**Universidade de Brasília – UnB**
**Faculdade UnB Gama - FGA**
**Curso de Engenharia de Energia**

# ANÁLISE DA ATRATIVIDADE ECONÔMICA DA MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL PELA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

**Autor: Mariana Fonte Boa Rodrigues**

**Orientador: Jorge Andrés Cormane Angarita**

**Brasília, DF**

**2013**

**MARIANA FONTE BOA RODRIGUES**

# ANÁLISE DA ATRATIVIDADE ECONÔMICA DA MIGROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL PELA GERAÇÃO SOLAR FOTOVOLTAICA

Monografia submetida ao curso de graduação em Engenharia de Energia da Universidade de Brasília, como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia.

Orientador: Dr. Jorge Andrés Cormane Angarita

**Brasília, DF**
**2013**

**CIP – Catalogação Internacional da Publicação**

Fonte Boa Rodrigues, Mariana.
Análise da atratividade econômica da microgeração e minigeração distribuída no Brasil pela geração solar fotovoltaica/ Mariana Fonte Boa Rodrigues. Brasília: UnB, 2013. 31 p.: il.; 29,5 cm.

Monografia (Graduação) – Universidade de Brasília
Faculdade do Gama, Brasília, 2013. Orientação: Jorge Andrés Cormane Angarita

1. Geração Distribuída. 2. Resolução Normativa. 3. Atratividade Econômica. Angarita, Jorge Andrés Cormane. II. Análise da atratividade econômica da microgeração e minigeração distribuída no Brasil.

CDU Classificação

**ANÁLISE DA ATRATIVIDADE ECONÔMICA DA MICROGERAÇÃO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL**

**Mariana Fonte Boa Rodrigues**

Monografia submetida como requisito parcial para obtenção do Título de Bacharel em Engenharia de Energia da Faculdade UnB Gama - FGA, da Universidade de Brasília, em 09/12/2013 apresentada e aprovada pela banca examinadora abaixo assinada:

**Prof. Dr.: Jorge Andrés Cormane Angarita, UnB/FGA**
Orientador

**Prof. Dr.: Prof. Rudi Henri van Els, UnB/ FGA**
Membro Convidado

**Prof.ª Dra.: Cristina de Abreu Silveira, UnB/ FGA**
Membro Convidado

Brasília, DF
2013

Esse trabalho é dedicado às pessoas que contribuem para o desenvolvimento de novas ideias fazendo com que o país progrida de forma inteligente.

## AGRADECIMENTOS

Agradeço a todas as pessoas presentes em minha vida e que me ajudaram em alguma etapa ou dificuldade. Primeiramente, agradeço a Deus, à minha família e aos amigos pelo amparo e ajuda em todos os anos dos meus estudos, principalmente à minha mãe, pai e irmão.

Também agradeço a todos os colegas e professores da FGA- UnB que tive o privilégio de conhecer e obter um vasto conhecimento na área de engenharia. Em especial a professora Josiane do Socorro Aguiar de Souza, pois foi quem me deu a oportunidade de participar de projetos e elaborar alguns trabalhos na área acadêmica, ao meu professor e orientador, Jorge Andrés Cormane Angarita, pela recomendação e auxílio deste trabalho de conclusão de curso.

E por fim, obrigada a todos aqueles da Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição- SRD da Aneel, onde tive o prazer de estagiar, que me apoiaram e ajudaram na elaboração deste trabalho.

"Por vezes sentimos que aquilo que fazemos não é senão uma gota de água no mar. Mas o mar seria menor se lhe faltasse uma gota." Madre Tereza de Calcutá.

## RESUMO

A Resolução Normativa Nº482, de 17 de abril de 2012 regulamentada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, foi o ponto de partida para a implantação da microgeração e minigeração distribuída no país. Essa resolução normativa estabelece um novo paradigma de operação do sistema elétrico brasileiro, e propõe desafios técnicos e acadêmicos para sua correta interpretação e implementação nas redes elétricas atuais. Neste trabalho é analisado a atratividade econômica da inserção desse tipo de geração distribuída, por pequenos sistemas de geração solar fotovoltaico, para consumidores de energia elétrica do Grupo “A” e do Grupo “B” nas cinco regiões do Brasil. Para essa análise é utilizado a técnica de análise de viabilidade financeira do investimento através do método do valor presente líquido e o tempo de repagamento do investimento. Analisa-se também o custo da eletricidade gerada pelo sistema de geração solar fotovoltaica ao longo de cinco anos, utilizando uma metodologia de cálculo do custo unitário para geração de energia elétrica.



**Palavras-chave:** Geração Distribuída. Resolução Normativa. Atratividade Econômica.

**ABSTRACT**

The Standard nº 482, of April 17, 2012 regulated by the National Electric Energy Agency - ANEEL, was the starting point for the deployment of micro generation distributed in Brazil. This standard establishes a new paradigm of operation of the Brazilian electrical system, and proposes academic and technical challenges for its correct interpretation and implementation in current grids. In this work is analyzed the economic attractiveness of the insertion of this type of distributed generation, for small solar photovoltaic generation systems to electricity consumers in Group "A" and Group "B" in five regions of Brazil. For this analysis, the technical analysis of financial viability of the investment by the method of net present value and the time of repayment of the investment are used. Also analyzed the cost of electricity generated by solar photovoltaic generation system over five years, using a methodology to calculate the unit cost for electricity generation

**Keywords:** Distributed Generation. Standard. Economic Attractiveness.

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1: Classificação dos Consumidores. ..... 30
Tabela 2: Estrutura Tarifária. ..... 31
Tabela 3: Incentivos para Geração Distribuída (o ponto sem preenchimento significa que apenas alguns estados adotaram esse sistema, outros não). ..... 45
Tabela 4: Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência no Brasil (R$/Wp). 56
Tabela 5: Nomenclatura dos parâmetros considerados da geração fotovoltaica. ..... 58
*Tabela 6: Inflation Premium* por país ..... 60
Tabela 7: Produtividade média específica da geração fotovoltaica nas regiões do Brasil. .... 62
Tabela 8: Resultados do VPL e PAYBACK do SFV. ..... 63
Tabela 9: Resultados do LCOE. ..... 64
Tabela A1: Histórico do consumo considerado nas análises para o Grupo “A”. (Consumo da FGA- UnB) ..... 78

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Análise SWOT de GD ..... 18
Figura 2: Capacidades de energias renováveis no Mundo ..... 19
Figura 3: Capacidade Global de energia Solar Fotovoltaica ..... 21
Figura 4- Mapa do Mundo de irradiação Global Horizontal ..... 23
Figura 5: Potencial anual médio de energia solar das cinco regiões brasileiras. ..... 24
Figura 6: Matriz de Produção de Energia Elétrica ..... 28
Figura 7: Sistema Interligado Nacional ..... 29
Figura 8: Participação dos itens da Parcela "A" e "B" na Receita ..... 33
Figura 9: Composição da Receita com Tributos ..... 34
Figura 10: Curva de carga comercial- Alta tensão. ..... 47
Figura 11: Curva de carga residencial - Baixa Tensão. ..... 48
Figura 12: Demanda típica em um centro urbano e o efeito da redução do pico com um SFV ..... 49
Figura 13: Tipos de Fontes Instaladas Atualmente dos Agentes de Geração pela REN482/2012. ..... 50
Figura 14: Locais participantes da GD pela REN 482/2012. ..... 50
Figura 15: Consumo Versus Geração de energia elétrica no Grupo B. ..... 53
Figura 16: Esquematização dos casos de compensação do crédito de energia elétrica ..... 55
Figura 17: Taxa de Desconto por país ..... 61
Figura 18: Ilustração simplificada de equilíbrio dos custos do SFV e a rede. ..... 65
Figura 19: Preços da tarifa de energia das distribuidoras das cinco regiões do Brasil para o Grupo A4 ..... 67
Figura 20: Preços da tarifa de energia das distribuidoras das cinco regiões do Brasil para o consumidor Residencial. ..... 68
Figura 21: Aproximidade do equilíbrio entre o LCOE do SFV e o custo da rede do estado do Pará. ..... 69
Figura 22: Aproximidade do equilíbrio entre o LCOE do SFV e o custo da rede do estado da Bahia. ..... 69
Figura 23: Aproximidade do equilíbrio entre o LCOE do SFV e o custo da rede do DF. ..... 70
Figura 24: Aproximidade do equilíbrio entre o LCOE do SFV e o custo da rede do estado de Minas Gerais. ..... 70
Figura 25: Aproximidade do equilíbrio entre o LCOE do SFV e o custo da rede do estado do Paraná. ..... 71
Figura 26: Curva de carga residencial e cobrança do ICMS sobre a energia injetada à rede. ..... 73

## LISTA DE ABREVIATURAS

| | |
|---|---|
| AMFORP | *AMERICAN & FOREIGN COMPANY* |
| ANEEL | Agência Nacional de Energia Elétrica. |
| CEB- DIS | Companhia Elétrica de Brasília- Distribuidora |
| CDE | Conta de Desenvolvimento Energético |
| GD | Geração Distribuída. |
| GDFV | Geração Distribuída Fotovoltaica |
| IEEE | Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos |
| LCOE | *Levelized Cost Of Electricity* |
| PCH | Pequena Central Hidrelétrica |
| ELETROBRAS | Centrais Elétricas Brasileiras S.A |
| PGE | Procuradoria Geral da Aneel |
| PRODIST | Procedimentos de Distribuição |
| Proeólica | Programa Emergencial de Energia Eólica |
| Proinfa | Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de En. Elétrica |
| PURPA | *Public Utility Regulatory Policy Act* |
| SFV | Sistema Fotovoltaico |
| SIN | Sistema Interligado Nacional |
| SRD | Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição |
| SWOT | *Strengths Weaknesses Opportunities Threats* |
| TE | Tarifa de Energia |
| TUSD | Tarifa de Uso de Sistema de Distribuição |
| VPL | Valor Presente Líquido |

## SUMÁRIO


**1. INTRODUÇÃO** ..... 14

1.1 OBJETIVOS DO TRABALHO ..... 15

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO ..... 15

**2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA** ..... 16

2.1 GERAÇÃO DISTRIBUIDA ..... 16

**2.1.1 Definições** ..... 16

**2.1.2 Fontes de Geração Distribuída** ..... 19

2.1.2.1 Capacidade de Energia Solar Fotovoltaica ..... 20

2.1.2.2 Potencial de Energia Solar no Brasil ..... 23

2.2 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO ..... 25

**2.2.1 Histórico** ..... 25

**2.2.2 Situação Atual** ..... 26

**2.2.3 Estrutura Tarifária da Energia Elétrica** ..... 29

**2.2.4 Aneel** ..... 34

2.3 REN 482/2012 ..... 36

**2.3.1 Surgimento da REN 482/2012** ..... 36

**2.3.2 Procedimentos de Distribuição (PRODIST)** ..... 39

**2.3.3 O que é a REN 482/2012** ..... 40

2.3.3.1 Classificação de Micro e Minigeração ..... 41

**2.3.4 Sistema de Compensação de Energia Elétrica** ..... 42

2.3.4.1 TARIFA FEED IN Versus NET METERING ..... 43

**2.3.5 Atratividade da GD a partir da energia solar** ..... 45

2.3.6.2 Agentes de geração pela REN 482/2012 ..... 49

**3. MATERIAS E MÉTODOS** ..... 51

3.1 VPL E TEMPO DE RETORNO (PAYBACK) ..... 51

**3.1.1 Metodologia de cálculo** ..... 51

**3.1.2 Simulador AMERICA DO SOL** ..... 52

**3.1.3 Metodologia para compensação de crédito** ..... 54

**3.1.4 Cálculo do investimento do SFV** ..... 56

3.2 CUSTO UNITÁRIO DA GERAÇÃO (LCOE) ..... 57

**3.2.1. Descrição e Metodologia de cálculo** ..... 57

**4. RESULTADOS E ANÁLISES** ..... 62
4.1 VPL e PAYBACK ..... 62
4.2 LCOE ..... 64
**4.2.1 Decaimento do valor do LCOE** ..... 65
4.3 DESAFIOS PARA A ATRATIVIDADE ECONÔMICA DA GD: ICMS E CUSTO DE DISPONIBILIDADE. ..... 71
**5. CONCLUSÕES** ..... 74
**6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS** ..... 76
**ANEXO** ..... 78

# 1. INTRODUÇÃO

Cerca de 1,2 bilhão de pessoas não têm acesso à eletricidade no mundo e no Brasil, aproximadamente, 3,8 milhões de brasileiros que não possuem acesso à eletricidade (Aneel, 2010). E nos dias de hoje observa-se que o desenvolvimento social e econômico de um país está fortemente relacionado ao acesso da população à energia elétrica, em outras palavras, em levar a eletricidade a aquelas regiões de difícil acesso.

