conexão de rede de mini e micro geradores. O proprietário de uma pequena usina não precisa consumir toda a energia produzida na geração e o excesso pode ser injetado na rede. Nos meses seguintes, o consumidor receberá créditos em kWh na conta de energia elétrica para a eletricidade gerada, mas não consumida.

De acordo com a resolução 482, toda a energia ativa injetada na rede por unidade de consumo com micro ou mini geração distribuída é transferida, por empréstimo gratuito, ao utilitário de distribuição local. Posteriormente, é compensado, no prazo de 36 meses, com o consumo de energia ativa pela mesma unidade de consumo ou outra unidade de consumo do mesmo título ao qual os créditos foram gerados. O detentor da conta de energia deve ter o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) registrado junto Ministério da Fazenda para permitir que outra conta use os créditos de energia (ANEEL 2012).

No dia 13 de abril de 2015, a nota técnica 0017/2015-SRD/ANEEL mudou a resolução 482 de 17 de abril de 2012 (482/2012) para tornar o processo de conexão de micro e mini geradores mais simples e mais rápido e desta forma aumentar o público alvo (ANEEL 2015b).

O número de consumidores com micro ou mini geração distribuída no final de 2014 foi 5,5 vezes mais elevada do que a de 2013, o que indica um aumento acentuado, mas ainda é muito abaixo do potencial de expansão país (Figura 3.4). Dos 533 geradores instalados, 11 são mini geradores. A fonte solar fotovoltaica representa mais de 90% de todas as instalações (498), seguido do eólico (19), híbrido solar/eólico (10), biogás (4) e energia solar térmica e hidráulica, um para cada tipo. Mais de 70% da capacidade instalada 7301,5 kW corresponde à fonte de energia solar fotovoltaica (Figura 3.5 **Erro! Fonte de referência não encontrada.**) (ANEEL 2015b).

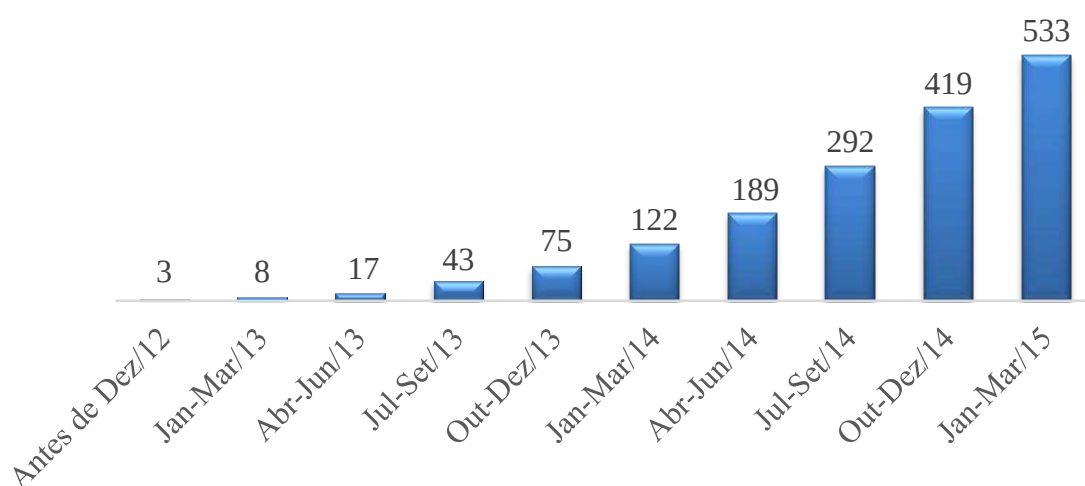


Figura 3.4: Número de micro e mini geradores no Brasil até março de 2015 (ANEEL 2015b).

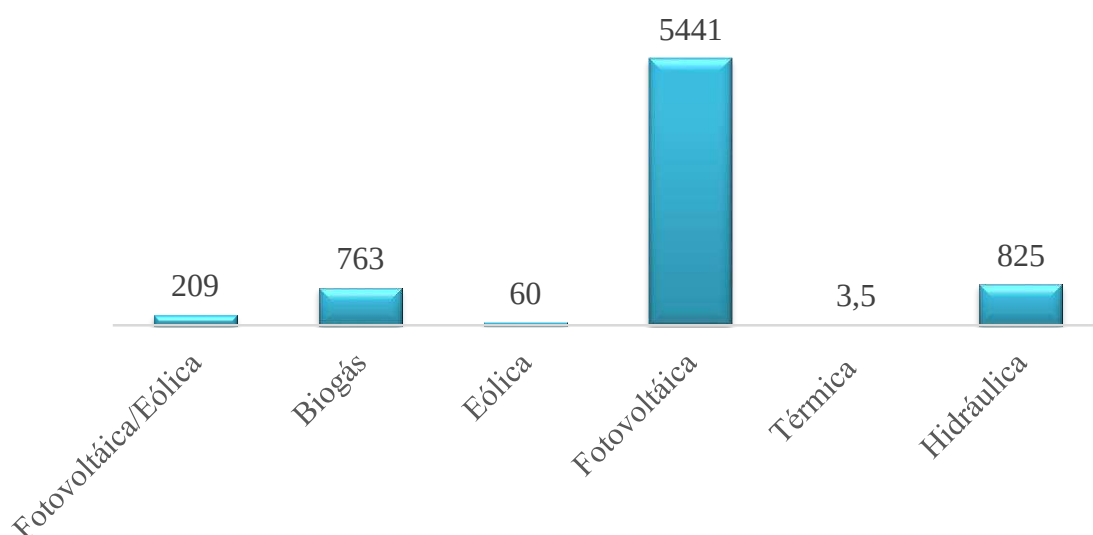


Figura 3.5: Capacidade instalada em kW de geração distribuída por fonte no Brasil em 2015 (ANEEL 2015b).

A ANEEL promulgou a resolução 687, de 24 de novembro de 2015, que mudou a resolução 482 e permitiu a utilização de qualquer fonte de energia renovável, além de cogeração qualificada, denominados como micro e mini geração com capacidade instalada de até 75 kW e acima de 75 kW e menor ou igual a 5 MW (sendo 3 MW o limite para unidades hidroelétricas), respectivamente, conectado à rede de distribuição. A energia gerada que não foi consumida deve ser usada pelo consumidor dentro de 60 meses na mesma ou outra unidade de consumo do mesmo CPF ou CNPJ e conectada à mesma concessionária de distribuição de energia elétrica. O consumidor deve pagar pelo menos o custo de disponibilidade ou demanda contratada para a empresa de serviços públicos (ANEEL 2015c). Através dessas mudanças, a ANEEL prevê que, até 2024, cerca de 1,2 milhão de unidades consumidoras começarão a gerar sua própria energia, totalizando 4,5 GW de capacidade instalada. Desde a publicação da resolução em 2012, até outubro de 2015, foram instaladas 1.285 usinas de energia, com 1.233 (96%) de energia solar fotovoltaica, 31 vento, 13 híbridos (solares / eólicos), seis alimentados por biogás, uma biomassa e uma fonte hidráulica (ANEEL 2015a).

A ANEEL prevê que até 2024, cerca de 1,2 milhões de unidades consumidoras irão começar a gerar sua própria energia, chegando a 4,5 GW de capacidade instalada. Desde a publicação da resolução em 2012, até outubro de 2015, foram instaladas 1.285 centrais elétricas, das quais 1.233 (96%) são fotovoltaicas, 31 são de energia eólica, 13 são híbridas (eólica/solar), 6 são de biogás, 1 de Biomassa e 1 hidráulica (ANEEL 2015a).

A irradiação solar no território brasileiro varia de 1.500 a 2.300 kWh/m².ano em média (Figura 3.6), de acordo com a época do ano e região (Pereira et al. 2006). Estes valores são muito mais elevados que os da Alemanha (com uma média de 900-1.250 kWh/m².ano) (Satel-Light 2015), que atualmente é o maior produtor de energia elétrica fotovoltaica do mundo (Varela 2014).

Outros fatores importantes são a grande extensão territorial e as variações climáticas e hidrológicas do país, que tende a gerar excedentes da produção hidrelétrica em certas regiões e períodos do ano. Assim, a transmissão de grandes quantidades de eletricidade e a interconexão do sistema são fundamentais para o fornecimento de eletricidade do país (ANEEL 2002). A difusão de pequenas centrais fotovoltaicas nas cidades ajudaria a reduzir a dependência do sistema elétrico brasileiro no sistema de água. Outra consequência seria uma redução na necessidade de transmissão de energia em

longas distâncias, reduzindo as perdas e aumentando a qualidade e a confiabilidade do sistema de distribuição.

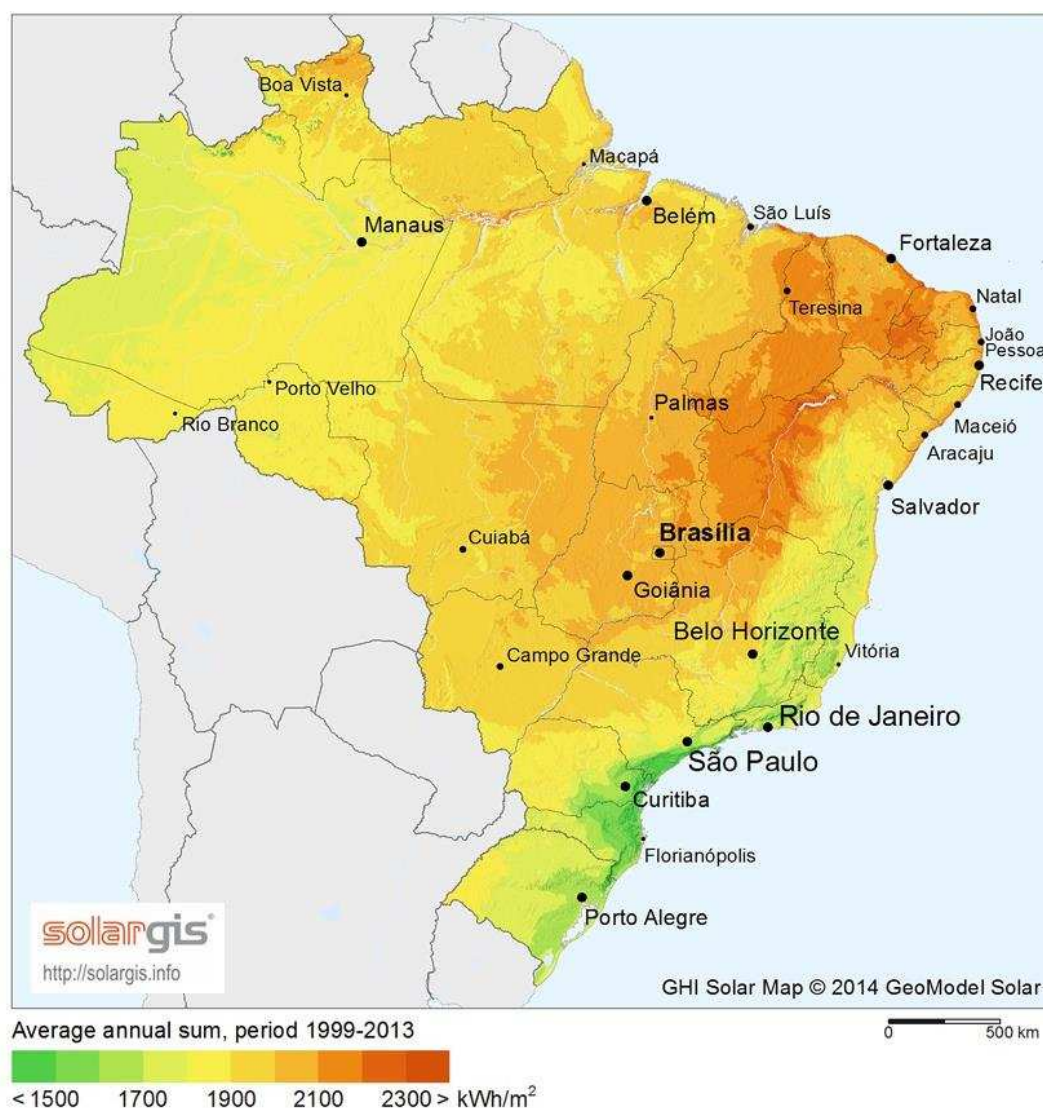


Figura 3.6: Irradiação horizontal média anual para o Brasil (Solar GIS 2014a).

O plano nacional de energia elétrica do Brasil para 2030 prevê grandes investimentos em energia hidrelétrica e outras fontes de energia renováveis e prevê um aumento na dependência de combustível fóssil pela matriz de energia elétrica de 10% a 14%. Como consequência, ele prevê uma triplicação das emissões de CO₂ a partir do setor de energia elétrica, passando de 30 MtCO_{2eq} em 2010 para 90 MtCO_{2eq} e em 2030 (EPE 2007). Assim, é importante avaliar o potencial das fontes de energia renováveis do país para contribuir para a expansão da matriz de energia elétrica e emissões significativamente mais baixas de carbono (Hashimura 2012).

Capítulo 4: Matriz Energética e Aplicação da Política FIT na Alemanha, no Japão, na China, na Austrália e na Espanha

4.1 Matriz Energética da Alemanha

No início, devido a condições geográficas o principal combustível da Alemanha era principalmente o carvão importado (Jordan-Korte 2011). Mais tarde com o esforço legislativo, a Alemanha começou a promover amplamente a produção de energia por fontes renováveis (Liou 2015), em 2014, atingiu uma potência instalada proveniente de fontes renováveis de 177,14 GW, potência 1,2% menor que a capacidade instalada não renovável (Figura 4.1) (Burger 2014). As usinas solares e eólicas representam 73.802 GW, 41,66% do total. Geração de energia elétrica renovável corresponde a 29,70% dos 472 TWh produzidos em 2014, que foi 0,7% mais elevado do que a quantidade em 2013, quando a produção de fontes não renováveis foi de 21,9 TWh menor do que o do ano anterior, ou seja, 332,3 TWh (Figura 4.2) (Burger 2014).

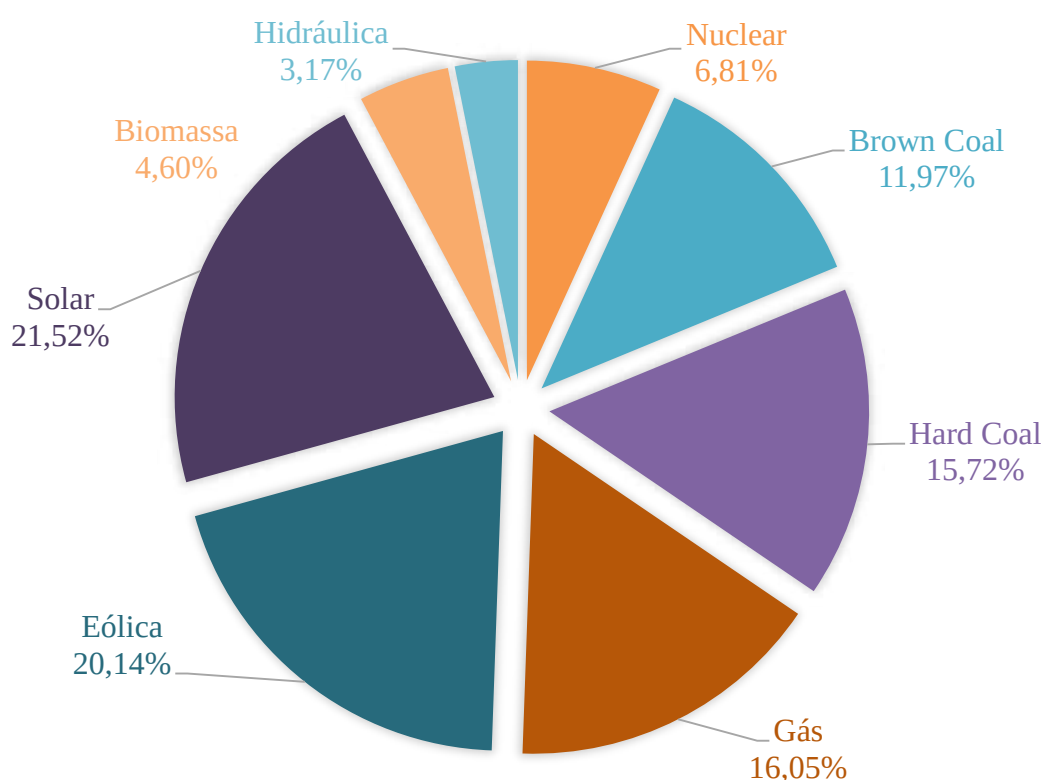


Figura 4.1: Potência instalada por fonte de energia na Alemanha, em 2014 (Burger, 2014).