Uma forma de facilitar o acesso a energia elétrica consiste em descentralizar a geração a partir do uso de pequenos geradores a partir de fontes renováveis (solar, eólica, biomassa, etc.) ou alternativas (diesel) em comunidades isoladas. Nesse sentido, o modelo do sistema elétrico deve prever a integração das unidades consumidoras/produtoras de eletricidade à rede elétrica, de forma a possibilitar o aumento da parcela de energia produzida pelos pequenos geradores.

Os sistemas atuais de geração de eletricidade consiste de usinas de grande porte e impacto socioambiental. Esse tipo de estrutura do sistema elétrico é muito vulnerável a falhas e a eventos meteorológicos pela sua grande extensão, provocam um efeito cascata e resultam em blecautes e interrupção do fornecimento de eletricidade em grandes regiões e até no país inteiro, como aconteceu, por exemplo, no incidente de interrupção de transmissão de energia da usina de Itaipu em novembro de 2009.

Dados atuais da Aneel revelam que a porção de perdas na transmissão e na distribuição corresponde a 16 % da eletricidade produzida no Brasil, o que equivale atualmente à geração da hidrelétrica de Itaipu. Deste total, cerca de metade é perda técnica e a outra metade é decorrente de perdas comerciais, fraudes e furtos de eletricidade. É nesse contexto que a Geração Distribuída também pode ser utilizada, para que as perdas associadas com a transmissão e a distribuição sejam diminuídas pela proximidade ao local de consumo, além de oferecer uma opção para as comunidades não atendidas pelas redes elétricas.

Até pouco tempo o acesso à rede elétrica da distribuidora de energia não era possível para pequenos sistemas de geração no Brasil, os chamados microgeradores e minigeradores, mas com a Resolução Normativa nº 482, que foi publicada em abril de 2012 pela ANEEL, foi possível que mais consumidores de energia elétrica

participassem da Geração Distribuída. A REN 482/2012 é muito questionada em relação a sua relevância atualmente no sistema elétrico brasileiro porque tem- se dúvidas quanto à sua procura, ou seja, se realmente terá um número significativo de pequenos sistemas de geração para conectar- se à rede das distribuidoras. E daí vem a importância de se analisar a atratividade para se adquirir uma GD de pequena geração no Brasil.

## 1.1 OBJETIVOS DO TRABALHO

A atratividade de um sistema de Geração Distribuída-GD pode ser devido a alguns aspectos como ambiental, social, econômico e político. Contudo, este trabalho tem o objetivo de analisar a atratividade econômica da inserção da GD de pequenos sistemas de geração solar fotovoltaica, por consumidores de energia elétrica do Grupo “A” e do Grupo “B” no Brasil. E para tal fim, será analisado o custo da geração de energia solar em R$/kWh, o valor presente líquido (VPL) e o tempo de retorno (PAYBACK) da implementação desse sistema para as cinco regiões do Brasil. Com os resultados será possível dizer para qual região a atratividade econômica é maior. Para fins complementares a essas análises, será feita uma comparação do decaimento do custo de geração de um Sistema Fotovoltaico (SFV) com o aumento das tarifas de energia das distribuidoras.

## 1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

Este trabalho está dividido em sete capítulos principais.

O Capitulo 1, sendo a Introdução, o Capítulo 2, a Revisão Bibliográfica, em que são tratados alguns assuntos em relação a Geração Distribuída, ao Setor Elétrico Brasileiro, a Aneel e a Resolução Normativa nº 482/2012 da Aneel.

O capítulo 3, denominado Materiais e Métodos, é explicado a metodologia de cálculo do VPL, PAYBACK e LCOE, e os parâmetros econômicos e técnicos utilizados nas análises.

No capítulo 4, são demostrados os resultados e as análises do VPL, PAYBACK e LCOE. Além de fazer a comparação do decaimento do LCOE em relação ao aumento das tarifas de energia das distribuidoras de cada região do Brasil. Mostrando também alguns desafios da Geração Distribuída de pequeno porte.

E os demais capítulos, são o Capítulo 5 das conclusões, Capítulo 6 de referências bibliográficas e, por último o Anexo.

# 2. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é revisado alguns temas relevantes para a melhor compreensão do desenvolvimento do trabalho e das análises feitas. Os temas estão divididos por: Geração Distribuída, o Setor Elétrico Brasileiro, a Aneel e a Resolução Normativa nº 482/2012 da Aneel.

## 2.1 GERAÇÃO DISTRIBUIDA

### 2.1.1 Definições

Em geral, a GD é entendida como uma denominação genérica de um tipo de geração de energia elétrica que se diferencia da realizada pela geração centralizada por correr em locais em que não seria instalada uma usina geradora convencional, contribuindo para aumentar a distribuição da geração de energia elétrica em determinada região (SEVERINO, 2008).

Com essa definição para GD um maior detalhamento do conceito tem-se para determinados casos particulares. Ou seja, quando a fonte de energia elétrica: a) está conectada à rede distribuição; b) está conectada do lado do consumidor que está conectado a um ponto do sistema elétrico; c) supre cargas elétricas de uma instalação eletricamente isolada; ou d) está conectada diretamente a uma rede de transmissão, neste caso, ela não pode ser considerada caso pertencente à geração centralizada (SEVERINO, 2008).

Com o Decreto nº 5.163/2004, na legislação brasileira, considera-se geração distribuída a produção de energia elétrica proveniente de empreendimentos de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, conectados diretamente no sistema elétrico de distribuição do comprador, exceto aquela proveniente de empreendimento:

- Hidrelétrico, com capacidade instalada superior a 30 MW; e
- Termelétrico, inclusive de cogeração, com eficiência energética inferior a 75 %. Os empreendimentos termelétricos que utilizem biomassa ou resíduos de

processo como combustível não estarão limitados ao percentual de eficiência energética.

Mas o Decreto não definiu GD para todos os usos oficiais no Brasil, deixando uma dificuldade, pois sem a vinculação, outros instrumentos normativos podem produzir retrocessos no processo de aperfeiçoamento da legislação, mas também pode ser um benefício visto que outros dispositivos legais são solicitados para que a completem e aprimorem. Após o Decreto nº 5. 163/ 2004 surgiram oportunidades para a GD, tais como:

- Alternativas para cobertura de déficits contratuais;
- Participação como gerador em leilões regulados e de ajuste de energia;
- Atendimento ao seu planejamento do mercado;
- Mecanismo de compensação de sobras e déficits entre distribuidoras;

A GD não é definida como questão de estado e sim de grau. Pois não está distribuída em todas as unidades consumidoras. Assim como, a GD centralizada não está em um único ponto (SEVERINO, 2008).

Os objetivos e as diretrizes da política energética nacional (Lei nº 9478/1997) sinalizam com transparência a possibilidade de valorização de muitos dos aspectos positivos da GD e da eliminação de muitas das barreiras ao seu desenvolvimento. Esta tem características de pequenas unidades de geração, promovendo combinações competitivas de confiabilidade e custo para os consumidores, que em alguns casos, não podem ser alcançadas por sistemas elétricos tradicionais (SEVERINO, 2008). Contudo, a GD não apresenta apenas vantagens, as dificuldades de inserção estão relacionadas, principalmente, aos problemas da operação do sistema elétrico de potência.

Para se ter uma melhor ideia dos aspectos positivos e negativos da GD no Brasil uma análise SWOT deste tema é demonstrada na Fig. (1). Esta é uma ferramenta utilizada para se fazer qualquer tipo de análise de cenário por ser bem simplificada.

O termo SWOT é uma sigla oriunda do idioma inglês, e é uma sigla de Strengths (Forças), Weaknesses (Fraquezas), Opportunities (Oportunidades) e Threats (Ameaças). Portanto, as forças, fraquezas, oportunidades e ameaças atualmente para a inserção de GD no sistema elétrico são definidas na Fig. (1).

| Forças | Fraquezas |
|---|---|
| ✓ Variedade dos tipos de fontes primárias de energia;<br>✓ Opções de operação;<br>✓ Localização próxima a carga;<br>✓ A redução de custos associados a perdas técnicas;<br>✓ Unidades geradoras de menor porte;<br>✓ Sujeitas a menor entraves burocráticos;<br>✓ Maior eficiência energética em operação conjunta com o sistema convencional;<br>✓ Diversificação da matriz energética, diminuição do custo da tarifa, desenvolvimento econômico local;<br>✓ Menores impactos ambientais, principalmente, se forem utilizadas fontes primarias renováveis; | ✓ Estabilidade;<br>✓ Despacho;<br>✓ Monitoramento;<br>✓ Qualidade da energia;<br>✓ Sistema de proteção; |
| **Oportunidades** | **Ameaças** |
| ✓ Normativa técnica e regulatória;<br>✓ Preocupação com meio ambiente;<br>✓ Importância da descentralização do sistema elétrico; | ✓ Custos elevados dos sistemas de geração;<br>✓ Impostos;<br>✓ Falta de incentivo político; |

**Geração Distribuída**

*Figura 1- Análise SWOT de GD. Fonte: Elaboração própria.*

As forças da GD se destacam em relação as suas fraquezas, isso se dá principalmente porque atualmente o mundo é altamente dependente da energia elétrica e há a busca da diversidade de sua geração e, paralelamente, ocorre a crescente preocupação da maneira de como a geração dessa energia será a mais viável possível, tanto ambientalmente, economicamente e politicamente. A principal ameaça para a GD é devido ao aspecto econômico, pois os custos de um sistema solar ou eólico, por exemplo, não são muito atrativos, contudo com o desenvolvimento tecnológico esse custo está sendo e tende a ser inferior a cada ano que se passa. Para que a GD seja realmente inserido no sistema elétrico é importante a parte regulatória de seu funcionamento, para garantir segurança do sistema de distribuição e qualidade da energia elétrica.

### 2.1.2 Fontes de Geração Distribuída

A busca pela diversificação da matriz elétrica remete a um novo paradigma energético, representado pela introdução de algumas tecnologias renováveis que, embora ainda mais caras, tornam-se mais viáveis na medida em que são desenvolvidas. Essa viabilidade se conquista não só pela redução dos custos, mas também pelo avanço tecnológico. Além disso, observa-se que o modelo de geração de energia elétrica a partir dos combustíveis fósseis, e até mesmo de grandes hidrelétricas encontra-se consolidado, o que faz com que o segmento da indústria que atinge este tipo de geração cresça pouco em relação ao passado e seus ganhos tecnológicos sejam apenas incrementais (REN21, 2013).

As novas tecnologias são para diversas fontes primárias de energia passíveis de serem utilizadas para a GD, algumas dessas fontes são: pequenas turbinas a gás, energia geotérmica, células a combustível, energia dos oceanos, energia das marés, gás natural, biomassa, biogás, biodiesel, hidrogênio, energia eólica, energia solar fotovoltaica, energia solar térmica, dentre outras (SEVERINO, 2008).

Na Fig. (2) pode- se observar algumas dessas fontes de energia já participantes do sistema de geração de energia em alguns países e que se destacam por serem energias renováveis, algo importante pois estima-se por desenvolvimento sustentável.