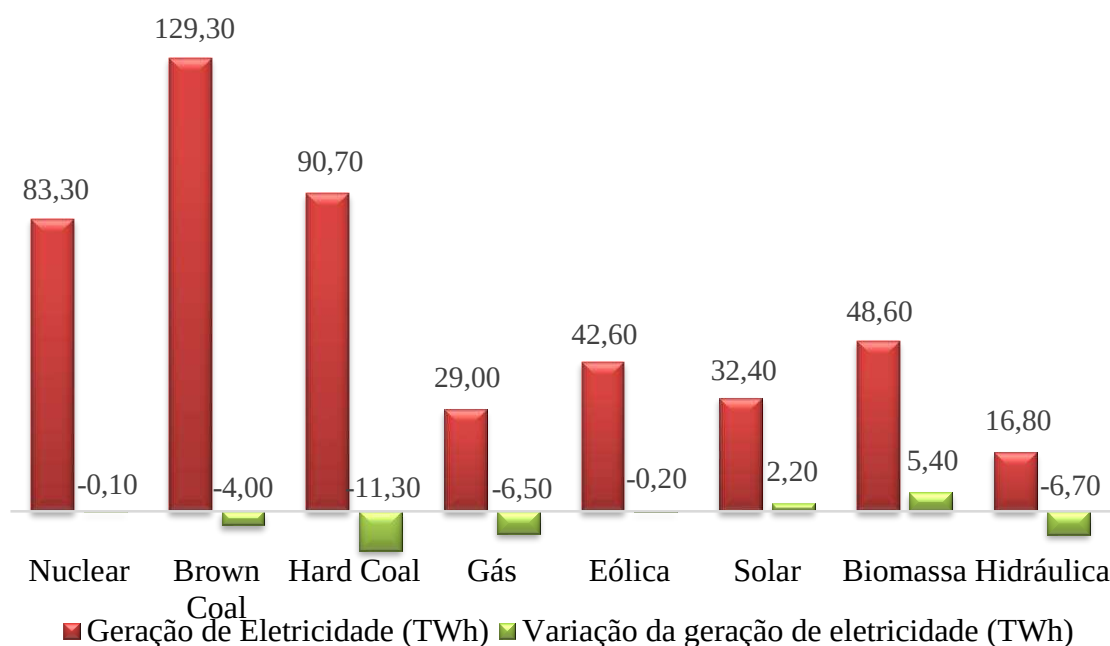


Figura 4.2: Produção de eletricidade e variação absoluta na produção de eletricidade na Alemanha nos primeiros onze meses de 2014, em comparação com 2013 (Burger, 2014).

4.1.1 Política FIT na Alemanha

Possivelmente, o exemplo mais famoso e bem-sucedido das políticas FIT são os introduzidos na Alemanha há mais de 20 anos. O governo alemão introduziu *Electricity Feed Act 1991*, em 1991. Este esquema foi ampliado e reforçado com a aprovação da Lei de Energias Renováveis - “*Erneuerbare-Energien-Gesetz*” (EEG) a partir de 2000, que tem sido responsável pelo grande aumento no mercado de energia renovável na Alemanha, especialmente na indústria de energia solar fotovoltaica (Parliament of Australia 2011).

O *Feed-In Tariff* alemão, abrangido pela lei sobre a concessão de prioridade ao EEG, está em sua terceira etapa. A primeira etapa (2000-2009) foi focada na geração de energia elétrica fornecida por fontes de energia renováveis domésticas. Devido aos altos custos da tecnologia fotovoltaica, que tornaram a tecnologia não competitiva, o FIT proporcionou transparência, longevidade e certeza aos investidores. Durante a primeira etapa, o abatimento das taxas foi modesto, e os reajustes para o EEG ocorreram periodicamente (Fulton, Capalino e Auer 2012).

A segunda etapa (2009-2011) foi marcada pelo rápido declínio no custo dos módulos solares fotovoltaicos, levando a ajustes mais ativos às tarifas FIT FV (*Feed-In*

Tariff para sistema solar fotovoltaico) para gerenciar a quantidade de instalações de energia fotovoltaica (FV) anual (Fulton, Capalino e Auer 2012).

A terceira etapa (desde 2012 e atual) apresenta um declínio contínuo nos custos de sistemas fotovoltaicos, sistemas eólicos e biomassa, tornando-os cada vez mais competitivo com o modelo tradicional não renovável de geração de energia elétrica (Fulton, Capalino e Auer 2012).

Com este apoio, o consumo percentual de eletricidade (total) a partir da geração proveniente de fontes renováveis de energia elétricas mais do que quadruplicado entre 2000 e 2013, aumentando de 6,2% a mais de 25%, respectivamente (Fronedel, Sommer e Vance 2015) (Figura 4.3).

A capacidade instalada de geração de energia renovável aumentou consideravelmente desde a implementação do sistema FIT em 2000, chegando a 2013 com uma potência instalada de quase sete vezes maior (penúltima coluna da Tabela 4.1) (Fronedel, Sommer e Vance 2015). Os maiores aumentos de capacidade instalada são observados nos sistemas fotovoltaicos, com expansão do potencial de 35,834 MW e no sistema eólico *onshore* (em terra), com expansão de 27,660 MW, durante os 13 anos do FIT na Alemanha.

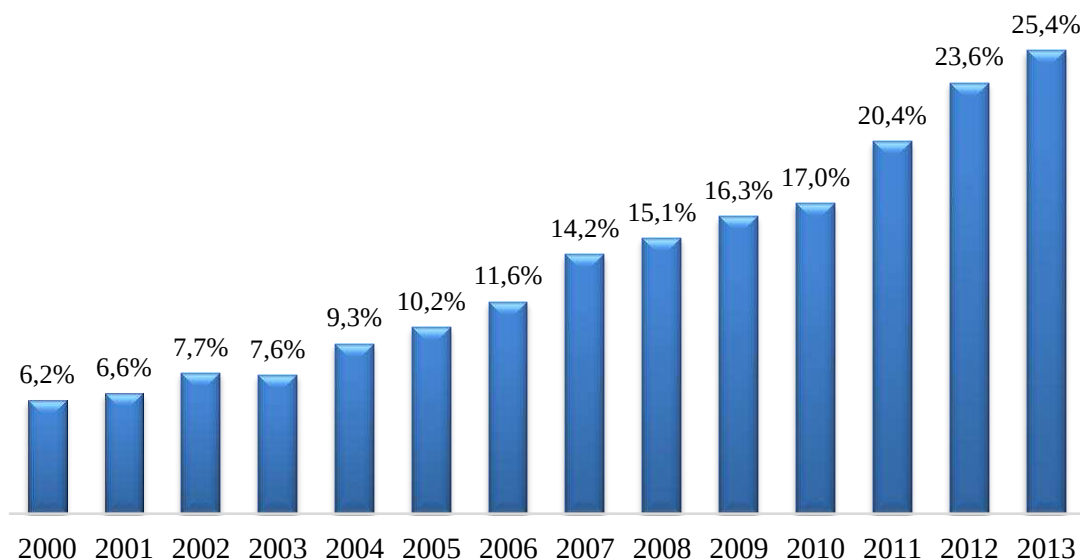


Figura 4.3: Participação da energia proveniente de fonte renováveis no consumo bruto da Alemanha (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2014).

Tabela 4.1: Capacidade Instalada de energia elétrica convencional de Fontes de Energia Renovável (FER) na Alemanha (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) 2014)

Ano	Hidro (MW)	OnW (MW)	OffW (MW)	FV (MW)	Bio (MW)	FER (MW)	NFER (MW)
2000	4,831	6,097	0	114	1,288	12,330	107,500
2001	4,831	8,738	0	176	1,412	15,157	106,800
2002	4,937	11,976	0	296	1,615	18,824	100,900
2003	4,953	14,593	0	435	2,329	22,311	99,400
2004	5,186	16,612	0	1,105	2,630	25,533	100,900
2005	5,210	18,375	0	2,056	3,526	29,167	98,800
2006	5,193	20,568	0	2,899	4,283	32,943	98,400
2007	5,137	22,183	0	4,170	4,723	36,216	99,800
2008	5,164	23,815	0	6,120	5,256	40,358	101,700
2009	5,340	25,632	60	10,566	5,995	47,601	101,300
2010	5,407	27,012	168	17,554	6,599	56,748	104,000
2011	5,625	28,857	203	25,039	7,148	66,880	98,000
2012	5,607	30,996	308	32,643	7,537	77,103	97,300
2013	5,613	33,757	903	35,948	8,086	84,338	94,000

Hidro = hidráulico; OnW = Eólico *Onshore*; OffW = Eólico *Offshore*; FV = fotovoltaico; Bio = Biomassa; FER = Capacidade FER; NFER = Capacidade não FER.

4.2 Matriz Energética do Japão

A matriz japonesa de energia elétrica é composta basicamente por geração a partir de combustível fóssil, causando uma forte dependência de importações de fontes energéticas de outros países, pois importa quase todos os combustíveis fósseis que consome (Casado 2016). A energia gerada a partir de fontes renováveis (incluindo grandes usinas hidrelétricas) no fornecimento total de energia primária tem sido muito pequena, passando de 3,5% em 1990 para 4,6% em 2012 (OECD/IEA 2013).

O fornecimento de eletricidade produzida a partir de fontes renováveis aumentou rapidamente a partir de julho de 2012, graças às generosas FITs introduzidas então. Os combustíveis fósseis geraram 82% de toda a eletricidade no Japão em 2015. A

participação das energias renováveis (incluindo hidrelétricas e biomassa) foi de 16,9% (Figura 4.4) (OECD/IEA 2016).

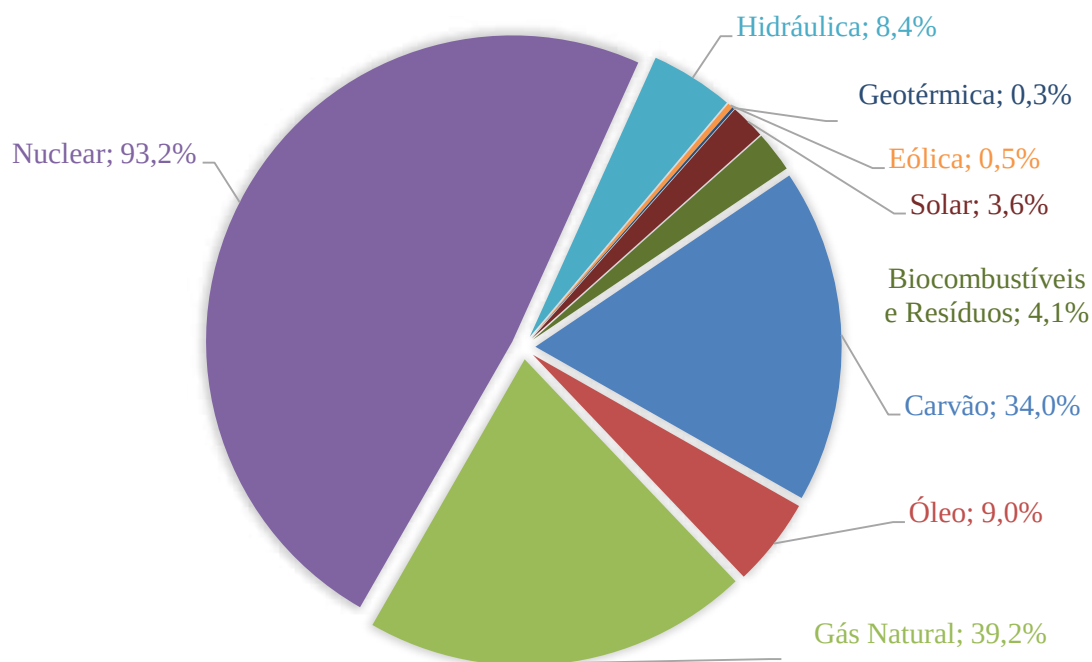


Figura 4.4: Matriz energética do Japão em 2015 (OECD/IEA 2016).

4.2.1 Política FIT no Japão

Após o desastre da usina nuclear de Fukushima, cuja gravidade do vazamento radioativo é considerada o segundo maior desastre nuclear após Chernobyl (Muhammad-Sukki et al. 2014), houve um maior interesse em gerar energia a partir de fontes renováveis para reduzir a dependência do país sobre a energia nuclear e garantir uma segurança na geração de energia elétrica (Casado 2016; Fonseca Junior et al. 2014; Huenteler, Schmidt e Kanie 2012).

Em agosto de 2011, a Lei de Fontes de Energia Renovável- *Renewable Energy Sources Act* (que introduziu o FIT) passou em assembleia e foi promulgada em julho de 2012, e exigiu que os operadores de energia elétrica comprassem toda a eletricidade produzida por fontes renováveis (energia solar, eólica, geotérmica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas - potência menos de 30 MW) (METI 2014d), começando no início do ano fiscal de 2014. Em 1 de abril de 2014, a energia eólica *offshore* foi incluída no

sistema FIT (METI 2014b). Atualmente, a FIT é a principal política que visa promover a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis no Japão (Kuramochi 2015).

Algumas leis foram introduzidas antes da Lei das Energias Renováveis, como o *Renewable Portfolio Standard 2003* (RPS), que visava encorajar o uso de energia nova, impondo anualmente uma obrigação aos distribuidores de energia elétrica de usar uma certa quantidade de energia elétrica de fontes renováveis (IEA 2015), mas isso não conseguiu muito sucesso.

A introdução do regime FIT impulsionou os sistemas solares fotovoltaicos, em particular as instalações não domésticas (superior a 10 kW) devido a taxas elevadas (JPY 42/kWh = US\$ 0,42/kWh nos primeiros 10 anos do regime), o que foi um dos mais altos do mundo (WWFJapan 2012). Entre abril de 2013 e abril de 2014, a tarifa para instalações não domésticas de sistemas fotovoltaicos solares foi reduzida duas vezes em 10% (o valor da tarifa em outubro de 2014 foi de JPY 32/kWh = US\$ 0,32/kWh), mas outras fontes de energia renováveis não solar foram mantidas inalteradas (kuramochi, 2015; METI, 2014c).

Com o objetivo de estabilizar a rede, a Lei de Energia Renovável prevê uma exceção para os operadores de serviço público, dando-lhes o direito de recusar energia de sistemas de energia eólica e fotovoltaica com instalações superiores a 500 kW por um período máximo de 30 dias durante o ano sem compensação quando o fornecimento é maior que a demanda (Kuramochi 2015; METI 2014a).

Uma capacidade de geração de energia de 12 GW a partir de fontes renováveis se tornou operacional entre Abril de 2012 e julho de 2015, com participação solar fotovoltaico aproximada de 98% da potência instalada que entrou em operação no período (Tabela 4.3). Além disso, durante o mesmo período, o METI (*Ministry of Economy, Trade and Industry, Japan* - Ministério da Economia, Comércio e Indústria do Japão), aprovou 72 GW de novas instalação, com a energia solar fotovoltaica responsável por 96% (METI 2014a). Estes números representam um aumento significativo na geração de fontes de energia renováveis, energia solar fotovoltaica, principalmente, porque até Julho de 2012, havia aproximadamente 20 GW de energia instalado (Tabela 4.3).

Tabela 4.3: Capacidade elétrica instalada a partir de fontes renováveis de energia antes e depois da implantação do sistema tarifário *Feed-In Tariff* (METI 2014a)

Tecnologia	Antes de	Julho 2012 – Julho 2014		
	Julho 2012			
	CI	ICO	IAFIT	IOFIT
	(MW)	(MW)	(MW)	(%)
Solar FV: setor residencial	4,700	2,480	3,000	82.7
Solar FV: setor não residencial	900	9,150	66.340	13.8
eólico	2,600	110	1,230	8.9
Pequenas centrais hidroelétricas (<30 MW)	9,600	30	320	9.4
Biomassa	2,300	90	1,310	6.9
Geotérmica	500	0	10	0
Total	20,600	11,860	72,210	16.4

CI = Capacidade Instalada; ICO = Instalações que começaram a operar; IAFIT = Instalações Aprovadas pelo *Feed-in Tariff*; IOFIT = Instalações aprovadas pelo *Feed-in Tariff* em operação; FV = fotovoltaica.

4.3 Matriz energética da China

A matriz energética da China é composta principalmente de usinas termelétricas a carvão, que representam 64,43% da capacidade instalada de 1490 GW. As fontes de energia renováveis representam 29,13% da matriz, dos quais 19,46% correspondem à geração de energia por usinas hidrelétricas. É importante salientar que nos últimos cinco anos, de acordo com Conselho de Estado de Energia da China, a energia eólica aumentou 26,4% e energia solar, 89,5%, por ano, devido a políticas de incentivo (Tabela 4.4) (Ma 2015). A fonte com maior participação na geração de eletricidade na China, no ano 2015 foi térmica com 73% dos 5600 TWh gerados (Figura 4.5) (Mathews 2016).

Tabela 4.4: Capacidade instalada na China em 2015 (Ma 2015)

Fonte	2010 (GW)	2015(GW)	Crescimento médio anual (%)
Carvão	660	960	7.8
Hídrica	220	290	5.7
Nuclear	10.8	40	29.9
Gás natural	26.4	56	16.2
Eólica	31	100	26.4
Solar	0.86	21	89.5
Total		~1490*	

* O número total provavelmente inclui biomassa e outras fontes não mencionadas no documento.

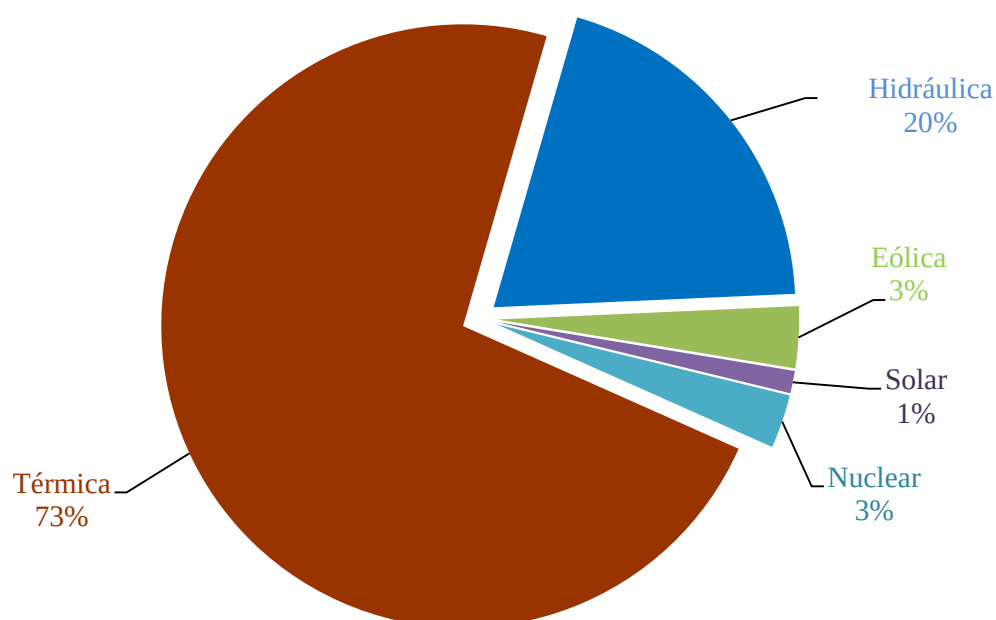


Figura 4.5: Participação das fontes energéticas na geração de energia da China em 2015 (Ma 2015).

4.3.1 Política FIT na China

A China, uma das nações que mais emite gases com efeito de estufa no mundo, com a maior parte da geração de energia elétrica por origem térmica (Wang and Sun 2012), e tem se preocupado muito com as emissões de CO₂, apresentando um significativo crescimento da energia solar fotovoltaica (Cucchiella, D'Adamo e Gastaldi 2016).

Em 2004, a China anunciou na conferência "*Renewables 2004*" em Bonn, na Alemanha, que planejava desenvolver uma lei de energia renovável e estabelecer um fundo para esse fim, começando com dois programas descentralizados, pequenas hidroelétricas e solar fotovoltaica de pequena escala. Estabeleceu uma quota de mercado obrigatória para as energias renováveis por setor e tecnologia, onde as regiões fornecidas por redes centralizadas devem gerar 1% até 2010 e 3% até 2020 de eletricidade a partir de fontes renováveis, excluindo hidroelétricas. Além disso, os produtores de energia com capacidade superior a 5 GWe (Giga Watt de capacidade elétrica) devem aumentar sua produção de fontes renováveis, excluindo hidroelétricas, para 3% em 2010 e 8% em 2020 (EPA 2015; National People's Congress 2013). Em 2010, nenhum dos seis maiores geradores haviam alcançado o objetivo, em parte, devido à falta de requisitos de monitoramento e conformidade. Portanto, a Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma - *National Development & Reform Commission* (NDRC) iniciou um plano de melhoria em 2011 para resolver esse problema (Lo 2014). Este aumentou as metas, incentivos e supervisão de projetos de energia renovável, excluindo a energia hidroelétrica (IRENA 2014). A lei fornece uma base jurídica para apoiar fontes renováveis de geração de eletricidade e regulamentos para o estabelecimento e administração de tarifas de eletricidade.

As empresas de rede elétrica devem entrar em acordos de interconexão com determinados projetos e fornecer serviços de suporte para conectar à rede ao suporte técnico. Além disso, eles devem comprar e despachar a eletricidade gerada a partir de projetos de energia renovável (IRENA 2014).

O preço da energia ligada à rede de projetos de energia eólica de 2006 a julho de 2009 foi determinado por um conjunto de valores governamentais. A categorização e FIT de cada fonte renovável conectada à rede foram implementadas para determinar a configuração de 2005, considerando a tecnologia envolvida, localização geográfica e disponibilidade de recursos energéticos. As taxas de ajuste evoluíram, mas como os custos de implementação diminuíram, as taxas também foram reduzidas (IRENA 2014).

Em 2000, o Ministério das Finanças iniciou dois programas nacionais de subsídios para apoiar e expandir o sistema solar fotovoltaico. O primeiro concentrou-se na construção dos sistemas em edifícios com concessão de 50% do preço. O outro concedeu subsídios para sistemas de construção dentro e fora da rede, 50% para sistemas *on-grid* e 70% para sistemas *off-grid* em áreas rurais (IRENA 2014).

4.4 Matriz Energética da Austrália

A geração de energia elétrica aumentou em 2% no ano de 2015 em relação a 2014, com uma geração de 252 TWh, isso ocorre após três anos de queda no consumo de energia elétrica. O petróleo, incluindo o petróleo bruto, o gás liquefeito de petróleo (GLP) e os produtos refinados, representaram a maior parcela do consumo de energia australiano, em 37,8% em 2015 (Figura 4.6) (Department of Industry and Science 2016). As fontes energéticas renováveis correspondem a somente 5,8% da geração total do país (Figura 4.6).

A Austrália é identificada como uma das principais candidatas a apoiar a expansão de fontes de energia renováveis para reduzir a dependência de uma oferta de eletricidade relativamente barata e predominantemente alimentada por carvão (Zahedi 2010; Moosavian et al. 2013; Chapman, McLellan e Tezuka 2016) ; que é uma das principais causas da Austrália ser o maior emissor de GEE per capita do mundo desenvolvido (Chapman, McLellan, and Tezuka 2016).

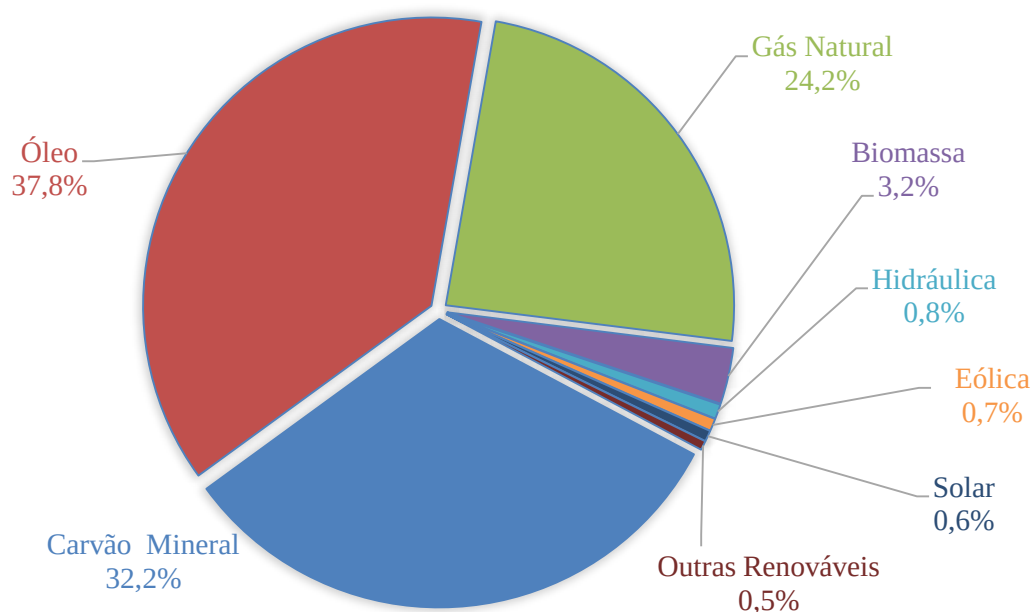


Figura 4.6: Matriz energética da Austrália em 2015 (Department of Industry and Science 2016).

4.4.1 Política FIT na Austrália

Desde 2001, diz-se que a Austrália tinha um esquema nacional de apoio ao *Renewable Portfolio Standard* (RPS) que apoia o esquema de Energia Renovável que se

aplica aos varejistas de eletricidade, mas foi criticado por não apoiar o desenvolvimento eólico em larga escala de menor preço.

Em março de 2008, o Conselho de Governos australianos concordou que os programas solares de FITs teriam que ter uma estrutura relativamente uniforme em toda a Austrália. A partir de julho de 2008, estados e territórios em toda a Austrália começaram a implementar esquemas FIT (Commonwealth of Australia 2011). A implementação dos FITs na Austrália tem sido associada a um aumento rápido correspondente nos sistemas fotovoltaicos solares residenciais de pequena escala. Ao longo dos quatro anos, entre 2007 e 2010, o número de sistemas instalados de pequena escala (<10 kW) aumentou de 3.923 para 281.500, um aumento de mais de 70 vezes. Até o final de 2015, havia cerca de 1,5 milhão de sistemas (1.476.931 sistemas) instalados (Poruschi, Ambrey e Smart 2018). O aparente sucesso dos FITs não tornou o mecanismo imune a argumentos conflitantes. Especificamente, prejudicando o sucesso ostensivo dos FITs estavam os argumentos de que o custo do atendimento dos governos estava aumentando rapidamente (Martin and Rice 2013a; Poruschi, Ambrey e Smart 2018). Além disso, havia argumentos de que um aumento na eletricidade gerada por energia solar forçaria os varejistas de eletricidade da rede a subsidiar o fornecimento de infraestrutura da rede elétrica por meio de aumentos regressivos dos preços (ou seja, o impacto dos aumentos no preço da eletricidade é sentido desproporcionalmente pelos consumidores mais pobres sem energia solar fotovoltaica) (Poruschi, Ambrey e Smart 2018).

Inicialmente, alguns FITs ofereciam até 60 centavos de dólar australiano por quilowatt-hora (c/kWh) para medidores brutos (isto é, toda a energia gerada). No entanto, até 2016, os FIT fornecidos por fornecedores de eletricidade de varejo eram voluntários para Nova Gales do Sul, áreas urbanas em Queensland e no Território da Capital Australiana. Em novembro de 2016, os intervalos de valores de FiTs pareciam estar entre 4 e 10 c/kWh, embora os revendedores de eletricidade possam modificá-los a qualquer momento. Para Victoria, áreas regionais de Queensland, Austrália do Sul e Tasmânia, um limite mínimo é imposto (variando entre 5 e 7,448 c/kWh). Em outros estados, os FiTs são regulamentados: o Território do Norte usa um esquema de recompra que funciona com base em um princípio de 1 para 1 (a taxa de varejo é devolvida ao cliente como FIT), enquanto a Austrália Ocidental define FITs específicos para locais específicos (Poruschi, Ambrey e Smart 2018). Em 2016, existem diferenças visíveis entre FITs atuais em diferentes estados e territórios. A falta de regulação está associada a FITs

consideravelmente menores. Além disso, mesmo quando há mínimos regulamentados, raramente os revendedores ofereceriam muito mais. Por exemplo, numa análise dos varejistas da Austrália do Sul, seis dos 13 varejistas ofereceram o FITs regulamentado mínimo de 6,8 c/kWh, incluindo os maiores retalhistas que cobriram coletivamente cerca de 89% dos clientes. Os outros varejistas da Austrália do Sul ofereceram taxas variando entre 7 e 12 c/kWh. Outro exemplo é a região de Queensland, onde nenhum desvio do FIT mínimo regulamentado foi encontrado (Poruschi, Ambrey e Smart 2018).

4.5 Matriz Energética da Espanha

Após um declínio anual no consumo de eletricidade na Espanha de 2011 a 2014, em 2015 houve um aumento no consumo de 1,9% em relação ao ano anterior para 248.131 GWh (International Trade Administration 2017). A fonte de energia elétrica com maior participação na matriz é a nuclear (21,7%), sendo as energias provenientes de fontes não renováveis responsáveis pela maior parte da geração de energia elétrica (Figura 4.7).

As energias eólica e hidrelétrica são responsáveis pela maior parte da geração de energia elétrica por fonte renovável, seguida pela energia solar e biomassa. A Espanha tem altos potenciais de energia solar com irradiação solar em algumas áreas (1.700 kWh/m²), produzindo 11,9 TWh de instalações fotovoltaicas e de energia solar concentrada (CSP) em 2012 (Pyrgou, Kylili e Fokaides 2016).

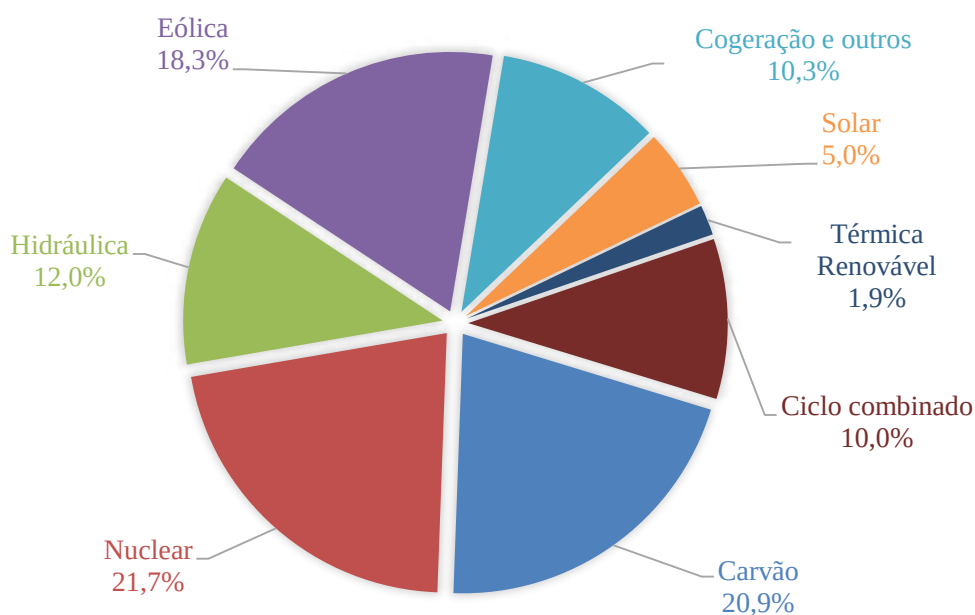


Figura 4.7: Matriz energética da Espanha em 2015 (International Trade Administration 2017).

4.5.1 Política FIT na Espanha

A Espanha é um país que floresceu na implantação das fontes renováveis de energia, partindo de 9,9% em 1997, continuando com uma participação de 19,6% em 2004 e alcançando uma participação de 30,3% na produção de eletricidade até 2012. Em 2004, o Decreto Real 436/2004, para assegurar a estabilidade e previsibilidade do modelo, ofereceu ao produtor a decisão de escolher entre vender ao distribuidor de eletricidade a uma tarifa regulada ou vender no mercado aberto através do sistema de licitação. Com este decreto, os operadores de grandes instalações (> 10 MW) foram obrigados a fornecer ao distribuidor uma previsão da eletricidade fornecida à rede pelo menos 30 horas antes. Esta medida visava melhorar o funcionamento do sistema e garantir a disponibilidade de eletricidade a qualquer momento (Pyrgou, Kylili e Fokaides 2016). De acordo com o Real Decreto 661/2007; O preço mínimo e máximo foi estabelecido para o nível global de remuneração e o prêmio variável foi determinado por hora. Além disso, o aumento da energia da biomassa resultou em mudanças nas tarifas de biomassa. No entanto, em setembro de 2008, uma redução súbita do FIT em 30% para novas instalações fotovoltaicas foi decidida, e outra redução não planejada de FIT ocorreu em novembro de 2010, enquanto um mês depois as horas de produção para instalações fotovoltaicas eram limitadas. Uma moratória (Decreto-Lei Real 1/2012) suspendendo qualquer apoio com esquemas FIT para todas as novas instalações fotovoltaicas seguido em janeiro de 2012. Em janeiro de 2013, todos os proprietários de sistemas fotovoltaicos foram obrigados a pagar 7% de imposto sobre a renda da produção de eletricidade. Em fevereiro de 2013, novas tarifas foram aplicadas com uma redução de FIT de 2,7% para todas as instalações fotovoltaicas conectadas à rede para o período 2009-2011. O Real Decreto-Lei 2 de 2013, em Espanha, anulou a opção de prêmio renovável, pelo que apenas os esquemas fixos de FIT permaneceram. Em 2014, o Real Decreto 413 de 2014 estabeleceu novas fórmulas e procedimentos de FIT. Atualmente, há um déficit tarifário para o esquema FIT, que cresce ainda mais, enquanto o governo elevou as tarifas de acesso regulamentadas aos consumidores finais e reduziu os pagamentos de remuneração para as operadoras (Pyrgou, Kylili e Fokaides 2016).