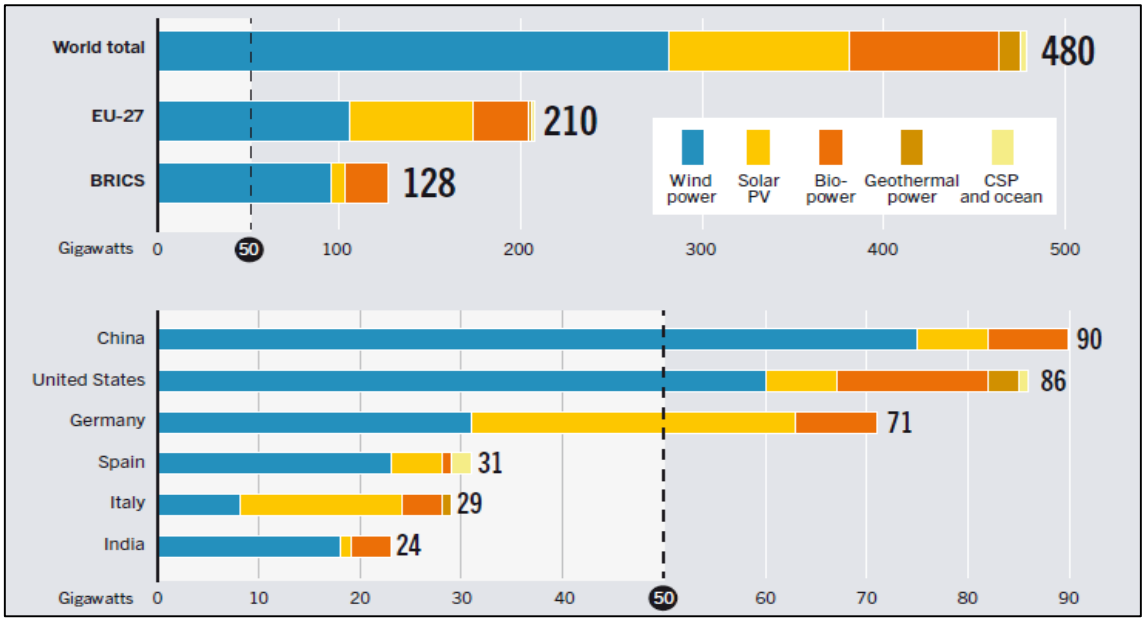


Figura 2: Capacidades de energias renováveis no Mundo, na UE 27, no BRICS (Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul) e nos seis países destaques. Fonte: REN21, 2013.

Como pode ser observado na Fig. (2), a capacidade de energia renovável no mundo é dada por cinco tipos dessas energias, a eólica, a solar fotovoltaica, a de biomassa, a geotérmica e a energia solar concentrada junto da energia de oceano. Em escala mundial, a energia de maior participação na potência total instalada é a eólica, seguida da solar fotovoltaica, talvez por serem estas de maior destaque no desenvolvimento tecnológico atualmente. E os seis países que se destacam em relação a capacidade instalada de energias renováveis são: na liderança, a China, seguida dos Estados Unidos, Alemanha, Espanha, Itália e Índia. Em quase todos essas seis países a energia eólica tem maior participação na capacidade instalada, se diferenciando apenas a Alemanha e a Itália em que demostram maior participação da energia solar fotovoltaica.

Analisando as potências instaladas de energias renováveis e comparando- as, por exemplo, com a potência instalada do Brasil em 2013 que é de aproximadamente 125,7 GW, pode-se dizer que as energias renováveis, além das hidrelétricas, são capazes de participar efetivamente da matriz elétrica brasileira.

Entre as alternativas tecnológicas para a implantação de microssistemas de geração de energia elétrica, microgeração distribuída, a energia fotovoltaica é a que mais vem sendo discutida e testada, devido à sua maior facilidade de instalação e mais simples operação e manutenção. A contínua redução de preço dos painéis fotovoltaicos no mercado internacional, principal insumo destes sistemas, também tem propiciado a disseminação desta fonte alternativa (IPEA, 2013).

Com toda essa diversidade de fontes de energia e o objetivo deste trabalho fez-se a escolha de analisar a atratividade do uso da energia solar fotovoltaica no Brasil. Faz-se então no trabalho um maior detalhamento do uso desta fonte de energia e sua participação na GD.

#### 2.1.2.1 Capacidade de Energia Solar Fotovoltaica

Durante o período definido entre os anos de 2008 e 2012, a capacidade instalada de energia renovável cresceu de forma acelerada, contabilizando o maior crescimento experimentado pelos diferentes segmentos no setor de energia. A capacidade total de energia solar fotovoltaica cresceu em média de 60% anualmente e a energia eólica aumentou 25% ao ano nesse período. Enquanto que, a hidrelétrica e geotérmica cresceram na faixa de 3 a 4% ao ano (REN21, 2013).

A inserção da GD na rede elétrica gerou avanços na sua regulamentação por todo o mundo. O sistema de compensação de energia elétrica ou *net metering* já é utilizado em países como Alemanha, Canadá, Dinamarca, Itália, Japão e Estados Unidos. Por exemplo, em 2012 oito países injetaram mais de 1 GW de energia solar fotovoltaica nas suas redes elétricas. Na Figura (3), observa-se os países que apresentam a liderança na capacidade instalada de energia solar fotovoltaica em 2012, sendo esses: Alemanha, Itália, Estados Unidos, China, Japão e a Espanha.

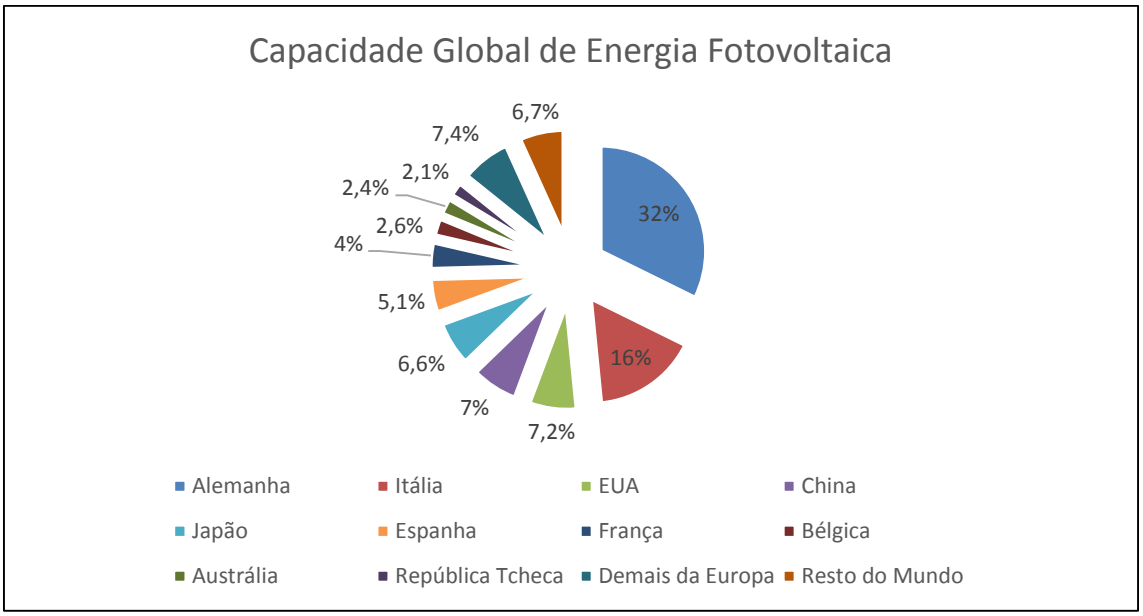


Figura 3: Capacidade Global de energia Solar Fotovoltaica (Total ±100 GW). Fonte: (Modificado) Renewables 2013, Global Status Report -REN 21.

Os Estados Unidos foi o primeiro país a viabilizar a conexão de autoprodutores para a oferta de energia, no final da década 70, quando o PURPA (Public Utility Regulatory Policy Act), promoveu a utilização de fontes alternativas para gerar eletricidade e reduzir a dependência do petróleo importado. Esse foi o programa mais efetivo na promoção de energias renováveis. Como ainda não existia uma norma definindo os requisitos mínimos para a conexão desses autoprodutores, as próprias concessionárias estabeleceram as suas exigências para a interligação desses geradores (LOPES, 2003).

Em 1988 criou- se a norma ANSI/IEEE 1001- “IEEE Guide for Interfacing Dispersed Storage Facilities with Electric Utility Systems”, que dá diretrizes de critérios de conexão para as diversas alternativas de GD. Outra norma mais recente elaborada da IEEE é a norma IEEE 1547 “Standard for Interconnecting Distributed Resources

with Electric Power Systems” nesta apresenta especificações e requisitos técnicos para a interconexão de GD ao sistema elétrico. Deve-se ressaltar que se trata de uma norma que pode ou não ser adotada por concessionárias de energia elétrica, mas que é importante no cenário mundial e com isso está padroniza a conexão de GD ao sistema elétrico de distribuição, o que é muito importante para a difusão destas tecnologias. Diversos países adotam as normas IEEE como bases a serem seguidas para suas resoluções normativas (LOPES, 2003).

A Alemanha é país com maior capacidade de energia solar fotovoltaica (SFV), conectada à rede. Isso é devido que, as fontes de energias renováveis ganharam incentivos da população após da crise do petróleo e com o incidente em Chernobyl, em 1986, conduziu a oposição de 70% da opinião pública em relação à energia nuclear. Mas, foi a partir de 1990 que a Alemanha iniciou a regulamentação da inserção da energia gerada por fontes renováveis de energia na rede de distribuição pública implantando um sistema de incentivo cujo mecanismo principal se baseava no pagamento de uma compensação ao produtor de energia através de fontes renováveis, com recursos advindos de um pequeno acréscimo na tarifa de energia elétrica dos consumidores finais (AFONSO, 2012).

No Japão o governo tem anunciado sua intenção de disseminar a geração de energia renovável, assumindo esse compromisso como meta prioritária de governo e vem elaborando a legislação de um novo programa de tarifa prêmio para acelerar a disseminação da energia solar fotovoltaica e outras fontes renováveis de energia. Já na China, há dois tipos de projetos fotovoltaicos incentivados pelo Governo chinês como as unidades de geração de energia solar fotovoltaica de grande escala, localizados em sua maioria na China Ocidental e instalações de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), principalmente no leste da China, as quais recebem subsídio de investimento de capital e podem também compensar a compra de eletricidade da rede (AFONSO, 2012).

Na Itália também houve incentivos para instalação de energia renovável, com incentivos fiscais, por exemplo, para geração de energia solar fotovoltaica. Há aplicações dessa fonte de energia em painéis domésticos sem ligação a rede, sistemas centralizados aplicados à rede e GD conectados à rede. A GDFV atingiu aproximadamente 44%, enquanto a geração solar fotovoltaica centralizada atingiu aproximadamente 56% do total instalado (AFONSO, 2012).

Na Fig. (4), pode-se observar os seis países de maior capacidade de geração solar fotovoltaica e suas respectivas irradiações solares.

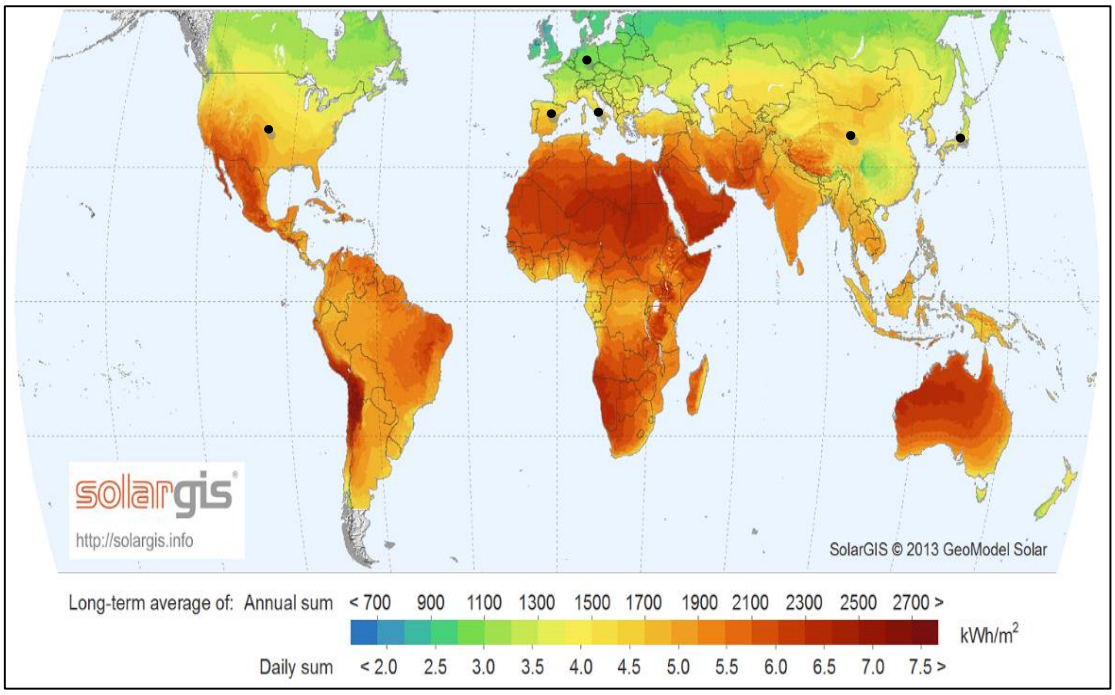


Figura 4- Mapa do Mundo de irradiação Global Horizontal. Fonte: Solargis.