No entanto, no contexto da recessão financeira, o esquema FIT criou um enorme excesso de capacidade no setor de eletricidade que levou a uma forte oposição ao PV das autoridades públicas e do setor privado de eletricidade. A redução repentina do FiT em 30% em 2008 levou a aproximadamente 46 mil perdas de emprego na indústria

fotovoltaica espanhola, enquanto as medidas tomadas em 2013 não só resultaram em uma redução significativa do mercado fotovoltaico - com apenas 118 MW de novas instalações, mas também causou a falência de muitas empresas. Além disso, a taxa imposta aos *prosumers* e as tarifas desestimulantes para a ligação à rede em 2013 deverão inibir ainda mais o desenvolvimento do mercado fotovoltaico espanhol (Pyrgou, Kylili e Fokaides 2016).

Capítulo 5: Resultados e Discussão

Mediante situação atual do mercado energético brasileiro, observa-se a necessidade de implementação de política que estimulem a geração de energia elétrica por meio de fontes renováveis de energia, visto que esta implementação não somente estará estimulando a geração de energia elétrica de fontes renováveis, mas também estará implicando na melhoria da qualidade de vida das pessoas por meio das externalidades à elas associadas como a segurança energética, pois, como visto anteriormente, o kWh não fornecido aos setores econômicos são expressivamente maiores que o valor pago pelo kWh recebido da distribuidora de energia elétrica. Além de outras externalidades como o aumento dos gastos governamentais com saúde pública decorrente de problemas respiratórios intensificados mediante aumento da poluição gerada pelos carros ou um investimento em infraestrutura que geram benefícios ao país e a população local (Shayani e Oliveira 2008).

Outro fato importante a ser levado em consideração é que nos anos setenta, os reservatórios das hidroelétricas quando cheios possuíam capacidade de fornecimento de energia por um período de três a quatro anos. Em 2014, com a demanda por energia elétrica, os reservatórios quando cheios possuíam capacidade para fornecer energia por cerca de quatro meses (Hunt, Freitas e Pereira Junior 2014), situação que somente piora com o passar dos anos.

Por meio de uma análise da Figura 5.1 percebe-se que ouve uma redução na demanda no ano de 2016, em relação a 2015, outro ponto a ser notado é que durante o período seco (dos meses de maio a novembro) (ANEEL 2000) a demanda energética e a produção de energia por fonte hidráulica diminuem, e as produções das térmicas permanecem praticamente constantes, a variação da demanda e da geração hídrica são praticamente equivalente, já no período úmido (dos meses de dezembro a abril) (ANEEL 2000) a demanda é maior, assim como a geração de energia de fonte hidráulica, porem essa geração não é suficiente para que a geração de térmicas diminua ou permaneça constante, fazendo que a geração de eletricidade por usinas térmicas convencionais aumente.

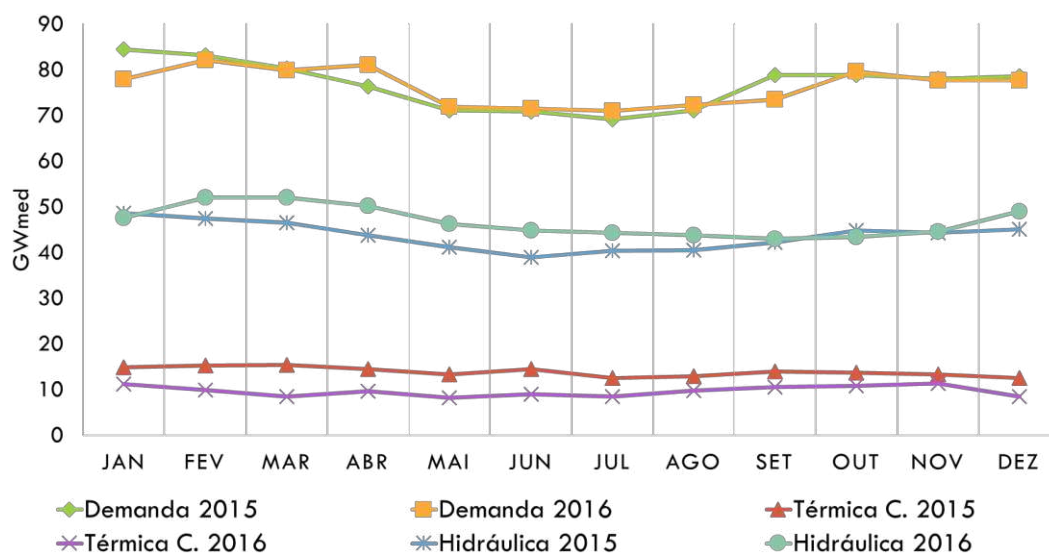


Figura 5.1: Geração Hidráulica, geração térmica convencional e demanda do SIN nos anos de 2015 e 2016 (ONS 2017).

No Brasil a RN 482/12 (Resolução Normativa N° 482 de 17 de abril de 2012 da ANEEL (ANEEL 2012)) Estabelece as condições gerais para o acesso de micro geração e mini geração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e o sistema de compensação de energia elétrica, ou seja, estabelece as regras para que o consumidor possa ter um sistema fotovoltaico conectado à rede de distribuição e possa gerar créditos com o excedente de sua produção. Para poder usufruir do sistema de créditos é necessário que o consumidor seja cativo, ou seja, compre energia da concessionária de distribuição a qual sua residência/comércio está conectada. A potência instalada é limitada à potência disponibilizada para a unidade consumidora onde a central geradora será conectada, como forma de estimular as instalações solares fotovoltaicas conectadas a rede muitos estados brasileiros isentaram o pagamento de ICMS sobre a energia elétrica injetada na rede, dentre eles Acre, Distrito Federal, Minas Gerais, Pernambuco, Rio de Janeiro e São Paulo e por meio da lei n° 13.169, de 6 de outubro de 2015, o governo federal isentou o PIS e o CONFINS da energia solar injetada na rede. Os créditos gerados por meio da injeção na rede de potência superior a consumida, segundo a resolução pode ser consumida pela unidade consumidora ou pelo portador de mesmo CPF e/ou CNPJ atendido pela mesma distribuidora de energia elétrica em um período de 60 meses (Portal Solar 2017).

Segundo o atlas solarimétrico do Brasil (Tiba 2000), durante o ano todo apresenta-se uma variação entre 12-22 MJ/m².dia, sendo no período seco, a irradiação solar média

mais presente variando de 12-18 MJ/m².dia, e no período úmido a maior parte dos meses com variação de 16-22 MJ/m².dia. Deste modo com os incentivos dados pelo governo a instalação de sistemas fotovoltaicos seriam de grande importância para a matriz energética brasileira e interferiria diretamente nas externalidades a ela associadas, pois tendo um sistema fotovoltaico em casa, o consumidor terá uma segurança energética maior durante o dia e a partir do momento que pagou pelo sistema, haverá um desconto considerável na sua conta de luz mensal, pois ainda deve pagar as taxas referentes ao custo de disponibilidade do sistema elétrico (segundo RN 414/2010 (ANEEL 2010)), podendo investir em outras coisas melhorando sua qualidade de vida.

Um ponto negativo da RN 482/12, é que caso seu sistema seja *on-grid* (também chamados *grid-tie*), ou seja, sistemas conectados à rede, caso a rede caia, a energia da residência também será desligada, mesmo que o sistema solar esteja gerando energia, os inversores utilizados nestes tipos de sistemas já vem configurados para desligamento rápido caso a rede elétrica venha a cair, além de ser obrigado a ter um dispositivo seccionador visível, ou seja, uma chave onde um operador posa interromper mecanicamente o fornecimento de energia para o sistema, além disso não se pode ter um banco de baterias para *backup* de energia em sistemas conectados à rede. Para se ter banco de baterias e a sua carga não cair quando a rede vir a cair o consumidor deve implantar um sistema *off-grid*, ou seja, fora da rede, sendo produtor independente de sua energia e estando desconectado da rede de distribuição da concessionária que atende sua região (NeoSolar 2013; Portal Solar 2016).

Outro ponto a ser considerado é a possível adaptação da RN 482/12 com a entrada da tarifa horo-sazonal branca, onde o produtor de energia solar fotovoltaica irá gerar sua eletricidade em horário fora de ponta, durante o dia, e o utilizará no horário de ponta, porém essa compensação não é feita de forma direta, por exemplo se a tarifa for 5 vezes mais cara que a energia consumida no horário de pico, será necessário gerar 5 vezes mais créditos fora de pico para compensar o consumo do horário de pico. Uma forma alternativa para diminuir o consumo no horário de pico da rede seria a utilização de banco de baterias nas residências que seriam carregadas em horários de baixa demanda da rede, por exemplo de madrugada, estipulados pela concessionária, e aplicado no valor das tarifas, e cargas essas utilizadas em horário de pico, ou aos sistemas solares fotovoltaicos em seu pico de produção onde a rede estará sobrecarregada e talvez sem demanda suficiente, a carga é armazenada em baterias e depois pode retomar para a rede ou ser

utilizada na residência, porém para este tipo de aplicação deve haver um estudo da forma de quando a rede for desligada para reparos, o banco de baterias não retorne a carga para a rede e provoque acidentes.

Outro importante ponto a ser levado em consideração a integração da GDSF é que a medida que o sistema for crescendo as externalidades a eles associados aumentaram expressivamente de modo a tornar a fonte energética mais competitiva e principalmente mais barata, motivo que mais segura o desenvolvimento da geração renovável frente a geração não renovável. Vale destacar que há redução da poluição devido a redução da utilização de fontes não renováveis e além disso se um consumidor tem geração própria a energia que deixa de usar ou é excedente a seu uso naquele momento poderá ser usada por outros consumidores que atualmente usam fontes de energia mais poluentes como por exemplo o óleo, carvão mineral e gás natural.

A atmosfera da terra tem 78% de nitrogênio, 21% de oxigênio e os restantes 1% tem na sua maioria de argônio, de 0,93%, e 0,038% de CO₂ (Sharp 2012). A luz solar passa por esses gases, que são transparentes e aquecem a terra e os oceanos, que por sua vez aquecem o ar da parte inferior. Nesta parte, os gases conhecidos como "gases de efeito estufa" absorvem energia e a liberam lentamente. Embora representem menos de 1%, eles têm grande impacto no clima. O Fator de Aquecimento Global (FAG) representa a capacidade de absorver e liberar calor. A FAG para o CO₂ foi adotada como 1 (um) e para outros gases o FAG é expresso como função do valor do CO₂. A composição da atmosfera determina o impacto de gás de efeito de estufa (Tabela 5.1) (Meure et al. 2006). O CO₂ é responsável pelo maior impacto.

Tabela 5.1: Fator de Aquecimento Global em um horizonte de 100 anos (FAG - 100 a) e sua concentração na atmosfera (em partes por bilhão - ppb ou partes por milhão - ppm) de alguns gases de efeito estufa (GEE) ((Meure et al. 2006)).

Gás	FAG - 100 a	Concentração na Atmosfera
Dióxido de Carbono (CO ₂)	1	399,5 ppm
Metano (CH ₄)	28	1.834 ppb
Óxido Nitroso (N ₂ O)	265	328 ppb
Ozônio Troposférico (O ₃)	n.a.*	337 ppb

*Não avaliado

As emissões de CO₂ por kWh variar por fontes de energia, seja limpa (nuclear, solar, biomassa, hidro e vento) ou não (carvão, petróleo e gás natural) (Tabela 5.2). Não há fontes de energia totalmente limpas, mas alguns poluem menos e seu uso deve ser encorajado a manter a qualidade de vida. O ciclo de vida total da tecnologia utilizada para gerar eletricidade, ou seja, emissões da fabricação de componentes utilizados em equipamentos, também foi registrado.

Tabela 5.2: Emissões de CO₂ por kWh de eletricidade gerada por diferentes fontes de energia (Wang e Sun 2012)

Fonte	Emissões CO ₂ (g/kWh)
Carvão	975,3
Petróleo	742,1
Gás Natural	607,6
Nuclear	24,2
Solar Fotovoltaico	53,4 – 250
Solar Térmico	13,6 – 202
Biomassa	35 – 237
Hídrica	3,7 – 237
Eólica	9,7 – 123,7

De acordo com a agência nacional de petróleo, gás natural e biocombustíveis do Brasil, o índice de produção/reserva de petróleo diminuiu de 19,6 anos em 2014 para 14,6 anos em 2015, devido à queda nas reservas provadas no país (ANP 2016). Isso mostra a necessidade de buscar novas fontes de eletricidade, de preferência, inesgotáveis e de baixo impacto ambiental, para gerar eletricidade.

A eletricidade é essencial para o bem-estar e a prosperidade comercial. O modelo socioeconômico contemporâneo da matriz energética na maioria dos países baseia-se na queima de combustíveis fósseis (World Energy Council 2013). Este uso é responsável pela maioria das emissões de GEE na atmosfera. Além disso, a mudança climática global, devido à acumulação de gases, despertou o debate internacional sobre formas de mitigação (Chupka 2004).

A diversificação das fontes de energia é uma demanda política internacional. O acesso a fontes de energia renováveis pode garantir o fornecimento de energia sem danos ambientais. Em 2013, o consumo final de energia global apresentou uma participação de 19,1% das fontes renováveis, 9,0% da biomassa tradicional e 3,9% da energia hidroelétrica (REN21 2015). Espera-se que o Brasil amplie suas fontes de energia renováveis (biomassa, PCH, energia eólica e solar) para que elas atinjam 20,9% em 2018 e 27,3% em 2024 da matriz energética nacional. No entanto, em 2024, a parcela de combustível fóssil térmico deve aumentar de 12,4% para 14,4% e a participação das grandes usinas hidrelétricas deve diminuir, 8,8%, apesar do aumento da capacidade instalada de cerca de 9 GW (MME/EPE 2015).

O Sistema Integrado Nacional - SIN, produziu altos níveis de emissões em 2014, chegando a quase 70 MtCO_{2eq}. Isso reflete as condições hidrológicas desfavoráveis em 2012 e 2013, o que forçou o sistema ao ativar mais energia térmica com base fóssil e deve ser gradualmente mitigado até 2020, conduzindo a volumes mais baixos de emissões no SIN em 2020, menos que 30 MtCO_{2eq}. Entre 2020 e 2024, as emissões no Sistema Elétrico Integrado preveem aumentar com o crescimento da economia e a demanda por eletricidade, apesar da maior participação de fontes renováveis na matriz energética (MME/EPE 2015).

As propostas anunciadas para reformar o sistema de subsídios à energia marcaram as mudanças mais radicais nos mecanismos de apoio da Alemanha às energias renováveis desde que o país adotou o FIT em 2004. Essas regras garantem os preços da energia acima do mercado de geradores de energia renovável, o que fez a Alemanha o maior mercado do mundo de painéis solares fotovoltaicos (IER 2012).

O artigo 1º do EEG lista as metas de desenvolvimento de energia renovável na Alemanha. Um desses objetivos era que 35% do consumo bruto de eletricidade em 2020 deveriam ser renováveis, e essa porcentagem deveria aumentar para 50% em 2030, 65% em 2040 e 80% em 2050. O EEG da Alemanha inclui reduções das tarifas FIT para todas as tecnologias de energia renovável. No entanto, a taxa em que as tarifas FIT diminuem para tecnologias específicas é modificada de tempos em tempos. As FITs para todas as tecnologias de eletricidade renovável, com exceção da energia solar, são reduzidas anualmente por uma certa porcentagem. Por exemplo, o EEG 2012 exige que os FIT eólico terrestre sejam reduzidos em 1,5% ao ano. Os FIT de energia solar estão sujeitos a uma abordagem de regressão única, projetada para responder à dinâmica do mercado de

energia solar fotovoltaica. A regressão FIT solar foi projetada como uma forma de limitar e controlar a quantidade de energia solar instalada a cada ano, sem ter que instituir cotas ou limites (Brown 2013).

Em 2014, as emissões de CO_{2eq} na Alemanha diminuíram pela primeira vez, devido ao aumento da utilização de energia renovável e aumento da eficiência energética, os preços de eletricidade ao mesmo tempo foram reduzidos. Com o consumo de energia reduzido, a quantidade de energia gerada a partir do carvão na Alemanha diminuiu as emissões de CO_{2eq} em 5% em 2014, em comparação com o ano anterior. No entanto, 4% disso podem ser atribuídos a condições climáticas favoráveis e 1% à recuperação de energia (Rueter 2015).

Apesar da proeminência da Alemanha no setor fotovoltaico, sua região com maior incidência anual média de luz solar recebe aproximadamente 1.300 kWh/m².ano, menor do que a região do Brasil com menor incidência solar (aproximadamente 1.500 kWh/m².ano) (Figura 3.6 e Figura 5.2) (Cabral, Torres e Senna 2013; Miranda, Szklo e Schaeffer 2015; Salamoni and Rüther 2007; Solar GIS 2016c, 2014a). Além disso, a área território brasileiro (8515767049 km²) é quase 24 vezes maior que a área território alemão (348.560 km²) (World Bank 2016). Portanto, o Brasil tem potencial para produzir uma quantidade significativamente maior de energia elétrica fotovoltaica em comparação com a Alemanha.

A China é o maior emissor de gases de efeito estufa do mundo e qualquer redução nas emissões é significativa. O Greenpeace e a Secretária de Energia da China mostraram que, nos primeiros quatro meses de 2015, o uso do carvão para geração de energia no país diminuiu 8%, em comparação com o mesmo período de 2014. Esta redução é equivalente a emissões de CO_{2eq} do Reino Unido no mesmo período (Phillips 2015). A China conseguiu reduzir a geração de energia de combustíveis fósseis em 3%, enquanto a demanda de energia aumentou 0,5%, adicionando 30GW de energia eólica e 17GW de capacidade solar, um novo recorde mundial para qualquer país (Myllyvirta 2016) tendo a maioria de seu território irradiação média anual de cerca de 1600 kWh/m² (Figura 5.3) . Em sua análise, *BP's Statistical*, as emissões da China diminuíram 1,5%, já que o uso do carvão caiu pelo segundo ano consecutivo. Em 2015, o carvão gerou menos de 70% da eletricidade chinesa, dez pontos percentuais menos do que em 2011 (Gale 2016).

A China está implementando rapidamente a tecnologia da energia limpa e aumentou o uso da energia solar mais do que qualquer outro país. O uso reduzido de

carvão, que gera três quartos da eletricidade da China, é um elemento chave do objetivo de energia renovável para obter 20% de combustíveis não fósseis no consumo de energia primária até 2030.

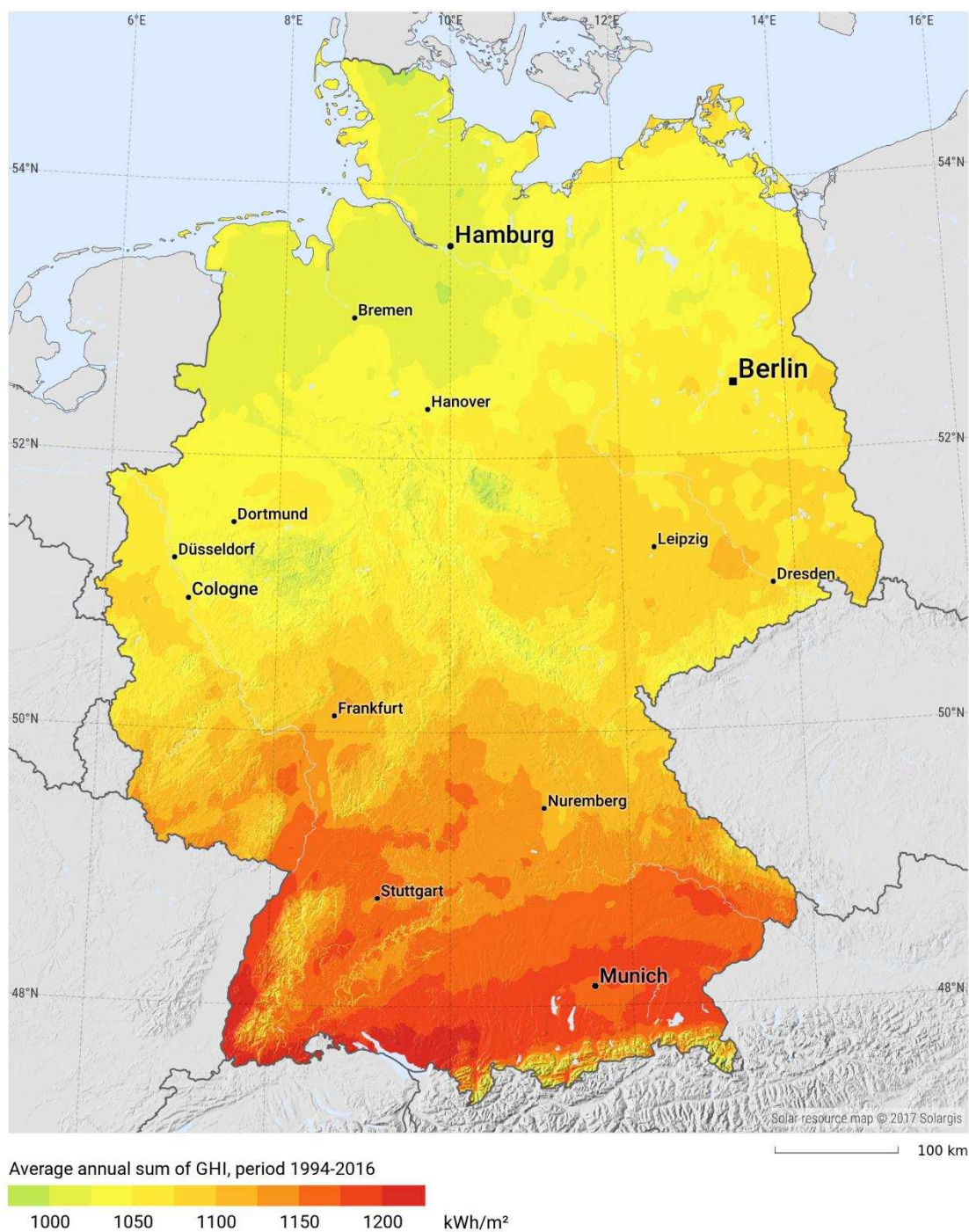


Figura 5.2 : Irradiação horizontal média anual para a Alemanha (Solar GIS 2016c).

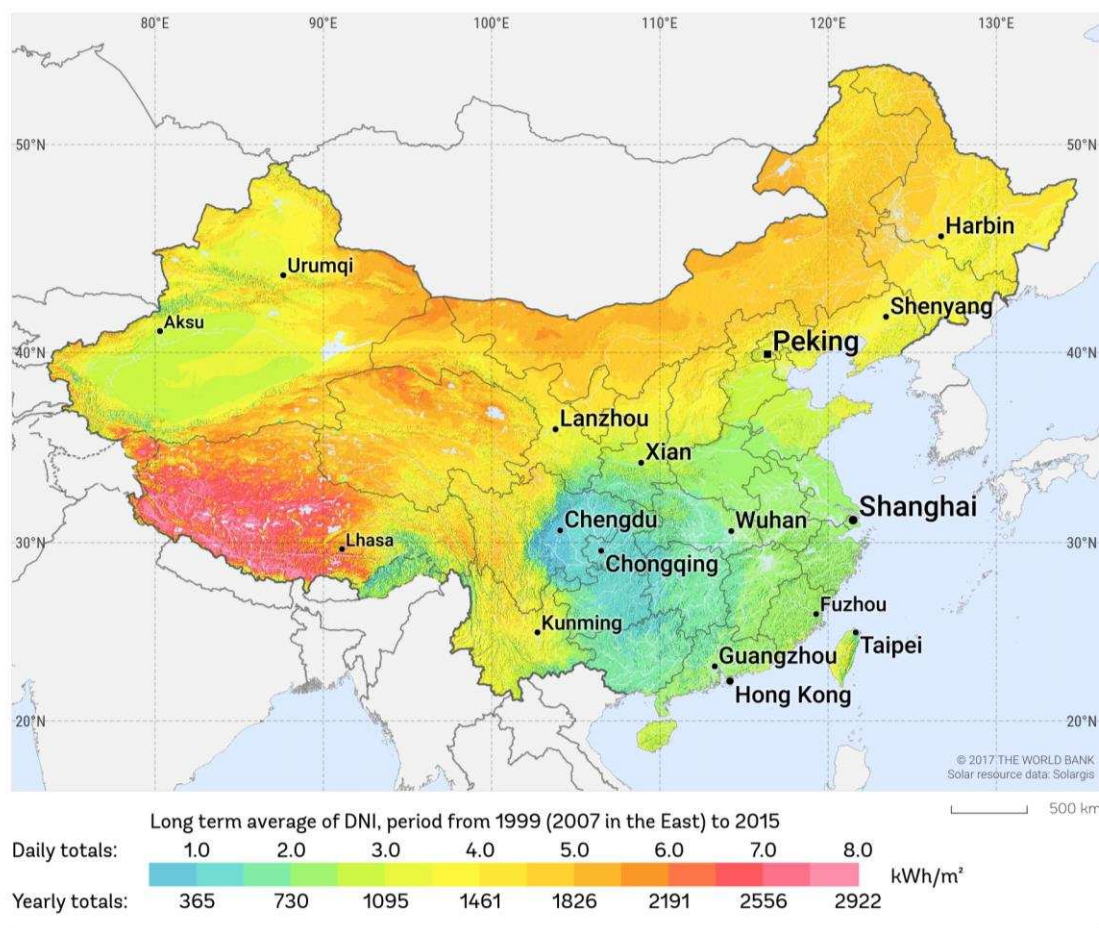


Figura 5.3: Irradiação horizontal média anual para a China (Solar GIS 2015).

Antes do *Feed-In Tariff*, o Japão possuía 20 GW de energia a partir de fontes renováveis, excluindo grandes usinas hidroelétricas. Após um relatório do governo que analisa os fatores de capacidade (NPU 2011), a capacidade de energia renovável aprovada no esquema FIT em julho de 2014, 11,9 GW (Tabela 4.3), poderia gerar cerca de 86 TWh/ano, 7,86% da geração de energia elétrica do Japão Em 2012 (The Federation of Electric Power Companies of Japan 2011). Além do potencial que já foi instalado antes do FIT, o potencial instalado devido ao FIT e às grandes usinas hidroelétricas no Japão tem uma geração de energia elétrica de 133 TWh/ano, 12,16% dos 1.094 TWh da energia elétrica total gerada em 2012 (The Federation of Electric Power Companies of Japan 2011).

O Japão aumentou as instalações domésticas de módulos solares fotovoltaicos em 171% entre 2011 e 2012, gerando, em 2013, 14 TWh de eletricidade solar fotovoltaica. Existe um aumento estimado na capacidade instalada de energia solar fotovoltaica de 7,4 GW em 2012 para 100,0 GW até o ano 2030 (Bricker et al. 2016). Deste modo, o

Brasil, que tem um índice de irradiação solar mais elevado do que 1650 kWh/m^2 , máximo aproximado do Japão (Figura 5.4), pode ter uma potência instalada maior por meio de uma eficiente política de incentivos a geração de energia elétrica fotovoltaica. Outro fator importante é que o território brasileiro é mais de vinte e duas vezes maior que o Japão, podendo deste modo possuir uma potência instalada muito superior à do Japão (World Bank 2016).

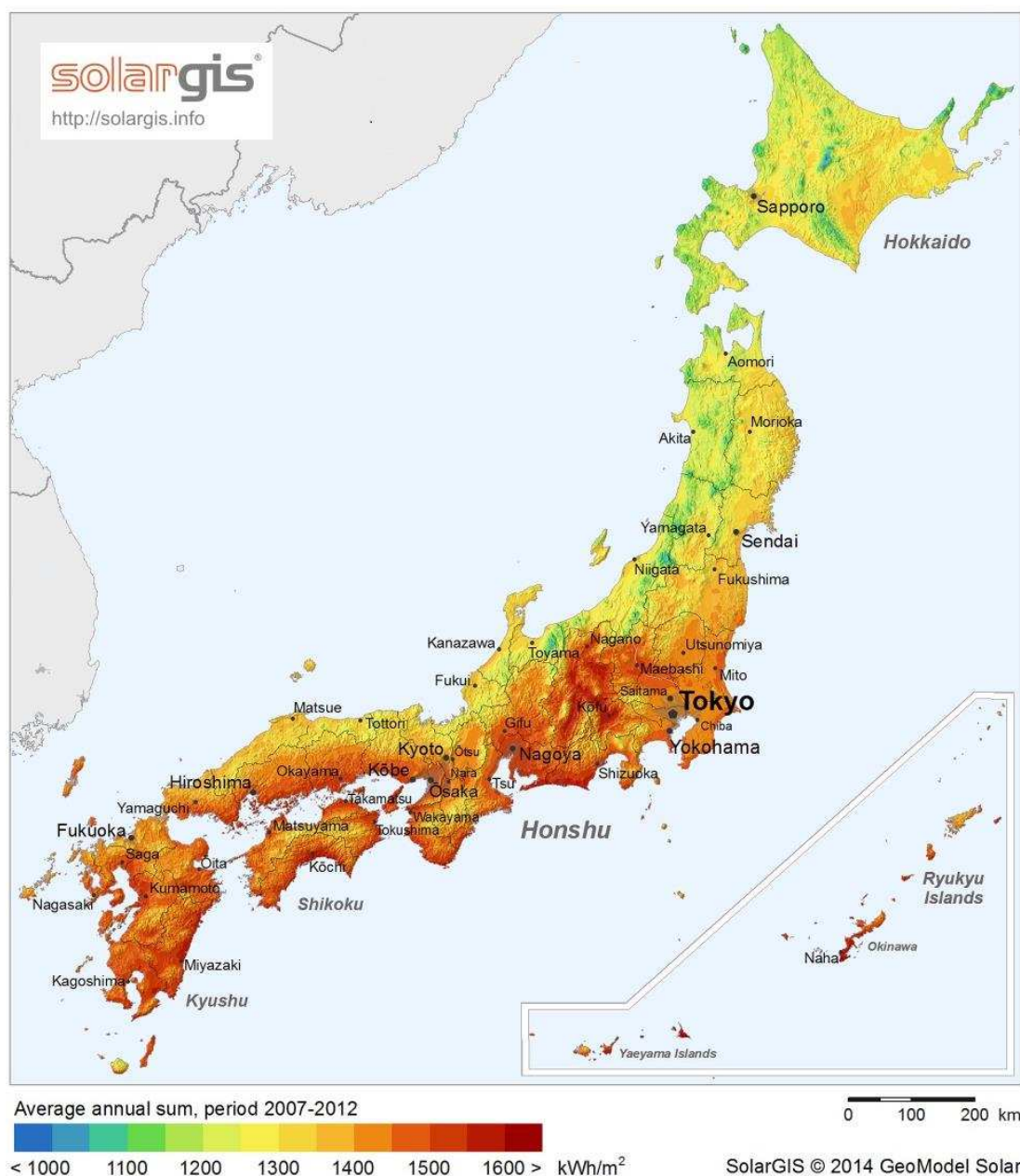


Figura 5.4: Irradiação horizontal média anual para o Japão (Solar GIS 2014b).

Um desafio enfrentado pelo Japão com o sistema FIT é a capacidade da rede de aceitar eletricidade de energia renovável. Como o sistema elétrico do Japão não está interligado, o grande número de plantas fotovoltaicas conectadas à rede pode em breve

exceder a demanda durante as horas de pico de algumas regiões, o que irá sobrecarregar o sistema. Esse risco é ainda maior para regiões com alto potencial renovável e demanda de energia relativamente baixa. A limitada capacidade de interconexão da rede elétrica da região e a integração vertical de empresas regionais tornam impossível a venda de energia renovável excedente (METI 2014c).

Em março de 2008, o Conselho de Governos australianos concordou que os programas de energia solar teriam que ter uma estrutura relativamente uniforme em toda a Austrália. A partir de julho de 2008, os estados e territórios da Austrália começaram a implementar esquemas FIT , talvez sem surpresa, diferentes estados e territórios em toda a Austrália implementaram uma série de vários mecanismos FIT (Poruschi, Ambrey e Smart 2018; The Parliamentary Library Web Manager Commonwealth of Australia 2011). No entanto, a implementação dos FITs na Austrália tem sido associada a um aumento rápido correspondente em sistemas fotovoltaicos residenciais de pequena escala. Ao longo dos quatro anos entre 2007 e 2010, o número de sistemas instalados de pequena escala (<10 kW) aumentou de 3923 para 281500. No final de 2015, haviam cerca de 1,5 milhão de sistemas instalados (Poruschi, Ambrey e Smart 2018). Este aumento em relação a 2007 coincidiu com a implementação dos FITs e baixas taxas de juros após a crise financeira de 2007–2008 (Reserve Bank of Australia 2016). Este aumento no número de instalações também coincidiu com um aumento do preço médio nacional da eletricidade (Poruschi, Ambrey e Smart 2018).

O aparente sucesso dos FITs não tornou o mecanismo imune a argumentos conflitantes. Especificamente, prejudicando o sucesso ostensivo dos FITs estavam os argumentos de que o custo do atendimento dos governos estava aumentando rapidamente (Martin e Rice 2013b; Poruschi, Ambrey e Smart 2018). Além disso, havia argumentos de que um aumento na eletricidade gerada por energia solar forçaria os varejistas de eletricidade da rede a subsidiar o fornecimento de infraestrutura da rede elétrica por meio de aumentos regressivos dos preços (ou seja, o impacto dos aumentos no preço da eletricidade é sentido desproporcionalmente pelos consumidores mais pobres sem energia solar fotovoltaica e que permanece dependente da eletricidade da rede) (Nelson, Simshauser e Kelley 2011; Martin e Rice 2013; Poruschi, Ambrey e Smart 2018). Além disso, havia questões relacionadas ao nível de subsídios do governo à luz de um declínio mais rápido do que o esperado no custo da tecnologia solar fotovoltaica, por exemplo, em 2016, a Revisão do Sistema de Energia do Território do Norte informou que se espera

que a compra de um sistema solar fotovoltaico se pague dentro de 5,6 anos. Essas tendências e preocupações levaram o Conselho de Governos australianos a revisar seu conjunto de princípios para os FITs solares em 2013. Os princípios foram revisados para eliminar o acesso a FITs *premium* até 2014 (Poruschi, Ambrey e Smart 2018).