Os pontos no mapa (Fig. 4) estão indicados a localização dos seis países mencionados e pode-se observar que mesmo a Alemanha não sendo um dos países com melhor irradiação solar, está na liderança de instalações de Sistema Fotovoltaico-SFV. Isto pode ser visto como um incentivo para outros países, como países da África e o Brasil, que possuem melhores irradiações solares. Possibilita-se assim alta geração de energia elétrica por essa fonte de energia.

### 2.1.2.2 Potencial de Energia Solar no Brasil

O Brasil por ser um país localizado em sua maior parte na região intertropical possui grande potencial para aproveitamento de energia solar durante todo ano. O potencial anual médio de energia solar no Brasil pode ser dividido de acordo com cada região do país, ou seja, em cada uma das cinco regiões brasileiras.

A Fig. (5) apresenta o potencial anual médio de energia solar para o período de 10 anos analisado no relatório do Atlas Brasileiro de Energia Solar. A região Nordeste apresenta a maior disponibilidade energética, seguida pelas regiões Centro-Oeste e Sudeste. Devido as características climáticas da região Norte reduzem seu potencial solar médio a valores próximos da região Sul (SWERA, 2006).

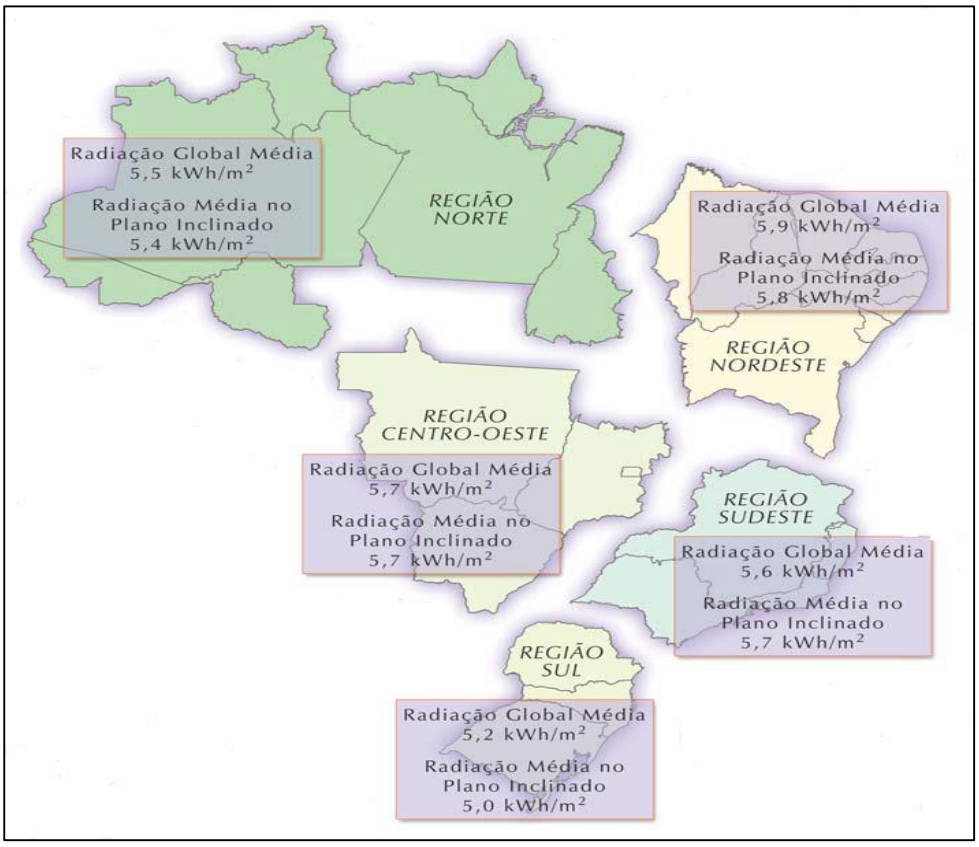


*Figura 5:* Potencial anual médio de energia solar em cada uma das cinco regiões brasileiras.
*Fonte: SWERA- Atlas Brasileiro de Energia Solar, (1ª Ed.) 2006.*

Um ponto importante de ser analisado sobre a radiação solar é em relação à variabilidade, ou seja, o quanto essa radiação global média solar varia ao longo do ano, pois vai influenciar, por exemplo, a quantidade de energia elétrica gerada por painéis fotovoltaicos em determinada época do ano. E em relação a isso, a região Sul apresenta a maior variabilidade entre as estações do ano, isto é, o fluxo de radiação solar média no Verão é cerca de 65% maior que o fluxo no Inverno (SWERA, 2006).

A região Norte é a que apresenta menor variabilidade entre as estações do ano, sendo que o valor mínimo da irradiação solar ocorre durante o Outono (por volta de 5,1 kWh/m$^2$) e o valor máximo acontece durante a Primavera (aproximadamente 5,9 kWh/m$^2$). A região Nordeste é a que apresenta menor variabilidade interanual (entre 5,7 e 6,1 kWh/m$^2$), seguida pela região Norte (entre 5,2 e 5,8 kWh/m$^2$). Para o período de 10 anos, a região Sul apresentou maior variabilidade interanual, com as médias anuais variando entre 4,6 e 6,0 kWh/m$^2$ (SWERA, 2006).

As estações Outono e Inverno apresentam as maiores variabilidades interanuais das médias sazonais em todas as regiões do Brasil. A entrada de sistemas

frontais pode ser apontada como a principal razão para o aumento das variabilidades nas regiões Sul e Sudeste. O aumento da nebulosidade decorrente da penetração desses sistemas provoca uma redução acentuada da irradiação solar na superfície durante alguns dias consecutivos (SWERA, 2006).

Com isso, a geração de energia elétrica a partir de um SFV é muito variável, podendo variar a cada dia ou a cada mês e para determinada região de Brasil essa variação pode ser mais intensa do que para outra.

## 2.2 SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO

### 2.2.1 Histórico

O desenvolvimento do uso de eletricidade no Brasil aconteceu ao mesmo tempo em que na Europa e nos Estados Unidos, sendo que, ainda no período do Império, já se aplicavam aqui os conhecimentos e resultados surgidos através dos experimentos com a nova forma de energia. Porém, o uso da eletricidade começou verdadeiramente no fim do século XIX no período conhecido como da REPÚBLICA, quando no Rio de Janeiro, foi construída a iluminação elétrica da estação central de ESTRADA DE FERRO DE D. PEDRO II (CRUZ, 1994).

Entre 1800 e 1900 os serviços de iluminação e as atividades econômicas necessitaram da construção de pequenas usinas de geração elétrica. Contudo, pelos altos custos, o baixo nível de confiabilidade e a extensa geografia brasileira, houve a necessidade de fomentar a construção de termelétricas, o que fez com que esse tipo de geração predominasse até a virada do século (CRUZ, 1994).

As primeiras utilizações da energia hidrelétrica no país foram para os serviços de mineração, tal e como aconteceu na cidade de Diamantina, Minas Gerais, em 1883. A primeira grande hidrelétrica do Brasil foi construída em Juiz de Fora, Minas Gerais, inaugurada em 1889, com a finalidade de atender os serviços públicos de iluminação da cidade. Contudo, para o Brasil, se tornar a grande potência na produção de energia elétrica que é hoje, teve que abrir as portas ao capital privado fazendo com que durante 50 anos ficasse dependente das empresas estrangeiras, tendo o desenvolvimento adormecido e a soberania ultrajada. Isso dificultava também as primeiras ações do Estado na regulamentação deste setor no período de 1889 a 1930.

Por volta de 1930, no governo de Getúlio Vargas, houve a verdadeira reorganização do setor elétrico brasileiro, na qual, foi desenvolvida uma política energética baseada na interligação de redes elétricas, destacando-se também, a opção da geração hidrelétrica como a mais importante, dado o enorme potencial hidráulico do país. Na metade da década de 50, as usinas hidrelétricas estaduais e federais passaram a socorrer as empresas de capital privado que compuseram a AMERICAN & FOREIGN COMPANY (AMFORP), pois estas não conseguiram aumentar a oferta de energia elétrica da época (CRUZ, 1994).

A extensão do aparato energético brasileiro teve contribuição efetiva das empresas públicas entre 1952 e 1962. A participação estatal como produtor de eletricidade pregava a importância da criação de instrumentos eficazes para o desenvolvimento administrativo do setor. Nesse sentido, em 1962 durante o governo do presidente João Goulart, foi autorizada a criação de uma empresa por ações denominada, CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS S. A (Eletrobrás). Esta empresa passaria a ter como encargo, os estudos, projetos, construção e operação de hidrelétricas, linhas de transmissão e de distribuição de energia elétrica, no momento em que as empresas privadas não geravam energia suficiente para satisfazer a demanda do país. A construção de hidrelétricas públicas estaduais e federais impulsionou o desenvolvimento de uma indústria até então inexistente no Brasil, a de equipamentos elétricos pesados. O setor elétrico nacional caminhou para a aquisição de tecnologia própria nos projetos e na construção de usinas hidrelétricas. (CRUZ, 1994).

Em meados da década de 90, e a partir de um projeto de reestruturação do setor elétrico, o Ministério de Minas e Energia preparou as mudanças institucionais e operacionais que culminaram no atual modelo do setor elétrico. Neste modelo, o estado tem o papel de “regulador” e o exerce através da Agencia Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, cuja função principal consiste em direcionar as políticas públicas de desenvolvimento do setor elétrico (CRUZ, 1994).

### 2.2.2 Situação Atual

Apesar das reformas, o novo modelo não garantiu a suficiente expansão da oferta de energia, levando o país a um grande racionamento em 2001. Alguns estudiosos do setor atribuem o racionamento, entre outros fatores, à falta de

planejamento efetivo e de monitoramento eficaz. Foi então, a partir de 2004, que novos ajustes ao modelo foram feitos pelo governo com o intuito de reduzir os riscos de falta de energia e melhorar o monitoramento e o controle do sistema. Apesar de alterações significativas em alguns mecanismos inicialmente previstos, como o de compra de energia por parte das distribuidoras, pode-se dizer que a espinha dorsal do novo modelo foi preservada. De forma sintetizada, pode- se dizer que o setor elétrico brasileiro é atualmente caracterizado por:

- Desverticalização da indústria de energia elétrica, com segregação das atividades de geração, transmissão e distribuição.
- Coexistência de empresas públicas e privadas.
- Planejamento e operação centralizados.
- Regulação das atividades de transmissão e distribuição pelo regime de incentivos, ao invés do “custo do serviço”.
- Concorrência na atividade de geração.
- Coexistência de consumidores cativos e livres.
- Livres negociações entre geradores, comercializadores e consumidores livres.
- Leilões regulados para contratação de energia para as distribuidoras, que fornecem energia aos consumidores cativos.
- Preços da energia elétrica (commodity) separados dos preços do seu transporte (uso do fio).
- Preços distintos para cada área de concessão, em substituição à equalização tarifária de outrora.
- Mecanismos de regulação contratuais para compartilhamento de ganhos de produtividade nos setores de transmissão e distribuição.