Poruschi, Ambrey e Smart (Poruschi, Ambrey e Smart 2018) sugerem que a política de FIT está associada a um maior número de desconexões de eletricidade da rede para a região do sudeste de Queensland. Os preços de varejo na Austrália em geral e na região de estudo em particular parecem ter aumentado proporcionalmente durante este período, devido aos custos da rede elétrica, entre outros fatores, enquanto o consumo médio de eletricidade baseado em rede tem caído. Esses preços de varejo podem mediar completamente essa conexão. Os preços de varejo para eletricidade foram desregulamentados na área de estudo a partir de julho de 2016 e acreditam que os preços devem subir no período 2017-18chegando a conclusão de que a política de FIT pode levar a um aumento da pressão financeira sobre as famílias conectadas à rede contra aumentos nas desconexões da rede.

A região com maior incidência anual média de luz solar da Austrália recebe aproximadamente 2.300 kWh/m².ano, Figura 5.5, equivalente a boa parte do Brasil, porém se o Brasil souber implementar o FIT sem sobrecarregar as tarifas de energia elétrica e subsidiar as instalações certamente pode ocorrer uma situação semelhante na quantidade de instalações e diferente nas tarifas e encargos energéticos, principalmente aos consumidores de baixa renda impossibilitados de ter um sistema fotovoltaico instalado em suas casas.

A Espanha estabeleceu o Plano de Energia Renovável 2005 – 2010 com três principais objetivos para o ano de 2010: cobrir 12,1% do consumo total de energia primária através de fontes renováveis; produzir 30,3% do consumo bruto de eletricidade através dessas fontes e consumir 5,83% do consumo previsto de gasolina e óleo, para o setor de transporte, por biocombustíveis. Visando atingir tais objetivos, este Plano (2005-2010) utilizou como principal mecanismo de incentivo às energias renováveis as FITs através do sistema de prêmios e preços fixos regulados (Cortez 2014).

Uma característica importante do sistema de prêmios espanhol é que o setor regulatório espanhol estabelece um piso e um teto para os prêmios, de acordo com a tecnologia associada, visando impedir que o preço da eletricidade esteja muito elevado,

atingindo os consumidores e ao mesmo tempo garantir que os produtores recebam um rendimento considerável sobre seu investimento (Burgos-Payán et al. 2013; Cortez 2014).

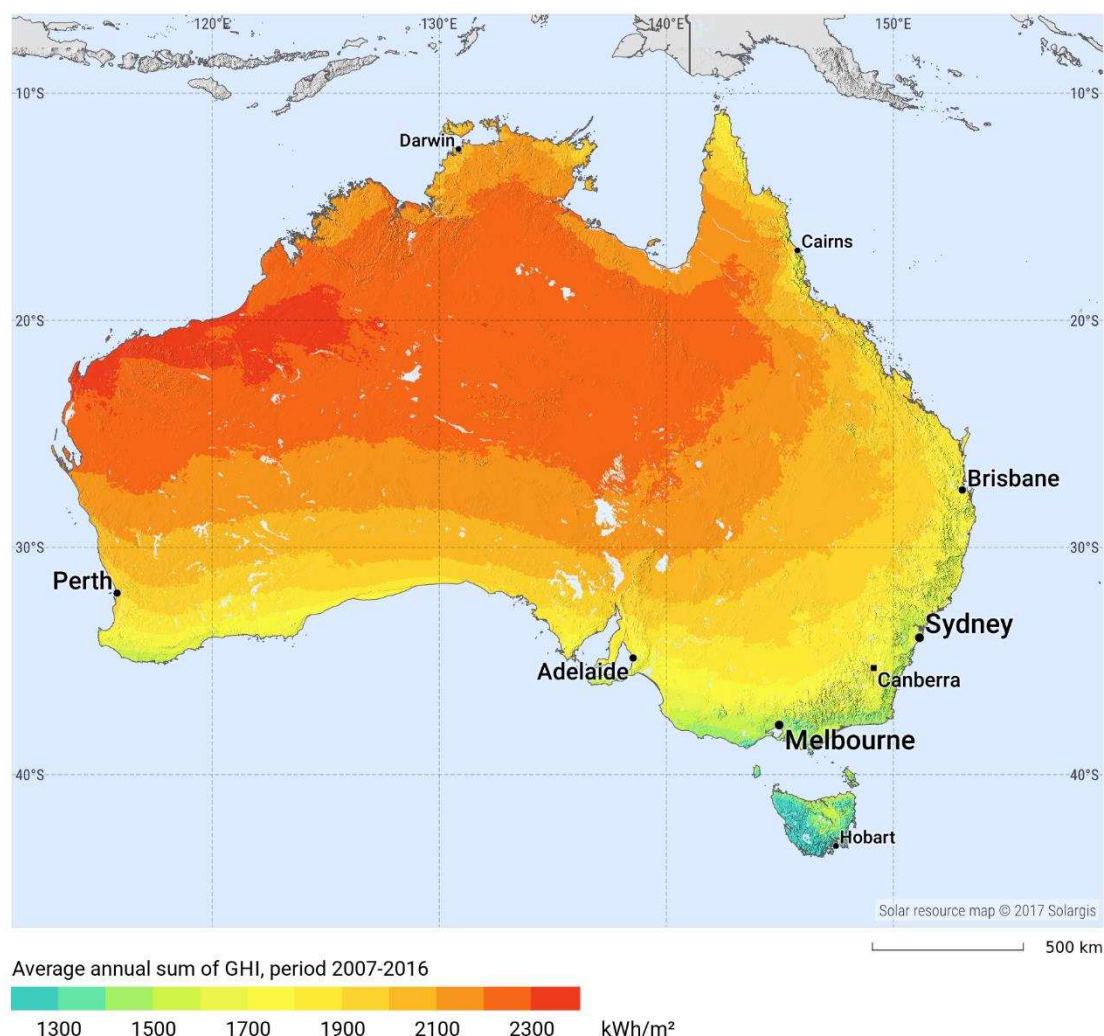


Figura 5.5: Irradiação horizontal média anual para a Austrália (Solar GIS 2016a).

Cortez (Cortez 2014) afirma que o déficit tarifário espanhol evoluiu em média 5 bilhões de euros por ano, entre 2007 e 2012, sendo os geradores solares os maiores beneficiados, recebendo cerca de 1,6 bilhões de euros em 2012, seguido dos geradores eólicos com 1,5 bilhões de subsídios recebidos em 2012. Os consecutivos anos de políticas desastrosas, somadas a crise econômica espanhola, tornaram necessária uma reformulação das políticas voltadas às energias renováveis. Dado que tais fatos geraram uma retração na demanda por eletricidade em 2,1% em 2012 (em relação ao ano de 2011), uma excessiva potência instalada e uma forte concorrência.

Especialistas afirmam que o sistema regulatório de incentivo às renováveis do governo Espanhol foram dispendiosos e que as políticas introduzidas pelo governo demonstravam a indisposição do governo de repassar os custos ao consumidor. Logo as medidas adotadas até então visavam desencorajar investimentos na geração de renováveis e reduzir a produção elétrica através de renováveis, devido a uma capacidade de oferta, acima da demanda elétrica (Cortez 2014). Situação que pode ser consideravelmente diferente pela extensão do território Brasileiro e tendo sua rede de distribuição de energia toda interligada. Além da irradiação máxima da Espanha (aproximadamente 1900 kWh/m².ano), Figura 5.6, ser muito inferior aos do Brasil, Figura 3.6.



Figura 5.6 : Irradiação horizontal média anual para a Espanha (Solar GIS 2016b).

Capítulo 6: Conclusão e Recomendação de Trabalhos Futuros

6.1. Conclusão

A preocupação com as emissões de gases de efeito estufa por nações em todo o mundo tem vindo a aumentar ao longo dos anos, principalmente as emissões CO_{2eq} na produção de energia elétrica por meio de derivados de petróleo. Desta forma, muitos países têm implementado políticas para incentivar as energias renováveis como uma forma de reduzir as emissões, como Alemanha, China, Japão, Austrália e Espanha.

O Brasil ainda tem políticas que não são muito abrangentes o suficiente para que estimule a geração de eletricidade a partir de fontes renováveis, principalmente devido ao preço de instalação automático e muito tempo para retornar o capital investido. A energia solar é um dos casos, mesmo o Brasil tendo alto índice de radiação muito maior do que grandes países produtores de energia solar fotovoltaica.

Outro ponto importante é que o Brasil vem aumentando sua produção energética, usando termelétricas, e já estima um aumento de emissões CO_{2eq} nos próximos anos. A aplicação do FIT seria altamente eficaz, gerando grande quantidade de eletricidade durante o dia, principalmente fotovoltaica, e reduzindo a demanda de usinas hidrelétricas e/ou desligamento das usinas termelétricas. Além disso, estas são tecnologias não-centralizadas e eles são rapidamente instalados e geram poucas perdas de transmissão e distribuição.

Reduzindo a necessidade de conectar-se a usinas termelétricas reduziria as emissões de gases de efeito estufa e a dependência que o setor elétrico tem sobre as usinas hidrelétricas, aumentando a disponibilidade de água para outros usos. Assim, outras consequências importantes possíveis são a redução da possibilidade de racionamento, gerando um maior respeito pelo meio ambiente, proteção da saúde e menos degradação do ar e do solo.

Desta forma, um estudo sobre a viabilidade do sistema FIT é necessário, juntamente com as políticas atuais no Brasil, para estimular a geração distribuída com fontes de energia renováveis e a expansão da tecnologia e do setor de indústria.

6.2. Recomendações de Trabalhos Futuros

1. Realizar uma análise econômica do custo do kWh não fornecido para as concessionárias de energia e para os consumidores e os impactos da inserção da geração distribuída na rede de distribuição.
2. Aprofundar a análise das possibilidades da inserção do *Feed-In Tariff*, ou seja, fazer uma análise econômica de viabilidade da inserção desta política e o custo dela para os consumidores e para o governo.

Referências Bibliográficas

- Abradee. 2015. “Visão Geral Do Setor Elétrico.” Abradee - Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. 2015. <http://www.abradee.com.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor>.
- Acar, Sevil, e Magnus Lindmark. 2016. “Periods of Converging Carbon Dioxide Emissions from Oil Combustion in a Pre-Kyoto Context.” *Environmental Development* 19:1–9. <https://doi.org/10.1016/j.envdev.2016.06.005>.
- Amarante, Odilon A. Camargo do, Michael Brower, John Zack e Antonio Leite de Sá. 2001. *Atlas Do Potencial Eólico Brasileiro*. Brasília: MME, Eletrobrás - In portuguese. <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=publicacoes&task=&cid=1>.
- ANEEL. 2000. *Resolução Normativa Nº 456, de 29 de Novembro de 2000. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL*. http://www.exemplar.net.br/consultas/Resolucao_ANEEL_456_2000.pdf.
- . 2002. “Atlas de Energia Elétrica Do Brasil.” Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica (Brasil) - In Portuguese. http://www2.aneel.gov.br/arquivos/pdf/livro_atlas.pdf.
- . 2008. *Atlas de Energia Elétrica Do Brasil*. 3rd ed. Brasília: ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876463/atlas3ed_2008.pdf/268ddfdb-e65e-4956-ba1f-99de67b85dab.
- . 2009. *Resolução Normativa Nº 395, de 15 de Dezembro de 2009. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Brasil*. <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14486448/ren2009395.pdf/3011024c-0fd2-4bea-b8f9-ed6861238637?version=1.0>.
- . 2010. *Resolução Normativa Nº 414, de 9 de Setembro de 2010. ANEEL - Agência Brasileira de Energia Elétrica. Brasil*. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2010414.pdf>.
- . 2012. *Normative Resolution Number 482, of April 17 2012. ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. In Portuguese. Brazil*. <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>.
- . 2015a. “Informações Técnicas - ANEEL Amplia Possibilidades Para Micro e Mini Geração Distribuída.” Agência Nacional de Energia Elétrica -ANEEL. Im Portuguese. 2015. http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/noticias/Output_Noticias.cfm?Identidade=89

- . 2015b. *Nota Técnica N° 0017/2015-SRD/ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Im Portuguese.* http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2015/026/documento/nota_tecnica_0017_2015_srd.pdf.
- . 2015c. *RESOLUÇÃO NORMATIVA N° 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Im Portuguese.* <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>.
- . 2016a. “ANEEL Aprova Tarifa Branca, Nova Opção Para Os Consumidores a Partir de 2018.” Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2016. http://www.aneel.gov.br/sala-de-imprensa-exibicao/-/asset_publisher/XGPXSqdMFHrE/content/aneel-aprova-tarifa-branca-nova-opcao-para-os-consumidores-a-partir-de-2018/656877?inheritRedirect=false.
- . 2016b. “Banco de Informações de Geração - Capacidade de Geração Do Brasil.” ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - In Portuguese. 2016. <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/capacidadebrasil.cfm>.
- . 2016c. “Matriz de Energia Elétrica.” ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica - In Portuguese. 2016. <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/capacidadebrasil/OperacaoCapacidadeBrasil.cfm>.
- . 2016d. “Modalidades Tarifárias.” Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2016. http://www.aneel.gov.br/alta-tensao/-/asset_publisher/zNaRBjCLDgbE/content/modalidade/654800?inheritRedirect=false&redirect=http%3A%2F%2Fwww.aneel.gov.br%2Falta-tensao%3Fp_p_id%3D101_INSTANCE_zNaRBjCLDgbE%26p_p_lifecycle%3D0%26p_p_state%3Dnormal%26p_p_mod.
- . 2016e. “Qualidade Do Serviço.” Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2016. <http://www.aneel.gov.br/qualidade-do-servico2>.
- . 2016f. “Relatório Pesquisa IASC 2016 : Brasil, Categorias e Distribuidoras.” Brasília. http://www.aneel.gov.br/documents/655804/14966747/relatorio_iasc_2016_vs_final_web_12.compressed.pdf/61a6b404-83f5-4944-9e49-c343c4981235.
- . 2016g. *Resolução Normativa N° 733, de 06 de Setembro de 2016. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL.* <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2013/043/resultado/ren2016733.pdf>.

- . 2017a. “Conformidade Do Nível de Tensão.” Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2017. <http://www.aneel.gov.br/conformidade>.
- . 2017b. “Indicadores Coletivo de Continuidade.” Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2017. <http://www.aneel.gov.br/indicadores-coletivos-de-continuidade>.
- . 2017c. “Indicadores de Compensação de Continuidade.” Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2017. <http://www.aneel.gov.br/indicadores-de-compensacao-de-continuidade>.
- . 2017d. “Informações Gerenciais.” Março 2017. <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14854008/Boletim+de+Informações+Gerenciais+1º+trimestre+de+2017/798691d2-990b-3b36-1833-c3e8c9861c21>.
- . 2017e. “Limites Dos Indicadores de Continuidade Por Município.” Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2017. <http://www.aneel.gov.br/limites-dos-indicadores-de-continuidade-por-municipio>.
- . 2017f. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 8 – Qualidade Da Energia Elétrica. Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. Brasil.* http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/Módulo8_Revisao_8/9c78cfab-a7d7-4066-b6ba-cfbda3058d19.
- . 2017g. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica No Sistema Elétrico Nacional – PRODIST.” Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2017. <http://www.aneel.gov.br/prodist>.
- . 2017h. “Ranking Da Continuidade Do Serviço.” Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL. 2017. <http://www.aneel.gov.br/ranking-2016>.
- ANP. 2016. “Anuário Estatístico Brasileiro Do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.” Rio de Janeiro: ANP. http://www.anp.gov.br/wwwanp/images/publicacoes/Anuario_Estatistico_ANP_2016.pdf.
- Barbosa Filho, Wilson Pereira, and Abílio César Soares de Azevedo. 2013. “Geração Distribuída: Vantagens e Desvantagens.” *Anais de Artigos (Volume II) Do II Simpósio de Estudos e Pesquisas Em Ciências Ambientais Na Amazônia 2*. Belém:126–35. http://www.feam.br/images/stories/arquivos/mudnacaclimatica/2014/artigo_gd.pdf.
- Bricker, Jeremy D., Miguel Esteban, Hiroshi Takagi e Volker Roeber. 2016. “Economic Feasibility of Tidal Stream and Wave Power in Post-Fukushima Japan.” *Renewable Energy*, 2016. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.06.049>.