A produção de energia elétrica no Brasil, atualmente, tem de maior participação da fonte hidráulica e reduzida participação da geração de usinas térmicas. Contudo, o sistema de produção de energia elétrica do Brasil pode ser classificado como um sistema hidrotérmico de grande porte interligado, com forte predominância de usinas hidrelétricas e com múltiplos proprietários. A maior parte da capacidade instalada é composta por usinas hidrelétricas, que se distribuem em 14 diferentes bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país de maior atratividade econômica. São os casos das bacias dos rios Tocantins, Madeira, Parnaíba, São Francisco, Paraguai,

Paranaíba, Grande, Paraná, Tietê, Paraíba do Sul, Paranapanema, Iguaçu, Uruguai e Jacuí onde se concentram as maiores centrais hidrelétricas. A geração de eletricidade baseada no uso de fontes alternativas como a solar fotovoltaica e eólica representa uma pequena proporção na matriz de produção de energia elétrica brasileira. Em contrapartida a produção de energia elétrica por fonte hidráulica chega a 78,8% de toda produção do país, como pode ser observado na Fig. (6).

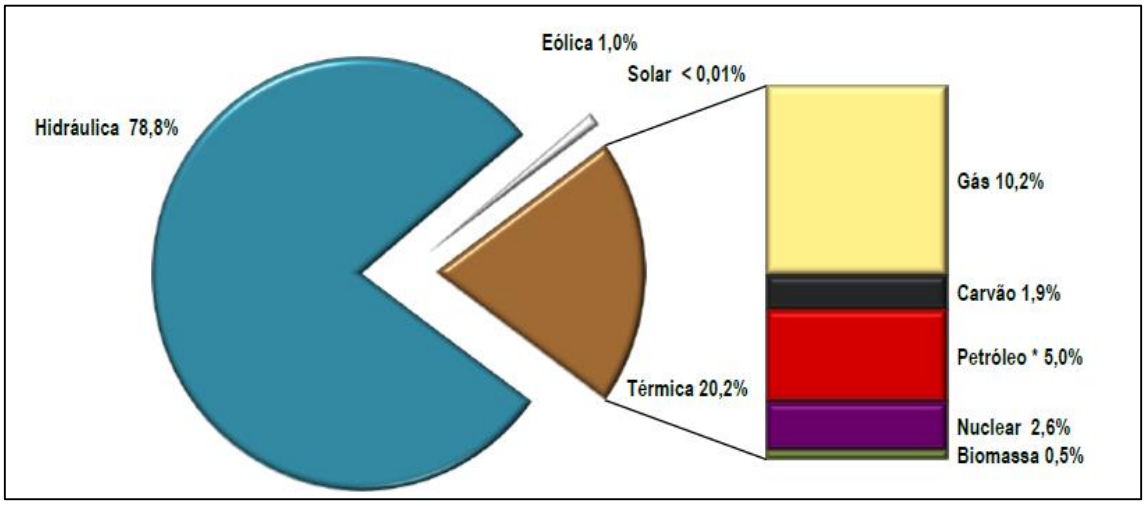


*Figura 6: Matriz de Produção de Energia Elétrica- Mar/2013. *Em petróleo estão consideradas as usinas a óleo combustível e as usinas biocombustíveis. Fonte: CCEE e Eletrobras.*

Os reservatórios nacionais situados em diferentes bacias hidrográficas não têm nenhuma ligação física entre si, sendo interligados por linhas de transmissão que funcionam como vasos comunicantes entre as bacias hidrográficas. O Brasil possui no total 3.000 empreendimentos em operação, totalizando 125.776.761 kW de potência instalada. Está prevista para os próximos anos uma adição de 36.574.282 kW na capacidade de geração do País, proveniente dos 152 empreendimentos atualmente em construção e mais 546 outorgadas (Site da Aneel, 2013).

O Sistema Interligado Nacional (SIN), demonstrado na Fig. (7), é formado pelas empresas das regiões Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e parte da região Norte. Apenas 3,4% da capacidade de produção de eletricidade do país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica.

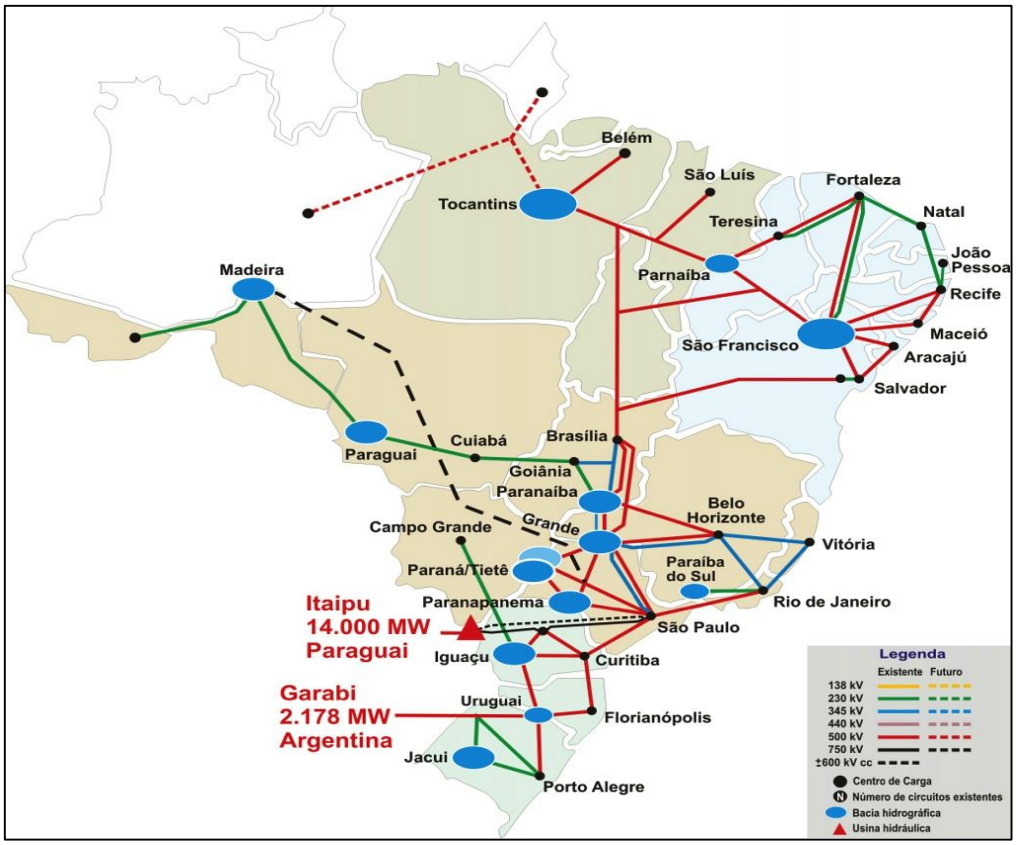


Figura 7: Sistema Interligado Nacional. Fonte: www.ons.org.br.

Nesta área isolada do SIN no mapa (Fig. 7) há sistemas isolados de geração de energia para a minoria da população, ficando então o restante sem acesso a eletricidade fazendo estes a maior parte dos 3,8 milhões de brasileiros que não possuem acesso à eletricidade. Sendo estes uma preocupação para a política do desenvolvimento do setor elétrico brasileiro.

A energia elétrica é vista como um produto e como todo produto tem a relação de compra e venda. E esse produto é cobrado na forma de uma conta de energia elétrica e as tarifas de energia cobradas são específicas para cada tipo de consumidor. Seus valores são devidos aos custos dos três sistemas: geração, transmissão e distribuição.

### 2.2.3 Estrutura Tarifária da Energia Elétrica

Para que seja feita a aplicação das tarifas de energia elétrica, os consumidores são identificados por classes e subclasses de consumo. Essas classificações podem ser observadas na Tab. (1).

Tabela 1: Classificação dos Consumidores.

| CLASSES E SUBCLASSES DE CONSUMO | DESCRIÇÃO |
|---|---|
| **Residencial** | Consumidores residenciais e tambémos consumidores residenciais de baixa renda cuja tarifa é estabelecida de acordo com critérios específicos. |
| **Industrial** | As unidades consumidoras que desenvolvem atividade industrial, inclusive o transporte de matéria prima, insumo ou produto resultante do seu processamento. |
| **Rural** | As atividades de agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, coletividade rural e serviço público de irrigação rural. |
| **Poder Público** | As atividades dos Poderes Públicos: Federal, Estadual ou Distrital e Municipal. |
| **Iluminação Pública** | A iluminação de ruas, praças, jardins, estradas e outros logradouros de domínio. Público de uso comum e livre acesso, de responsabilidade de pessoa jurídica de direito público; |
| **Serviço Público** | Os serviços de água, esgoto e saneamento. |
| **Consumo Próprio** | Fornecimento destinado ao consumo de energia elétrica da própria empresa de distribuição. |
| **Comercial, Serviços e Outras Atividades** | Os serviços de transporte, comunicação e telecomunicação e outros afins. |

Fonte: Tabela elaborada de Aneel, 2005.

As tarifas de energia elétrica são definidas baseadas na demanda de potência e no consumo de energia. A demanda de potência é medida em quilowatt e corresponde à média da potência elétrica solicitada pelo consumidor à empresa distribuidora, durante um intervalo de tempo especificado normalmente 15 minutos e é faturada pelo maior valor medido durante o período de fornecimento, em 30 dias. O consumo de energia é medido em quilowatt- hora (kWh) e corresponde ao valor acumulado pelo uso da potência elétrica disponibilizada ao consumidor ao longo de um período de consumo, também em 30 dias (Aneel, 2005).

As tarifas de demanda de potência são fixadas em reais por quilowatt (R$/kW) e as tarifas de consumo de energia elétrica são fixadas em reais por megawatt-hora (R$/MWh) e especificadas nas contas de energia, mensalmente, do consumidor em

reais por quilowatt-hora. Dependendo da estrutura tarifária e da modalidade de fornecimento na qual o consumidor está enquadrado irá definir o tipo de tarifa que este pagará (Aneel, 2005).

Segundo a Aneel, estrutura tarifária é definida como sendo o conjunto de tarifas aplicáveis aos componentes de consumo de energia elétrica e/ou demanda de potência, de acordo com a modalidade de fornecimento.

No Brasil os consumidores de energia elétrica são divididos em dois grupos: “Grupo A” e “Grupo B”. O primeiro está relacionado a consumidores de alta tensão (de 2,3 a 230 kV), e o segundo, a consumidores de média e baixa tensão (tensão inferior a 2,3 kV). O grupo A subdivide-se em dois tipos, os que são convencionais e os horo sazonais, como mostrado na Tab. (2), e os demais subgrupos (ANEEL, 2005).

*Tabela 2: Estrutura Tarifária.*

| **Grupo A** | | **Grupo B** |
|---|---|---|
| | Horo sazonal | Convencional |
| **A1:** para o nível de tensão de 230 kV ou mais.<br><br>**A2:** para o nível de tensão de 88 a 138 kV.<br><br>**A3:** para o nível de tensão de 69 kV. | **Azul** | **B1:** Classe residencial e subclasse residencial baixa renda.<br><br>**B2:** Classe rural, abrangendo diversas subclasses, como agropecuária, cooperativa de eletrificação rural, indústria rural, serviço público de irrigação rural.<br><br>**B3:** Outras classes: industrial, comercial, serviços e outras atividades, poder público, serviço público e consumo próprio.<br><br>**B4:** Classe iluminação pública. |
| *__A3a:__ para o nível de tensão de 30 a 44 kV.<br><br>*__A4:__ para o nível de tensão de 2,3 a 25 kV.<br><br>*__AS:__ para sistema subterrâneo. | **Verde**<br>(Convencional: demanda < 300 kW) | |

*Pode pertencer também ao horo-sazonal Azul. Fonte: Tabela elaborada de Aneel, 2005.

As tarifas do “grupo A” são construídas em três modalidades de fornecimento: convencional, horo sazonal azul e horo sazonal verde, sendo que a convenção por

cores é apenas para facilitar a referência e diferencia-las em um quesito, sendo que na **estrutura tarifária horo sazonal Azul** (tensão de fornecimento igual ou superior a 69 kV) a demanda de potência contratada tem custo único, e na **estrutura horo sazonal Verde** (tensão de fornecimento inferior a 69 kV) esse custo varia na ponta ou fora ponta. Contudo, em ambos, o custo do consumo é diferenciado em ponta e fora ponta (Aneel, 2005).

A **estrutura tarifária convencional** é caracterizada pela aplicação de tarifas de consumo de energia e/ou demanda de potência independentemente das horas de utilização do dia e dos períodos do ano. A tarifa convencional apresenta um valor para a demanda de potência em reais por quilowatt e outro para o consumo de energia em reais por megawatt-hora. O consumidor atendido em alta tensão pode optar pela estrutura tarifária convencional, se atendido em tensão de fornecimento abaixo de 69 kV, sempre que tiver contratado uma demanda inferior a 300 kW (Aneel, 2005).