- Brown, Phillip. 2013. "European Union Wind and Solar Electricity Policies : Overview and Considerations." *Congressional Research Service*, 1–39. <https://fas.org/sgp/crs/row/R43176.pdf>.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). 2014. "Erneuerbare Energien Im Jahr 2013." *Erste Vorläufige Daten Zur Entwicklung Der Erneuerbaren Energien in Deutschland Auf Der Grundlage Der Angaben Der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat)*. Berlin, 19. <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/A/agee-stat-bericht-ee-2013,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.
- Burger, Bruno. 2014. "Electricity Production from Solar and Wind in Germany in 2014." Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems ISE. Freiburg, Germany. 2014. <https://www.ise.fraunhofer.de/en/downloads-englisch/pdf-files-englisch/data-nivc-/electricity-production-from-solar-and-wind-in-germany-2014.pdf>.
- Burgos-Payán, Manuel, Juan Manuel Roldán-Fernández, Ángel Luis Trigo-García, Juan Manuel Bermúdez-Ríos, and Jesús Manuel Riquelme-Santos. 2013. "Costs and Benefits of the Renewable Production of Electricity in Spain." *Energy Policy* 56 (May). Elsevier:259–70. <https://doi.org/10.1016/J.ENPOL.2012.12.047>.
- Cabral, Isabelle De Souza, Adriana Cazelgrandi Torres e Pedro Rocha Senna. 2013. "Energia Solar – Análise Comparativa Entre Brasil E Alemanha." *ConGeA (Congresso Brasileiro de Gestão Ambiental)*. Salvador, Bahia, 1–10.
- Casado, María Francisca. 2016. "El Futuro Energético de Japón: Entre El Regreso a La Senda Nuclear y El Giro Hacia Las Renovables." *Revista UNISCI* 0 (41):71–103. https://doi.org/10.5209/rev_RUNI.2016.n41.52675.
- CEMIG. 2017a. "Faq Tarifas." CEMIG. 2017. https://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/Paginas/FAQ_Tarifa.aspx.
- . 2017b. "Perguntas Frequentes." CEMIG - Companhia Energética de Minas Gerais S.A. 2017. http://www.cemig.com.br/pt-br/atendimento/corporativo/Paginas/perguntas_frequentes.aspx.
- Chapman, Andrew J., Benjamin McLellan e Tetsuo Tezuka. 2016. "Residential Solar PV Policy: An Analysis of Impacts, Successes and Failures in the Australian Case." *Renewable Energy* 86 (February). Pergamon:1265–79. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.09.061>.
- Chen, G.Q., e X.F. Wu. 2017. "Energy Overview for Globalized World Economy: Source, Supply Chain and Sink." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 69 (March):735–49. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.151>.
- Chupka, Marc. 2004. "Carbon Taxes and Climate Change." In *Encyclopedia of Energy*,

- 299–306. New York: Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B0-12-176480-X/00495-2>.
- Climate Change. 2010. *Advancing the Science of Climate Change. System*. Washington, D.C.: National Academies Press. <https://doi.org/10.17226/12782>.
- Commonwealth of Australia. 2011. “Feed-in Tariffs – Parliament of Australia.” Commonwealth of Australia. Canberra. 2011. https://www.aph.gov.au/About_Parliament/Parliamentary_Departments/Parliamentary_Library/Browse_by_Topic/ClimateChangeold/governance/domestic/national/feed.
- Cortez, Luíza Pino. 2014. “Uma Análise Sobre as Energias Renováveis Da Espanha: Das Políticas de Incentivo Ao Déficit Tarifário.” Universidade do Rio de Janeiro. <http://pantheon.ufrj.br/bitstream/11422/1629/1/LPCortez.pdf>.
- Cucchiella, Federica, Idiano D’Adamo e Massimo Gastaldi. 2016. “Photovoltaic Energy Systems with Battery Storage for Residential Areas: An Economic Analysis.” *Journal of Cleaner Production* 131 (September):460–74. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.04.157>.
- DBCCA-D.B. Climate Change Advisors. 2009. “Paying for Renewable Energy: TLC at the Right Price - Achieving Scale Through Efficient Policy Design.” New York, NY. <https://financere.nrel.gov/finance/content/paying-renewable-energy-tlc-right-price-achieving-scale-through-efficient-policy-design>.
- Deckmann, Sigmar Maurer, e José Antenor Pomilio. 2016. “Avaliação Da Qualidade de Energia Elétrica.” *Unicamp/Feec/Dse*. Campinas: Universidade Estadual de Campinas, 14.
- Deloitte. 2009. “Estudo Do Impacto Macroeconómico Do Sector Das Energias Renováveis Em Portugal.” *APREN - Associação de Energias Renováveis*. Lisbon, Portugal, 40. http://www.apren.pt/fotos/noticias/apren_impacto_energias_renovaveis_1266829068.pdf.
- Delucchi, Mark A., e Mark Z. Jacobson. 2011. “Providing All Global Energy with Wind, Water, and Solar Power, Part II: Reliability, System and Transmission Costs, and Policies.” *Energy Policy* 39 (3):1170–90. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.11.045>.
- Department of Industry and Science. 2016. “Australian Energy Update.” *Australian Government*. Canberra, 27. <https://doi.org/2203-8337>.
- EEA. 2013. “Feed-in Tariff.” *European Environment Agency (EEA)*.
- Eletrobras. 2001. “Annual Report 2001.” *Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras)*.

<http://www.eletronbras.com/elb/main.asp?ViewID=%7BD8C71604-329B-4B99-B243-ABD7FC6C9D53%7D¶ms=itemID=%7BDDFA747A-CA80-4B84-8504-FE349BBBCCF5%7D;&UIPartUID=%7B9E178D3B-9E55-414B-A540-EB790C1DF788%7D>.

Energypedia. 2015. “Feed-in Tariffs (FIT).” 2015. [https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Tariffs_\(FIT\)](https://energypedia.info/wiki/Feed-in_Tariffs_(FIT)).

Engie. 2017. “Conheça o Mercado de Energia.” Engie. 2017. <http://www.engieenergia.com.br/wps/portal/internet/negocios/conheca-o-mercado-de-energia/cadeia-comercial>.

EPA. 2015. “Climate Change in the U.S. - Benefits of Global Action.” United States Environmental Protection Agency. 2015. <https://www.epa.gov/cira/climate-action-benefits-methods-analysis#framework>.

EPE. 2007. *Plano Nacional de Energia 2030*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil). http://www.epe.gov.br/PNE/20080111_1.pdf.

———. 2010. “Brazilian Energy Balance 2010, Year 2009.” *Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil)*. Rio de Janeiro. https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2010.pdf.

———. 2012. “Brazilian Energy Balance 2012, Year 2011.” *Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil)*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil). https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2012.pdf.

———. 2013. “Brazilian Energy Balance 2013 ,Year 2012.” *Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil)*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil). https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2013.pdf.

———. 2014. “Brazilian Energy Balance 2014, Year 2013.” *Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil)*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil). https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2014.pdf.

———. 2015. “Brazilian Energy Balance 2015, Year 2014.” *Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil)*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil). https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2015.pdf.

———. 2016a. “2016 Statistical Yearbook of Electricity - 2015 Baseline Year.” Brasília. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>.

———. 2016b. “Brazilian Energy Balance 2016, Year 2015.” *Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil)*. Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil). https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2016.pdf.

———. 2017. “Brazilian Energy Balance 2017 Year 2016.” *Empresa de Pesquisa*

Energética - EPE (Brasil). Rio de Janeiro: Empresa de Pesquisa Energética - EPE (Brasil). https://ben.epe.gov.br/downloads/Relatorio_Final_BEN_2017.pdf.

EU Commission. 2008. “The Support of Electricity from Renewable Energy Sources. Commission Staff Working Document, Accompanying Document to the pro- Proposal for Directive of the European Parliament and of the Council on the Promotion of the Use Energy from Renewable Sources.” *SEC(2008) 57*, 23.01.2008. Brussels. http://ec.europa.eu/energy/climate_actions/doc/2008_res_working_document_en.pdf.

European Commission. 2013. “Delivering the Internal Electricity Market and Making the Most of Public Intervention, COM(2013) 7243 Final.” Brussels, Belgium. https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/com_2013_public_intervention_en.pdf.

Fonseca Junior, Joao Gari Da Silva, Takashi Oozeki, Hideaki Ohtake, Ken ichi Shimose, Takumi Takashima, and Kazuhiko Ogimoto. 2014. “Regional Forecasts and Smoothing Effect of Photovoltaic Power Generation in Japan: An Approach with Principal Component Analysis.” *Renewable Energy* 68:403–13. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.02.018>.

Ford, Andrew. 2008. “Chapter 14 - Global Climate Change and the Electric Power Industry.” In *Competitive Electricity Markets*, 499–542. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-008047172-3.50018-0>.

Fronzel, Manuel, Stephan Sommer, and Colin Vance. 2015. “The Burden of Germany’s Energy Transition: An Empirical Analysis of Distributional Effects.” *Economic Analysis and Policy* 45:89–99. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2015.01.004>.

Fulton, Mark, Reid Capalino e J Auer. 2012. “The German Feed-in Tariff: Recent Policy Changes.” *Deutsche Bank Group*, no. September 2012:1–27. https://www.dbresearch.com/PROD/DBR_INTERNET_EN-PROD/PROD0000000000294376/The+German+Feed-in+Tariff%3A+Recent+Policy+Changes.PDF.

Gale, Jhon. 2016. “Chinese CO2 Emissions Have Peaked?” IEA Greenhouse Gas R&D Programme. 2016. http://ieaghg.org/docs/General_Docs/Publications/Information_Papers/2016-IP31.pdf.

Hamawand, Ihsan. 2015. “Anaerobic Digestion Process and Bio-Energy in Meat Industry: A Review and a Potential.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.009>.

Hashimura, Luís de Medeiros Marques. 2012. “Aproveitamento Do Potencial de Geração de Energia Elétrica Por Fontes Renováveis Alternativas No Brasil: Instrumentos de

- Política e Indicadores de Progresso.” Universidade Federal do Rio de Janeiro (Brasil). http://www.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/luis_hashimura.pdf.
- Huenteler, Joern, Tobias S. Schmidt e Norichika Kanie. 2012. “Japan’s Post-Fukushima Challenge – Implications from the German Experience on Renewable Energy Policy.” *Energy Policy* 45:6–11. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.02.041>.
- Hunt, Julian David, Marcos Aurélio Vasconcelos de Freitas e Amaro Olímpio Pereira Junior. 2014. “Aumentando a Capacidade de Armazenamento Energético Do Brasil.” In *Políticas Energéticas Para a Sustentabilidade*, edited by SBPE - Sociedade Brasileira de Planejamento Energético, 1–12. Florianópolis -SC: IX CBPE - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético.
- IEA. 2013. “World Energy Outlook 2013.” IEA. Paris - France: International Energy Agency - IEA. <https://doi.org/10.1787/weo-2013-en>.
- . 2015. “Green Power: Renewable Portfolio Standards (RPS), Japan.” *International Energy Agency* - IEA. <http://www.iea.org/policiesandmeasures/pams/japan/name-23884-en.php>.
- IER. 2012. “Germany’s Energy Policy: Man-Made Crisis Now Costing Billions.” Institute for Energy Research (IER). 2012. <http://instituteforenergyresearch.org/analysis/germanys-energy-policy-man-made-crisis-now-costing-billions/>.
- International Trade Administration. 2017. “Spain - Energy | Export.Gov.” Export.Gov. 2017. <https://www.export.gov/article?id=Spain-energy>.
- IPCC. 2001. “Third Assessment Report: Climate Change 2001.” Intergovernmental Panel on Climate Change. http://www.grida.no/publications/other/ipcc_tar/.
- . 2007. “Fourth Assessment Report - Climate Change 2007.” Intergovernmental Panel on Climate Change. <https://www.ipcc.ch/report/ar4/syr/>.
- IPCC Working Group 1, I., T.F. Stocker, D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, et al. 2013. “IPCC, 2013: Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.” *IPCC AR5*:1535.
- IRENA. 2014. “Renewable Energy Prospects: China, REmap 2030 Analysis.” *International Renewable Energy Agency (IRENA)*. Abu Dhabi. www.irena.org/remap.
- ISES. 2006. “Renewable Energy Future for the Developing World, Wite Paper.” Freiburg, Germany: International Solar Energy Society - ISES. <http://whitepaper.ises.org>.

- Jacobs, David, Natacha Marzolf, Juan Roberto Paredes, Wilson Rickerson, Hilary Flynn, Christina Becker-Birck, and Mauricio Solano-Peralta. 2013. "Analysis of Renewable Energy Incentives in the Latin America and Caribbean Region: The Feed-in Tariff Case." *Energy Policy* 60:601–10. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.09.024>.
- Jordan-Korte, Katrin. 2011. *Government Promotion of Renewable Energy Technologies*. Glaber. 1st ed. Verlag, Germany.
- Kazue, Carla, Nakao Cavaliero, Ennio Peres, and Da Silva. 2002. "Geração de Energia Elétrica: As Novas Regulamentações Para as Fontes Renováveis Alternativas." In *4 Encontro de Energia No Meio Rural*. Campinas.
- Küfeoğlu, Sinan, e Matti Lehtonen. 2016a. "Macroeconomic Assessment of Voltage Sags." *Sustainability* 8 (12):1304. <https://doi.org/10.3390/su8121304>.
- . 2016b. "A Comparison of Direct Worth and Relative Worth Studies for Outage Cost Estimations in Industry Sectors." In *Proceedings of the 2015 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, ISGT ASIA 2015*, 1–5. Bangkok: IEEE. <https://doi.org/10.1109/ISGT-Asia.2015.7386998>.
- Küfeoğlu, Sinan, Samuel Prittinen, e Matti Lehtonen. 2015. "Customer Interruption Costs Calculation of Finnish Electricity Customers." In *12th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, 1–5. Lisbon, Portugal: IEEE. <https://doi.org/10.1109/EEM.2015.7216605>.
- Kung, Chih-Chun, Liguozhang, e Meng-Shiuh Chang. 2017. "Promotion Policies for Renewable Energy and Their Effects in Taiwan." *Journal of Cleaner Production* 142:965–75. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.05.034>.
- Kuramochi, Takeshi. 2015. "Review of Energy and Climate Policy Developments in Japan before and after Fukushima." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 43:1320–32. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.12.001>.
- Lacchini, Corrado e Ricardo Rüther. 2015. "The Influence of Government Strategies on the Financial Return of Capital Invested in PV Systems Located in Different Climatic Zones in Brazil." *Renewable Energy* 83:786–98. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2015.05.045>.
- Lacchini, Corrado, e João Carlos V. Dos Santos. 2013. "Photovoltaic Energy Generation in Brazil - Cost Analysis Using Coal-Fired Power Plants as Comparison." *Renewable Energy* 52:183–89. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2012.10.033>.
- Li, Shin-Je, Ting-Huan Chang, and Ssu-Li Chang. 2017. "The Policy Effectiveness of Economic Instruments for the Photovoltaic and Wind Power Development in the European Union." *Renewable Energy* 101:660–66.

<https://doi.org/10.1016/j.renene.2016.09.005>.

- Lieben, Ivan, e Ian Boisvert. 2013. "Making Renewable Energy FiT: A Feed-in-Tariff Certifying Body Could Accelerate Renewable Energy Deployment in the United States." *Natural Resources Journal* 52 (1):157–93. <https://doi.org/10.2139/ssrn.1823062>.
- Liou, Hwa Meei. 2015. "Comparing Feed-in Tariff Incentives in Taiwan and Germany." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 50:1021–34. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.009>.
- Liu, Chun-Chu. 2007. "An Extended Method for Key Factors in Reducing CO2 Emissions." *Applied Mathematics and Computation* 189 (1):440–51. <https://doi.org/10.1016/j.amc.2006.09.141>.
- Liu, Lan-Cui e Gang Wu. 2017. "The Effects of Carbon Dioxide, Methane and Nitrous Oxide Emission Taxes: An Empirical Study in China." *Journal of Cleaner Production* 142 (January):1044–54. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2016.08.011>.
- Lo, Kevin. 2014. "A Critical Review of China's Rapidly Developing Renewable Energy and Energy Efficiency Policies." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29:508–16. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.09.006>.
- Ma, Damien. 2015. "Rebalancing China ' s Energy Strategy." *Paulson Papers on Energy and Environment*, no. January. <http://www.goldmansachs.com/our-thinking/pages/us-china-bilateral-investment-dialogue/multimedia/papers/rebalancing-chinas-energy-strategy.pdf>.
- Mark, Michael van. 2010. *Cost and Benefit Effects of Renewable Energy Expansion in the Power and Heat Sectors*. Berlin, Germany: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45415/4590/.
- Mark, Michael van, e Joachim Nick-Leptin. 2010. *Renewably Employed! Short and Long-Term Impacts of the Expansion of Renewable Energy on the German Labour Market*. Berlin, Germany: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). www.erneuerbare-energien.de/english.
- Martin, Nigel e John Rice. 2013. "The Solar Photovoltaic Feed-in Tariff Scheme in New South Wales, Australia." *Energy Policy* 61 (October). Elsevier:697–706. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.06.038>.
- Mathews, John A. 2016. "China's Continuing Renewable Energy Revolution – Latest Trends in Electric Power Generation." *The Asia-Pacific Journal: Japan Focus* 14 (17). <http://apjjf.org/-John-A--Mathews/4950/article.pdf>.

- Melo, Miguel Otavio Barreto Campelo de. 2008. “Avaliação Do Impacto Da Qualidade de Energia Elétrica Na Produção Industrial: Proposta de Metodologia.” *Produto & Produção* 9 (3):15–25. <http://seer.ufrgs.br/index.php/ProdutoProducao/article/viewArticle/4092>.
- METI. 2014a. “FIT Facility Approval Statistics (as of March 2014).” http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/setsubi/201312setsubi.pdf.
- . 2014b. “‘Heisei 26 Nendo No Nintei Unyou Wo Henkou Shimasu’ (Revised Regulations on FIT Approval and Operation in FY2014).” Tokyo, Japan. http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/20140328_nintei.pdf.
- . 2014c. “‘Hokkaido Tohoku Shikoku Kyushu Okinawa Denryoku No Setsuzoku Moushikomi Eno Kaitou Horyu Nadoni Tsuite’ (Notice Regarding the Suspension of Applications for Grid Connection of Renewable Power Generation Facilities in Hokkaido, Tohoku, Shikoku, Kyushu and Okinawa).” Tokyo, Japan. http://www.enecho.meti.go.jp/category/saving_and_new/saiene/kaitori/dl/20141001_horyuu.pdf.
- . 2014d. “Renewable Energy FIT Program Me Guide Book.” Tokyo, Japan. http://www.enecho.meti.go.jp/saiene/data/kaitori/kaitori_jigyousha2013.pdf.
- Meure, C. MacFarling, D. Etheridge, C. Trudinger, P. Steele, R. Langenfelds, T. van Ommen, A. Smith, and J. Elkins. 2006. “Recent Greenhouse Gas Concentrations.” *Geophysical Research Letters* 33 (14):L14810. <https://doi.org/10.1029/2006GL026152>.
- Miranda, Raul F C, Alexandre Szklo e Roberto Schaeffer. 2015. “Technical-Economic Potential of PV Systems on Brazilian Rooftops.” *Renewable Energy* 75:694–713. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.10.037>.
- Mitscher, Martin, e Ricardo Rütther. 2012. “Economic Performance and Policies for Grid-Connected Residential Solar Photovoltaic Systems in Brazil.” *Energy Policy* 49:688–94. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2012.07.009>.
- MME/EPE. 2015. “Plano Decenal de Expansão de Energia 2024 / Ministério de Minas e Energia.” *Brasil, Ministério de Minas e Energia (MME), Empresa de Pesquisa Energética (EPE)*. Brasília. [http://www.epe.gov.br/PDEE/Relatório Final do PDE 2024.pdf](http://www.epe.gov.br/PDEE/Relatório%20Final%20do%20PDE%202024.pdf).
- MME. 2005. “O Mercado de Energia Elétrica Em 2004 - In Portuguese.” Brasília. <http://www.epe.gov.br>.
- Moosavian, S. M., N. A. Rahim, J. Selvaraj, and K. H. Solangi. 2013. “Energy Policy to

- Promote Photovoltaic Generation.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. Pergamon. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.03.030>.
- Muhammad-Sukki, Firdaus, Siti Hawa Abu-Bakar, Abu Bakar Munir, Siti Hajar Mohd Yasin, Roberto Ramirez-Iniguez, Scott G. McMeekin, Brian G. Stewart, et al. 2014. “Feed-in Tariff for Solar Photovoltaic: The Rise of Japan.” *Renewable Energy* 68:636–43. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2014.03.012>.
- Myllyvirta, Lauri. 2016. “China’s CO2 Emissions Likely Fell 3% in 2015 — and That Trend Looks Set to Continue.” Energydesk Greenpeace. 2016. <http://energydesk.greenpeace.org/2016/01/19/china-emissions-likely-fell-in-2015/>.
- National People’s Congress. 2013. “Renewable Energy Law of the People’s Republic of China.” Ministry of Commerce People’s Republic of China. 2013. <http://english.mofcom.gov.cn/article/policyrelease/questions/201312/20131200432160.shtml>.
- Nelson, Tim, Paul Simshauser e Simon Kelley. 2011. “Australian Residential Solar Feed-in Tariffs: Industry Stimulus or Regressive Form of Taxation?” *Economic Analysis and Policy* 41 (2). Elsevier:113–29. [https://doi.org/10.1016/S0313-5926\(11\)50015-3](https://doi.org/10.1016/S0313-5926(11)50015-3).
- NeoSolar. 2013. “Fórum Energia Solar Fotovoltaica.” NeoSolar. 2013. <https://www.neosolar.com.br/forum/component/kunena/11-Funcionamento-de-Sistemas-Grid-tie-conectados-à-rede/127-quando-a-rede-pública-cai,-o-sistema-fotovoltaico-continua-funcionando-qual-a-segurança-para-funcionários-da-distribuidora>.
- NPU. 2011. “Final Report of the Cost Verification Committee.” http://www.npu.go.jp/policy/policy09/pdf/20111221/hokoku_kosutohikaku.pdf.
- Observatório do Clima (Brasil). 2015. “GEE Emissions of Analysis in Brazil (1970 - 2013) and Its Implications for Public Policy.” Observatório Do Clima (Brasil). São Paulo. 2015. https://s3-sa-east-1.amazonaws.com/seeg.tracersoft.com.br/wp-content/uploads/2015/08/sintese_2015.pdf.
- OECD/IEA. 2008. *Deploying Renewables: Principles for Effective Policies*. Paris, France: International Energy Agency (IEA).
- . 2013. *Electricity Information 2013 with 2012 Data*. Paris: International Energy Agency - IEA. <https://doi.org/10.1787/electricity-2013-en>.
- . 2014. *Medium Term Renewable Energy Market Report*. Paris. <https://www.iea.org/Textbase/npsum/MTrenew2014sum.pdf>.
- . 2016. “Energy Policies of IEA Countries: Japan 2016.” France.

<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyPoliciesofIEACountriesJapan2016.pdf>.

Olabemiwo, F.A., G.I. Danmaliki, T.A. Oyehan, and B.S. Tawabini. 2017. “Forecasting CO₂ Emissions in the Persian Gulf States.” *Global Journal of Environmental Science and Management* 3 (1):1–10. <https://doi.org/10.22034/GJESM.2017.03.01.001>.

ONS. 2017. “Histórico Da Operação.” Operador Nacional Do Sistema Elétrico - ONS. 2017. <http://www.ons.org.br/historico/index.aspx>.

Parliament of Australia. 2011. “Feed-in Tariffs.” 2011. http://www.aph.gov.au/About_Parliament/Parliamentary_Departments/Parliamentary_Library/Browse_by_Topic/ClimateChange/Governance/Domestic/national/tariffs.

Pereira, Enio Bueno, Fernando Ramos Martins, Samuel Luna De Abreu e Ricardo Rüther. 2006. *Brazilian Atlas of Solar Energy*. 1st ed. São José dos Campos: INPE. http://ftp.cptec.inpe.br/labren/publ/livros/brazil_solar_atlas_R1.pdf.

Phillips, Ari. 2015. “It Only Took Four Months For China To Achieve A Jaw-Dropping Reduction In Carbon Emissions.” ThinkProgress. 2015. <https://thinkprogress.org/it-only-took-four-months-for-china-to-achieve-a-jaw-dropping-reduction-in-carbon-emissions-ed5e83682726#.oa3qggpin>.

Portal Brasil. 2015. “Em 2015, Brasil Duplica Sua Produção de Energia Eólica.” Portal Brasil - In Portuguese. 2015. <http://www.brasil.gov.br/infraestrutura/2015/08/em-2015-brasil-duplica-sua-producao-de-energia-eolica>.

Portal Solar. 2016. “Inversor Solar.” Portal Solar. 2016. <http://www.portalsolar.com.br/o-inversor-solar.html>.

———. 2017. “A Regulamentação Dos Créditos de Energia Solar.” Portal Solar. 2017. <http://www.portalsolar.com.br/a-regulamentacao-dos-creditos-de-energia.html>.

Poruschi, Lavinia, Christopher L. Ambrey e James C.R. Smart. 2018. “Revisiting Feed-in Tariffs in Australia: A Review.” *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82:260–70. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.027>.

Pyrgou, Andri, Angeliki Kylili e Paris A. Fokaides. 2016. “The Future of the Feed-in Tariff (FiT) Scheme in Europe: The Case of Photovoltaics.” *Energy Policy* 95 (August). Elsevier:94–102. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.048>.

Queiroz, Patrícia Valéria Sathler de. 2011. “Mensuração Do Consumo de Energia Elétrica: Algoritmo Para Seleção de Potenciais Usuários Da Termoacumulação Como Alternativa Para Deslocamento de Carga.” Pontifícia Universidade Católica

do Rio de Janeiro.

- Rauschmayer, Hans e Marco Antonio Galdino. 2014. “Os Impactos Da Regulamentação ANEEL/482 e Da Legislação Tributária No Retorno Financeiro de Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede.” In *V Congresso Brasileiro de Energia Solar*, 1–10. Recife. http://www.solarize.com.br/downloads/CBENS_impactos_regulamentacao.pdf.
- REN21. 2006. “Renewables. Global Status Report 2006 Update.” Paris: REN21 Secretariat and Washington, DC: Worldwatch Institute. http://www.ren21.net/Portals/0/documents/activities/gsr/RE_GSR_2006_Update.pdf.
- . 2015. *Renewables 2015 Global Status Report*. Paris: REN21 Secretariat. http://www.ren21.net/wp-content/uploads/2015/07/REN12-GSR2015_Onlinebook_low1.pdf.
- Reserve Bank of Australia. 2016. “Cash Rate: Interest Rate Decisions [Dataset].” 2016. <http://www.rba.gov.au/statistics/cash-rate/>.
- Rueter, Gero. 2015. “Renewables Help Cut German CO2 Emissions.” Deutsche Welle (DW). 2015. <http://dw.com/p/1EGcl>.
- Salamoni, Isabel T e Ricardo Rüther. 2007. “O Potencial Brasileiro Da Geração Solar Fotovoltaica Conectada à Rede Elétrica: Análise de Paridade de Rede.” In *IX Encontro Nacional e V Latino Americano de Conforto No Ambiente Construído - In Portuguese*. Ouro Preto, Minas Gerais. https://www.lepten.ufsc.br/publicacoes/solar/eventos/2007/ENCAC/salamoni_ruth er.pdf.
- Satel-Light. 2015. “The European Database of Daylight and Solar Radiation.” 2015. <http://www.satel-light.com>.
- Saysel, Ali Kerem, and Mustafa Hekimoğlu. 2013. “Exploring the Options for Carbon Dioxide Mitigation in Turkish Electric Power Industry: System Dynamics Approach.” *Energy Policy* 60:675–86. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.04.053>.
- Sharp, Tim. 2012. “Earth’s Atmosphere: Composition, Climate & Weather.” Space.Com. 2012. <http://www.space.com/17683-earth-atmosphere.html>.
- Shayani, Rafael Amaral, e Marco Aurélio Gonçalves De Oliveira. 2008. “Externalidades Da Geração de Energia Com Fontes Convencionais e Renováveis.” In *VI CBPE - Congresso Brasileiro de Planejamento Energético*, 1–12. Salvador, Bahia. http://www.gsep.ene.unb.br/producao/marco/vicbpe_2008.pdf.
- Shiga, Alberto Akio. 2007. “Avaliação de Custos Decorrentes de Descargas Atmosféricas

Em Sistemas de Distribuição de Energia.” Universidade de São Paulo.

Silva, Mauri da, e Jorge Claudio Szeinfeld. 2014. “Uso de Políticas Públicas Ao Fomento de Energias Renováveis: As Estratégias Da Argentina e Do Brasil No Século XXI.” In *VII Congreso Del IRI / I Congreso Del CoFEI / II Congreso de La FLAEI*. La Plata, Argentina. <http://sedici.unlp.edu.ar/handle/10915/44866>.

Sinapsis Mercados de Energia e Mercado Energéticos. 2016. “Avaliação Dos Custos Relacionados Às Interrupções de Energia Elétrica e Suas Implicações Na Regulação - Relatório 5.” <http://www.mme.gov.br/documents/10584/9309513/Produto+3b.pdf/6db3e8dc-58e1-48a6-bbee-e7c8ff4fb6bd>.

———. 2014a. “Solar Resource Maps for Brazil - Global Horizontal Irradiation (GHI).” Solar GIS. 2014. <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/brazil>.

———. 2014b. “Solar Resource Maps for Japan - Global Horizontal Irradiation (GHI).” 2014. <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/japan>.

———. 2015. “Solar Resource Maps of China.” 2015. <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/china>.

———. 2016a. “Global Horizontal Irradiation Australia.” 2016. <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/australia>.

———. 2016b. “Global Horizontal Irradiation Spain.” 2016. <https://solargis.com/maps-and-gis-data/download/spain>.

———. 2016c. “Solar Resource Maps for Germany - Global Horizontal Irradiation (GHI).” Solar GIS. 2016. <http://solargis.com/products/maps-and-gis-data/free/download/germany>.

Souza, Marcio Eli Moreira de. 2014. “Inserção de Microgeração Distribuída Nas Redes de Baixa Tensão: Implantação de Telhados Solares - Estudo de Caso Real.” Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG.

Stern, Nicholas. 2007. *The Economics of Climate Change : The Stern Review*. Cambridge, UK: Cambridge University Press. <http://www.cambridge.org/us/academic/subjects/earth-and-environmental-science/climatology-and-climate-change/economics-climate-change-stern-review>.

The Federation of Electric Power Companies of Japan. 2011. “Electricity Review Japan.” Tokyo: The Federation of Electric Power Companies of Japan Printed in Japan 2014.07 ELECTRICITY REVIEW JAPAN The Federation of Electric Power Companies of Japan (FEPC).

http://www.fepc.or.jp/library/pamphlet/pdf/2014ERJ_full.pdf.

The Parliamentary Library Web Manager Commonwealth of Australia. 2011. “Feed-in Tariffs – Parliament of Australia.” 2011. https://www.aph.gov.au/About_Parliament/Parliamentary_Departments/Parliamentary_Library/Browse_by_Topic/ClimateChangeold/governance/domestic/national/feed.

Tiba, Chigeru. 2000. “Atlas Solarimétrico Do Brasil: Banco de Dados Terrestres.” *UFPE*. Vol. 1. Recife - PE. <http://www.cresesb.cepel.br/publicacoes>.

Tiepolo, Gerson Maximo, Jair Urbanetz Junior, Osiris Canciglieri Junior, and Trajano Viana. 2014. “Photovoltaic Generation Potential of Paraná State, Brazil – A Comparative Analysis with European Countries.” *Energy Procedia* 57. Elsevier:725–34. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.10.228>.

United Nations, Department of Economic and Social Affairs Population Division. 2017. “World Population Prospects: The 2017 Revision, Key Findings and Advance Tables.” ESA/P/WP/248. https://esa.un.org/unpd/wpp/Publications/Files/WPP2017_KeyFindings.pdf.

Varela, Ivana. 2014. “Mar 2014 – Alemanha é o País Com Maior Investimento Em Energia Solar Do Mundo.” *Eficien - Eficiência Energética*. 2014. <http://www.eficien.com.br/noticias/alemanha-e-o-pais-com-maior-investimento-em-energia-solar-do-mundo/>.

Wang, Yuxuan e Tianye Sun. 2012. “Life Cycle Assessment of CO₂ Emissions from Wind Power Plants: Methodology and Case Studies.” *Renewable Energy* 43:30–36. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2011.12.017>.

World Bank. 2016. “Land Area (Sq. Km).” 2016. <http://data.worldbank.org/indicator/AG.LND.TOTL.K2>.

World Energy Council. 2013. “World Energy Trilemma: Time to Get Real – the Case for Sustainable Energy Investment.” *World Energy Council*. London: World Energy Council. <http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/09/2013-Time-to-get-real-the-case-for-sustainable-energy-investment.pdf>.

WWFJapan. 2012. ““Shin Enerugiisenryaku Kettei! Genpatsu Zero Mo Ondankatai- Saku Wa?” (New Energy Strategy Announced! Zeronuclear, but What about Mitigation?).” 2012. <http://www.wwf.or.jp/activities/2012/09/1086314.html>.

Xavier, Gustavo Azevedo. 2015. “Análise de Externalidades da Geração Fotovoltaica Distribuída No Brasil.” Universidade Federal de Viçosa. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>.

- Yacob, Shahrakbah, Mohd Ali Hassan, Yoshihito Shirai, Minato Wakisaka, e Sunderaj Subash. 2005. "Baseline Study of Methane Emission from Open Digesting Tanks of Palm Oil Mill Effluent Treatment." *Chemosphere* 59 (11):1575–81. <https://doi.org/10.1016/j.chemosphere.2004.11.040>.
- Yao, Congrong, Kuishuang Feng, e Klaus Hubacek. 2015. "Driving Forces of CO2 Emissions in the G20 Countries: An Index Decomposition Analysis from 1971 to 2010." *Ecological Informatics* 26:93–100. <https://doi.org/10.1016/j.ecoinf.2014.02.003>.
- Zahedi, A. 2010. "Australian Renewable Energy Progress." *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 14 (8). Pergamon:2208–13. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.03.026>.