Em relação aos custos das tarifas, cabe a ANEEL fixar uma tarifa justa ao consumidor e que estabeleça uma receita capaz de garantir o equilíbrio econômico financeiro da concessão. A receita da concessionária de distribuição se compõe de duas parcelas: parcela A relativa aos custos não gerenciáveis e a parcela B, relativa a custos gerenciáveis.

O Parcela A da receita refere-se ao repasse dos custos considerados não gerenciáveis, seja porque seus valores e quantidades, bem como sua variação no tempo, independem de controle da empresa (como, por exemplo, o valor da despesa com a energia comprada pela distribuidora para revenda aos seus consumidores), ou porque se referem a encargos e tributos legalmente fixados, como a Conta de Desenvolvimento Energético, Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica, entre outros (ANEEL, 2005).

A Parcela B refere-se à cobertura dos custos de pessoal, de material e outras atividades vinculadas diretamente à operação e manutenção dos serviços de distribuição, bem como dos custos de depreciação e remuneração dos investimentos realizados pela empresa para o atendimento do serviço. Esses custos são identificados como custos gerenciáveis, porque a concessionária tem plena capacidade em administrá-los diretamente e foram convencionados como componentes da Parcela B da Receita Anual Requerida da Empresa (Aneel, 2005).

A Figura (8) demonstra a participação dos itens da Parcela A (Custos de Energia, Custos de Transmissão e os Encargos Setoriais), e dos itens gerenciáveis

(Parcela B), na composição da nova Receita Anual da CEB-DISTRIBUIDORA (CEB-DIS).

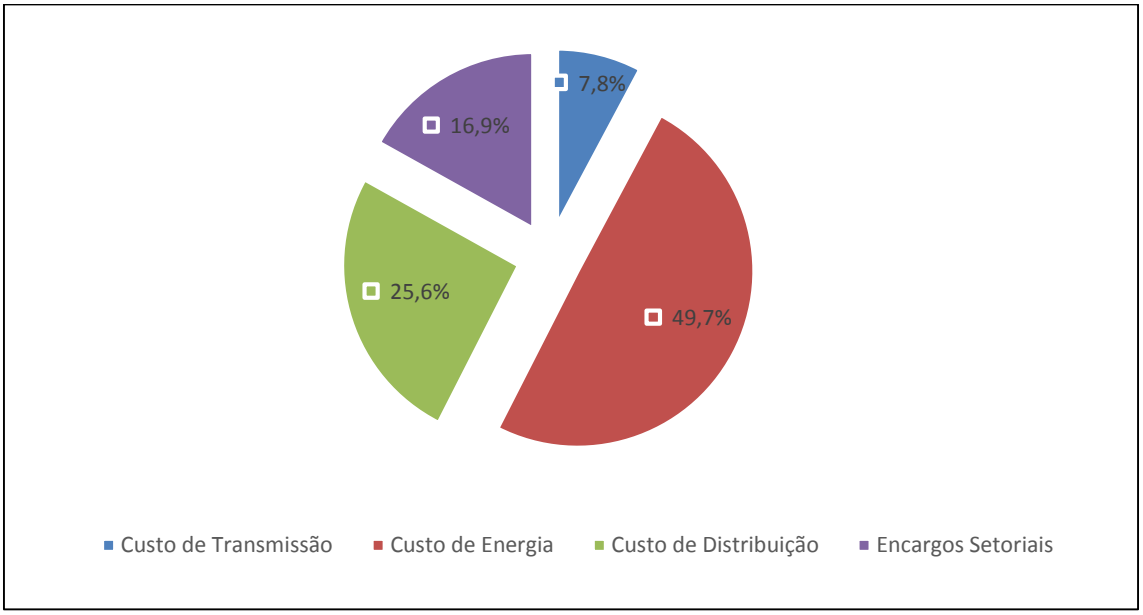


Figura 8: Participação dos itens da Parcela "A" e "B" na Receita. Fonte: Modificado- Dados referentes a Receita do ano de 2011 da CEB-D Nota técnica nº 215/2011/Aneel.

Na Figura (9) demonstra a participação de cada segmento na composição da receita do ano de 2011 da CEB- DIS, ou seja, quanto de cada conta de energia elétrica se destinou aos segmentos de geração, transmissão e distribuição, aí estão inclusos os custos de operação e manutenção (O&M), a depreciação dos ativos e a remuneração do capital investido, bem como quanto se destina ao pagamento dos encargos setoriais e dos tributos (Nota Técnica nº215- Aneel, 2011).

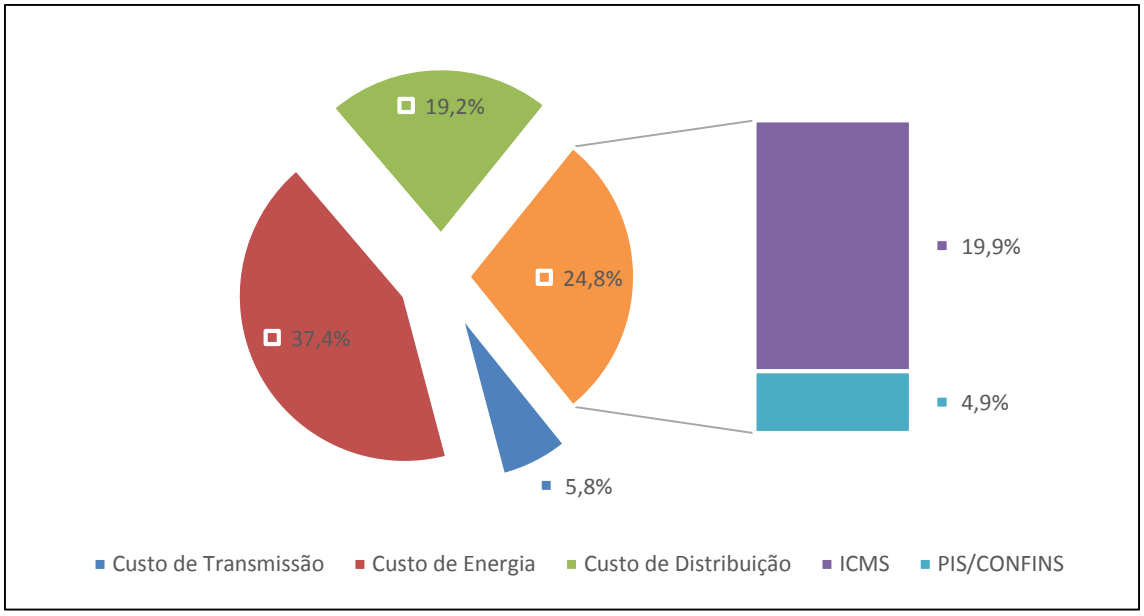


Figura 9: Composição da Receita com Tributos. Fonte: Modificado- Nota técnica nº 215/2011/Aneel.

A partir da Fig. (9) pode- se identificar que o maior imposto que se paga é relacionado ao ICMS que significa o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Serviços. É um imposto que cada um dos Estados e o Distrito Federal podem instituir, como determina a Constituição Federal de 1988 e como a energia elétrica é um produto, esta acaba participando também da cobrança desse tributo.

Assim, a tarifa de fornecimento de energia elétrica da distribuidora é segregada em duas: a tarifa de uso do sistema de distribuição-TUSD e a tarifa de energia- TE.

A TUSD compreende os custos do serviço de distribuição, encargos setoriais, remuneração dos investimentos e suas depreciações. A TE compreende os custos de compra com energia elétrica que inclui também encargos setoriais associados.

Contudo, veremos nas análises deste trabalho que o ICMS afeta a atratividade econômica e poderá está sendo cobrado indevidamente quando se trata de GD pela REN 482/2012.

### 2.2.4 Aneel

Uma das grandes barreiras ao desenvolvimento da GD era a falta de regulamentação específica para o seu acesso ao sistema de distribuição, pois a interconexão destes geradores aos sistemas elétricos das distribuidoras é uma

questão estratégica muito importante que regula um conjunto de relações técnicas, comerciais e empresariais e, portanto devem ser bem disciplinadas.

Analisando o histórico do sistema de geração brasileiro, verifica- se que até os anos 60, a autoprodução de energia elétrica era praticamente proibida. Nas décadas seguintes 70, 80 e parte de 90 houve um crescimento de geração não interligada, destinada para a autoprodução.

Após a criação da ANEEL em 1997, surgiram resoluções relacionadas diretamente à GD, como por exemplo, a 394 de 1998 e a 112 de 1999. A primeira resolução estabelece os critérios para o enquadramento de empreendimentos hidrelétricos na condição de pequenas centrais hidrelétricas, enquanto que a segunda estabelece os requisitos necessários à obtenção de Registro ou Autorização para a implantação, ampliação ou repotenciação de centrais geradoras termelétricas, eólicas e de outras fontes alternativas de energia (LOPES, 2003).

As condições gerais de contratação do acesso, compreendendo o uso e a conexão, aos sistemas de transmissão e distribuição de energia elétrica foi estabelecido pela resolução 281 de 1999 da Aneel com finalidade de incentivar a utilização racional e estimular novos investimentos na expansão dos sistemas elétricos. Com a crise energética em 2001, houve os primeiros incentivos às fontes alternativas com a criação do Programa Emergencial de Energia Eólica (Proeólica). A partir disso, foi promulgada a Lei n° 10.438, de 26 de abril de 2002, que dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária e universalização do Serviço Público de Energia Elétrica, criou-se também, o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) e a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) que dispõem sobre a universalização do serviço público de energia elétrica brasileira (LOPES, 2003).

Esta série de incentivos às fontes alternativas abriram as portas para a GD, contudo, nessa época, ainda os requisitos mínimos e os critérios e procedimentos para a interconexão não tinham sido regulamentados. Para resolver a falta de regulamentação relacionada ao estabelecimento de padrões de interconexão justos e uniformes, surge a recente regulamentação do setor elétrico nacional que estabelece normas mais específicas para a GD e fornece diretrizes para sua inserção no sistema de distribuição. É o caso da resolução nº 482 de 2012, que estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica e estabelece também as condições de participação no

sistema de compensação de energia elétrica. Esta resolução deve ser consultada em conjunto com a Seção 3.7 do Módulo 3 dos procedimentos de distribuição (PRODIST) e com a resolução nº 414 de 2010, que estabelece as condições gerais de fornecimento de energia elétrica de forma atualizada e consolidada.

## 2.3 REN 482/2012

### 2.3.1 Surgimento da REN 482/2012

No ano de 2010 a Portaria ANEEL nº 1.447, de 12 de janeiro, aprovou a agenda regulatória indicativa da Superintendente de Regulação dos Serviços de Distribuição (SRD), na qual consta o seguinte item:

“9-Diminuir os obstáculos para o acesso de pequenas centrais geradoras aos sistemas de distribuição.”

Teve então a necessidade de realizar instrumentos regulatórios no Brasil para incentivar a geração distribuída de pequeno porte, a partir de fontes renováveis de energia, conectada na rede de distribuição. Pois a regulação naquele momento não incluía microgeração e minigeração com acesso à rede de distribuição. E para isso recebeu-se contribuições dos agentes interessados e a sociedade em geral sobre as questões que o regulador deve enfrentar para reduzir as barreiras existentes, questões essas abertas na consulta pública nº 15/2010 apresentadas na Nota Técnica nº 0043/2010-SRD/ANEEL que elencou 33 questões divididas em seis temas: Caracterização dos empreendimentos, Conexão à rede, Regulação, Comercialização de Energia, Propostas e Questões Gerais:

- Caracterização dos empreendimentos

Neste tópico foi questionado sobre qual a melhor forma de caraterização de uma pequena central geradora, qual melhor potência de ser utilizada, se a potência injetada na rede deveria ter um limite e levantaram-se questões também sobre os

custos médios da energia gerada a partir das fontes estabelecidas para microgeração e minigeração.

- Conexão à rede

Aqui foram questionados se as distribuidoras ou alguma distribuidora já tinha normas técnicas relacionada à conexão de micro e minigeração à rede de distribuição. E se sim, se essas informaram adequadamente a conexão de geradores em paralelo à rede de distribuição. Foram abordadas também quais as principais limitações técnicas da rede de distribuição para a conexão de geradores em média e baixa tensão e quais os riscos em geral.

Outras questões importantes foram em relação da padronização os critérios técnicos do acesso à rede, o que cabia a regulamentação orientar as distribuidoras, as dimensões de custos dos sistemas de proteção e para a distribuidora com a análise dos projetos de inserção de geração distribuída de pequeno porte.

- Regulação

Sobre a regulação procurou identificar quais são as barreiras regulatórias à expansão da pequena geração distribuída, quais flexibilizações das exigências regulamentares seriam necessárias em função da potência instalada ou injetada na rede. O que precisaria ainda ser regulado e questões em relação à tarifa de uso apropriada para esses pequenos geradores e se algum benefício seria necessário além do incentivo ao uso de fontes renováveis já existentes.

- Comercialização de Energia

Para a comercialização de energia foram destacado interesse na contratação de energia distribuída pelas distribuidoras que desde 2005 realizaram poucas chamadas públicas para contratar GD. Questionando quais as dificuldades, como os riscos podem ser minimizados e possibilidades da criação de benefícios.

- Propostas

Foram listadas propostas sobre a viabilidade operacional para atribuir as distribuidoras a tarefa de medição e contabilização da energia injetada na rede pelos pequenos geradores distribuídos, além da energia consumida em sua instalação,

ainda que de forma remunerada, para viabilizar economicamente aos respectivos agentes a injeção de energia na rede. Apontando também se a utilização de créditos de energia gerados em um mês (em kWh) para abater o consumo em outro mês viabilizaria a instalação de pequenos geradores (Net Metering). E para caso afirmativo, seriam quais fontes e se o desenvolvimento desse novo empreendimento de GD teria a necessidade de compras compulsórias ou subsídios cruzados para este tipo de energia.

- Questões Gerais

Neste item foram tradas questões sobre as limitações tecnológicas à implantação de pequenos geradores distribuídos, se haveria interesse de consumidores, em geral, na aquisição e instalação de microgeração ou minigeração. Dúvida em relação qual tipo de tarifa será adotada: Tarifa Feed-in, Quotas, Net Metering, Certificados de Energia, Investimento Público e/ou Leilões de Energia? E quais demais tipos de mecanismo de promoção que poderiam ser adotados.

A partir do questionário com essas dúvidas foram recebidas 577 respostas/contribuições de 39 agentes, incluindo representantes das distribuidoras, geradoras, universidades, fabricantes, consumidores, comercializadores, empresas de engenharia e demais interessados no tema. No entanto, a próxima etapa consistiu no estudo das normas internacionais e consideração das contribuições recebidas na Consulta Pública para elaboração de proposta de revisão dos regulamentos da ANEEL, no que se referem à geração distribuída, com a abertura de Audiência Pública. E com a Nota Técnica n° 0004/2011-SRD/ANEEL, de 9/02/2011 apresentou-se o resultado da análise dessas contribuições.

Após o parecer jurídico da Procuradoria Geral da ANEEL - PGE concluiu-se competência da ANEEL para regular tal assunto. E adicionalmente, os regulamentos podem obrigar a distribuidora a adotar o Sistema de Compensação de Energia se o consumidor com geração distribuída solicitar, desde que sejam respeitadas as condições técnicas das redes e que os custos pela troca dos medidores sejam arcadas pelo acessante.

Então, foi aberta a Audiência Pública nº 42/2011 (analisada pela Nota Técnica n° 0020/2012) para receber mais contribuições por um período de aproximadamente

de dois meses, com seção presencial na sede da ANEEL, disponibilizando minuta de resolução e minuta de nova seção (seção 3.7) do módulo 3 do PRODIST com propostas para reduzir barreiras para geração distribuída de microgeração e minigeração.

### 2.3.2 Procedimentos de Distribuição (PRODIST)

Os procedimentos de distribuição são documentos elaborados pela ANEEL cujo objetivo é normatizar e padronizar as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. São um conjunto de regras com vistas a subsidiar os agentes e consumidores do sistema elétrico nacional na identificação e classificação de suas necessidades para o acesso ao sistema de distribuição, disciplinando formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica, sistematizando a troca de informações entre as partes, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade. O PRODIST contém 9 módulos:

- Módulo 1: Introdução
- Módulo 2: Planejamento da Extensão do Sistema de Distribuição
- Módulo 3: Acesso ao sistema de distribuição
- Módulo 4: Procedimentos operativos do Sistema de Distribuição
- Módulo 5: Sistemas de Medição
- Módulo 6: Informações Requeridas e Obrigações
- Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição
- Módulo 8: qualidade de Energia Elétrica
- Módulo 9: Ressarcimento de Danos Elétricos

As principais alterações sugeridas no PRODIST a partir da REN482/2012 constam do Módulo 3 e referem-se em procedimentos para acesso da micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de eletricidade. Os itens tratados são: etapas para a viabilização do acesso; critérios técnicos e operacionais; requisitos dos projetos; implantação de novas conexões; requisitos para operação, manutenção e segurança da conexão; sistema de medição; e contratos.

Dentre outros aspectos, destaca-se que é atribuída à distribuidora a responsabilidade de realizar todos os estudos para a integração da micro e minigeração distribuída, sem ônus para o acessante, definindo os requisitos técnicos mínimos necessários para a conexão. Outro ponto a notar é que as fontes de geração classificadas como micro ou minigeração estão dispensadas da celebração do CUSD (Contrato de Uso do Sistema de Distribuição) e CCD (Contrato de Conexão) para as centrais que participem do sistema de compensação de energia da distribuidora local. Para os minigeradores é suficiente firmar o Acordo Operativo. Para os microgeradores deverá ser formalizado o Relacionamento Operacional, introduzido nessas alterações do PRODIST (EPE, 2012).

### 2.3.3 O que é a REN 482/2012

Em resumo, a Resolução Normativa nº 482, aprovada em 17 de abril de 2012, estabelece as condições gerais para a instalação de geração distribuída de pequeno porte, que incluem a microgeração e a minigeração. A norma adicionou a Seção 3.7 (Acesso de Micro e Minigeração Distribuída) ao Módulo 3 do PRODIST e criou o Sistema de Compensação de Energia, que permite ao consumidor instalar pequenos geradores em sua unidade consumidora e trocar energia com a distribuidora local. A regra é válida para geradores que utilizem fontes incentivadas de energia (hídrica, solar, biomassa, eólica e cogeração qualificada). Por esse sistema, a unidade geradora instalada em uma residência, por exemplo, fica habilitada a produzir energia e a injetar no sistema da distribuidora o excedente não consumido, podendo utilizar o crédito para abater o consumo nos 36 meses subsequentes. As informações sobre os créditos constarão da fatura do consumidor (Relatório Aneel, 2012).

De forma geral, a REN 482/2012 está subdividida em seis capítulos sendo o primeiro capítulo das disposições preliminares, o segundo do acesso aos sistemas de distribuição, o terceiro do sistema de compensação de energia elétrica, o quarto da medição da energia elétrica, o quinto das responsabilidades por dano ao sistema elétrico e o sexto, por tanto o último, das disposições gerais.

A distribuidora deve disponibilizar para seus consumidores as normas técnicas relacionadas a conexão de microgeração e minigeração ao seus sistemas de distribuição. Deve também, respeitar os prazos estabelecidos pela REN 482/2012,

caso o consumidor queira conectar sua unidade geradora à rede, desde o pedido de conexão da unidade consumidora até a vistoria final para ser autorizada esta conexão.

As principais condições de acesso à rede são as adequações do sistema de medição dentro do prazo estabelecido da vistoria, sendo que os custos referentes à adequação do sistema de medição necessário, para implantar o sistema de compensação de energia elétrica, são de responsabilidade do interessado. A instalação do sistema de geração deve obter os equipamentos que garantem a qualidade da conexão com a rede, para que não haja perturbação no sistema de distribuição.

Para este trabalho o capítulo que se refere ao **sistema de compensação**, Capítulo III, que será abordado nas análises. Sendo importante então, mais explicações de como o sistema de compensação de energia elétrica procede, pois, para que os consumidores possam aderir ao sistema de compensação de energia elétrica deverão ser observadas as disposições desta Resolução e mais especificamente neste capítulo.

#### 2.3.3.1 Classificação de Micro e Minigeração

A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 estabelece as seguintes definições em relação a classificação de potência gerada:

- **Microgeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 100 kW e que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;
- **Minigeração distribuída:** central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio de instalações de unidades consumidoras;

### 2.3.4 Sistema de Compensação de Energia Elétrica

A Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012 define o Sistema de Compensação como um arranjo no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade.

Esse sistema é também conhecido pelo termo em inglês *net metering*. Assim, um consumidor de energia elétrica instala pequenos geradores em sua unidade consumidora e a energia gerada excedente é usada para compensar o consumo de energia elétrica da unidade. Ou seja, quando a geração for maior que o consumo, o saldo positivo de energia poderá ser utilizado para compensar o consumo do mesmo mês ou de meses subsequentes devendo ser observado a relação do posto tarifário. Há ainda a possibilidade de o consumidor utilizar esses créditos em outra unidade (desde que as duas unidades consumidoras estejam na mesma área de concessão e sejam do mesmo titular).

A origem do *net metering* está na própria iniciativa governamental, de aumentar o crescimento econômico local, os investimentos privados de energias renováveis, aumentar o uso de diferentes tipos de fontes de energia e também melhorar o meio ambiente (RODRÍGUEZ, 2012).

O entendimento correto desse sistema como está escrito na resolução é muito importante para que não ocorra nenhum equívoco quanto ao seu uso, tanto do lado do consumidor quanto para o da distribuidora. Um dos primeiros desse entendimento é em relação de como é entendido o crédito de energia, se será como venda, troca ou empréstimo.

A energia ativa injetada à rede elétrica da distribuidora pela unidade consumidora é tida como título de empréstimo gratuito para a distribuidora, sendo esse crédito em quantidade de energia ativa a ser consumida por um prazo de trinta e seis meses, ou seja, após esse prazo o crédito será anulado, com isso, não se deve definir esse crédito como nenhum tipo de comercialização.

A unidade consumidora integrante do sistema de compensação que em determinado mês tiver crédito de energia maior ou igual ao consumo da distribuidora, tendo sua conta de energia elétrica zerada, terá que no mínimo pagar o valor referente

ao custo de disponibilidade para o consumidor do grupo B, ou da demanda contratada para o consumidor do grupo A, conforme o caso:

Se a unidade consumidora em que a energia excedente foi gerada, obtendo então o crédito de energia para o mês, tiver dois postos horários (ponta e fora ponta) deverá ser feita a relação entre os valores das tarifas de energia- TE da distribuidora em que obtêm a conexão para que se possa garantir a equivalência dos créditos. Observando que se a energia gerada foi em um determinado posto tarifário esta devera primeiramente ser compensada no mesmo posto horário e o excedente será feita a relação para o outro posto horário.

O consumidor que tenha mais de uma unidade consumidora, tendo estas o mesmo Cadastro de Pessoa Física- CPF ou Cadastro de Pessoa Jurídica- CNPJ junto ao Ministério da Fazenda, tem a opção de escolher em qual unidade consumidora terá prioridade para que seja feita a compensação dos créditos de energia, sendo que a primeira a ter seu consumo compensado devendo ser a que se encontra instalada o sistema de geração.

Para que o consumidor saiba qual seu crédito de energia este deve ser informado na conta de energia da unidade consumidora participante do sistema de compensação. Na conta, deverá informar o saldo positivo de energia ativa para o ciclo subsequente em quilowatt- hora (kWh), por posto tarifário, se houver, e também o total de créditos que expirarão no próximo ciclo.

#### 2.3.4.1 *TARIFA FEED IN* Versus *NET METERING*

É importante destacar que cada país adotou estratégias distintas para incentivar a instalação de geração distribuída a partir de fontes renováveis instaladas no sistema de distribuição. Os principais mecanismos utilizados foram a criação de uma tarifa especial (*Feed-in*) para cada tipo de fonte ou a adoção do sistema de medição líquida da energia injetada na rede de distribuição (*Net Metering*) ou também estabelecimento de quotas de energia, por fonte, que devem ser compradas compulsoriamente pelas distribuidoras. O sistema de quotas é estabelecido, como o próprio nome se refere, uma quota de energia a ser compulsoriamente adquirida pelas distribuidoras para cada fonte de energia que se deseja incentivar, repassando os custos de compra dessa energia mais cara aos consumidores.

O ***sistema Feed- in*** consiste no pagamento de uma tarifa mais vantajosa para as centrais geradoras que utilizam fontes renováveis de energia, quando comparada com as fontes convencionais. O objetivo é viabilizar a implantação de GDs, que possuem custos mais elevados de produção. Esse tipo de incentivo foi implantado pelos governos em vários países, não sendo função dos órgãos reguladores, pois se trata de política pública voltada para a diversificação da matriz energética, com o uso de fontes renováveis. Essas tarifas diferenciadas normalmente são garantidas por um período determinado, 10 a 20 anos, que seria o tempo necessário para permitir o desenvolvimento das fontes alternativas, com consequente redução de custos (NT nº 0043, 2010).

Já o ***sistema Net Metering*** consiste na medição do fluxo de energia em uma unidade consumidora dotada de pequena geração, por meio de medidores bi direcionais ou dois unidirecionais. Dessa forma, registra- se o valor líquido da energia no ponto de conexão, ou seja, se a geração for maior que a carga, o consumidor recebe um crédito em energia ou em dinheiro na próxima fatura. Caso contrário, o consumidor pagará apenas a diferença entre a energia consumida. Contudo, a REN 482/2012 determina que o consumidor receba apenas o crédito de energia na próxima fatura, sendo este debitado do consumo de energia e não do valor da fatura. Não havendo relação em dinheiro apenas de energia em kWh consumido e gerado (NT 0043, 2010).

Na Tabela (3) tem-se alguns países e seus respectivos incentivos para a GD. Além dos sistemas relacionados a tarifa de energia, há outros incentivos como países que tem certificado de energias renováveis, investimentos públicos em novas fontes de energia, leilões públicos de energia, reduções nos impostos, entre outros.

Tabela 3: Incentivos para Geração Distribuída (o ponto sem preenchimento significa que apenas alguns estados adotaram esse sistema, outros não).

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

Fonte: Modificado de REN21, 2013.

Existem países que possuem mais formas de incentivos para GD do que outros como pode ser observado na Tab. (3), porém isso depende das políticas de incentivo adotadas pela necessidade e característica de cada local. Se diferenciando assim dos tipos de incentivo, também da quantidade de que fazem parte e dos tipos de fontes adotadas.

### 2.3.5 Atratividade da GD a partir da energia solar

As possibilidades econômicas de exploração do recurso energético solar podem ser divididas em duas formas. A primeira por sistema térmico solar, em que são usados para aquecimento de água. E a segunda, por sistema fotovoltaico em que tem- se a geração de energia elétrica.

Os **sistemas térmicos solares** para aquecimento de água já são utilizados no Brasil, porém possui um número ainda pequeno de sistemas solares instalados para aquecimento de água quando comparado com países como China, Israel, Turquia, Grécia, Alemanha, etc., e é, portanto, um grande mercado a ser explorado comercialmente. O uso desse sistema ainda é baixo, pois o chuveiro elétrico é o equipamento mais empregado para tal aquecimento e este apresenta um custo reduzido para instalação e pode consumir uma potência de até 6 kWh competindo com valores ainda elevados para implementação de um sistema solar para função similar. No entanto, o custo pago pela empresa de distribuição de energia elétrica para

atender a demanda de energia durante o pico causado pelo uso de chuveiros elétricos é consideravelmente maior, de forma que políticas de incentivo para adoção em larga escala de sistemas solares de aquecimento poderiam ser praticadas pelas empresas responsáveis pela distribuição de eletricidade. A lei no. 10.295 estabelece uma política nacional para a racionalização e conservação da energia que visa incentivar a adoção de aquecimento solar (SWERA, 2006).

Os **sistemas fotovoltaicos** são muito menos utilizados no Brasil do que os sistemas térmicos solares, por terem um custo de implantação ainda mais elevado. No entanto, o potencial de uso de SFV no Brasil é imenso, e pode ser estimado de dezenas a centenas de MWp somente, por exemplo, na região amazônica. Enquanto a distribuição da radiação solar na região é considerável, e com pequena variação sazonal, a distribuição dos recursos eólicos na região é uma das piores do país. Dessa forma, a tecnologia solar fotovoltaica é uma das alternativas mais viáveis de energia renovável atualmente disponível para atender a demanda dessa região, que é dispersa e de relativamente pequena densidade energética (SWERA, 2006).

A economia de combustível fóssil e a redução de emissão de gases do efeito estufa são exemplos dos benefícios trazidos pela adoção de um sistema simples com a adição de gerador fotovoltaico sem capacidade de armazenamento de energia à uma planta térmica alimentada com óleo diesel. Acrescenta-se a isso a perspectiva de conversão futura para uma configuração fotovoltaico/célula de combustível resultaria numa geração 100% “limpa e renovável” baseada exclusivamente no recurso solar (SWERA, 2006).

A maior parte do crescimento do mercado fotovoltaico está relacionada a instalações conectadas à rede nos países desenvolvidos como Alemanha, Espanha, Itália, Japão, entre outros. Existe um imenso potencial para essa aplicação em áreas urbanas ensolaradas por todo o mundo. O Brasil está particularmente bem situado para esse tipo de aplicação, por causa da considerável disponibilidade de recurso energético solar já mostrado, e o alto valor que pode ser dado ao SFV em áreas comerciais de centros urbanos. Contudo, deve-se analisar a melhor viabilidade econômica a ser adquirida por esse sistema (SWERA, 2006).

Os SFV podem contribuir para a capacidade máxima de uma rede se o pico de demanda ocorre no período diurno. Regiões comerciais com altas cargas de ar-condicionado no horário do meio-dia em geral possuem curvas de demanda em boa sincronia com a radiação solar. Outro fator importante para essa análise é a

comparação entre os valores de pico de carga no inverno e no verão. Quanto maior a demanda no verão em comparação com o período de inverno, maior a possibilidade de a carga coincidir com a disponibilidade do recurso solar. Esse é o comportamento típico na maioria das capitais do Brasil. Curvas de dados de consumo das áreas urbanas de todo o país mostram diferença entre as regiões onde prédios comerciais dominam, apresentando picos de demanda no período diurno, e regiões residenciais, onde os valores de pico de demanda ocorrem ao anoitecer. Como podem ser observados na Fig. (10) e (11), respectivamente.

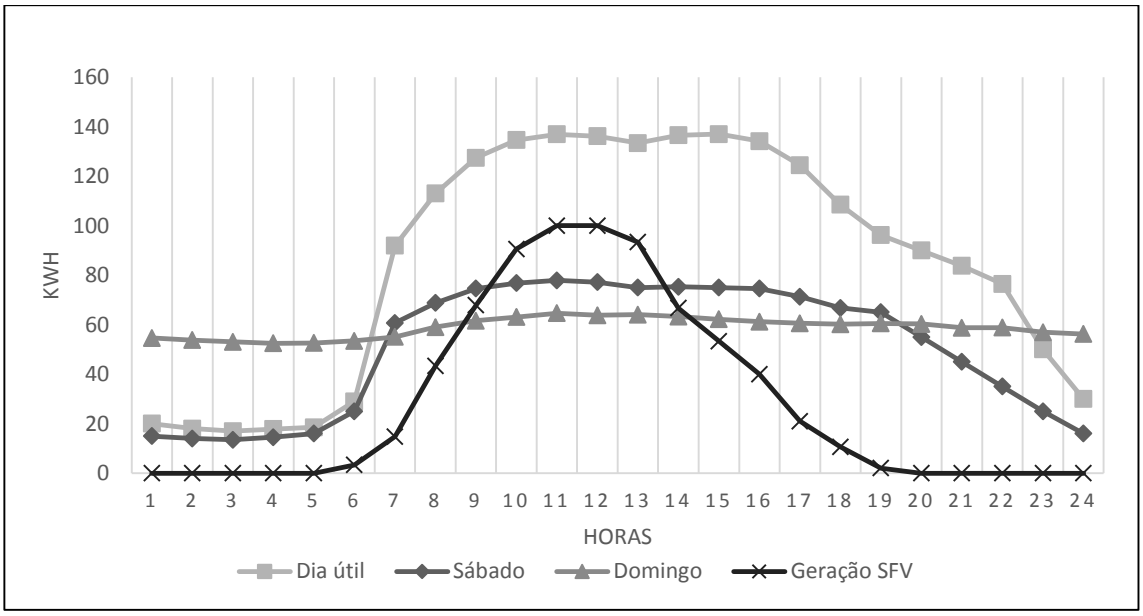


Figura 10: Curva de carga comercial- Alta tensão. Fonte: Elaborado de dados da Aneel.

Na Figura (10) pode ser observado o comportamento do consumo de consumidores de alta tensão, denominados consumidores do Grupo “A”. São geralmente compostos, por exemplo, de indústrias e comércios tendo o consumo de energia elétrica destes mais intenso no período diurno. Fazendo com que o pico da curva de geração de energia do SFV e o pico da curva de carga serem coincidentes.

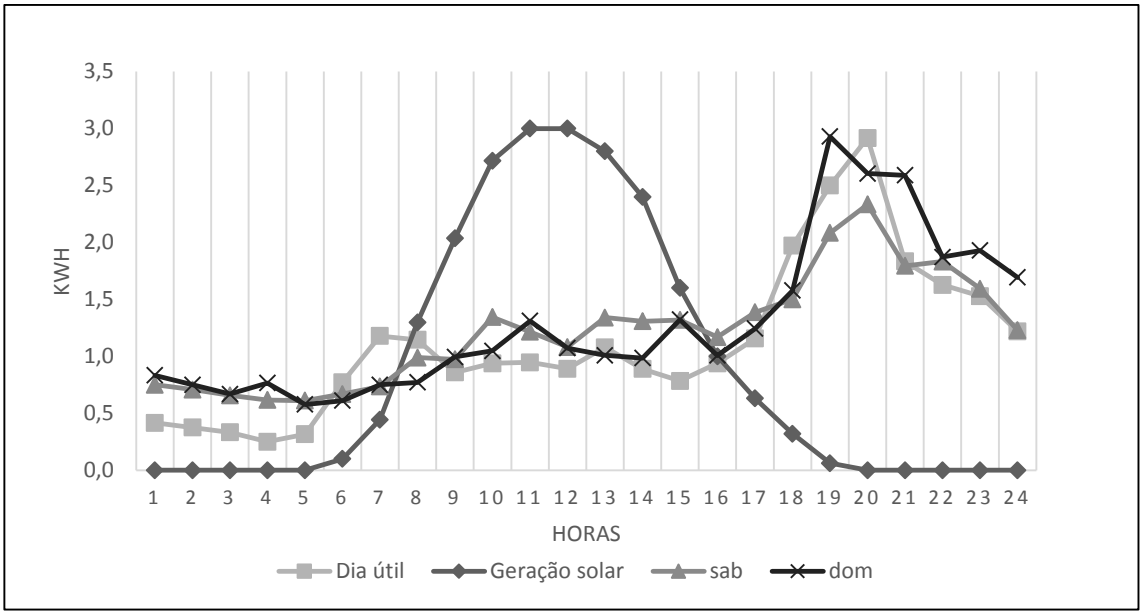


*Figura 11: Curva de carga residencial - Baixa Tensão. Fonte: Elaborado de dados da Aneel.*

No entanto, como observado na Fig. (11), tem- se o comportamento dos consumidores de baixa tensão, classificados como Grupo “B”, demostrando que o pico da curva de carga não coincide com a curva de geração de energia do SFV.

Para fazer melhor proveito da natureza distribuída da geração solar de eletricidade, é importante saber a capacidade fotovoltaica de diferentes regiões da cidade quando for instalado uma nova estação fotovoltaica, de maneira a selecionar o consumidor com maior potencial de crédito (SWERA, 2006).

A Figura (12) demonstra que para uma curva de demanda típica em um centro urbano, o efeito de redução de pico ao adicionar um pequeno número de módulos fotovoltaicos para auxiliar na redução dos requisitos de carga da rede.

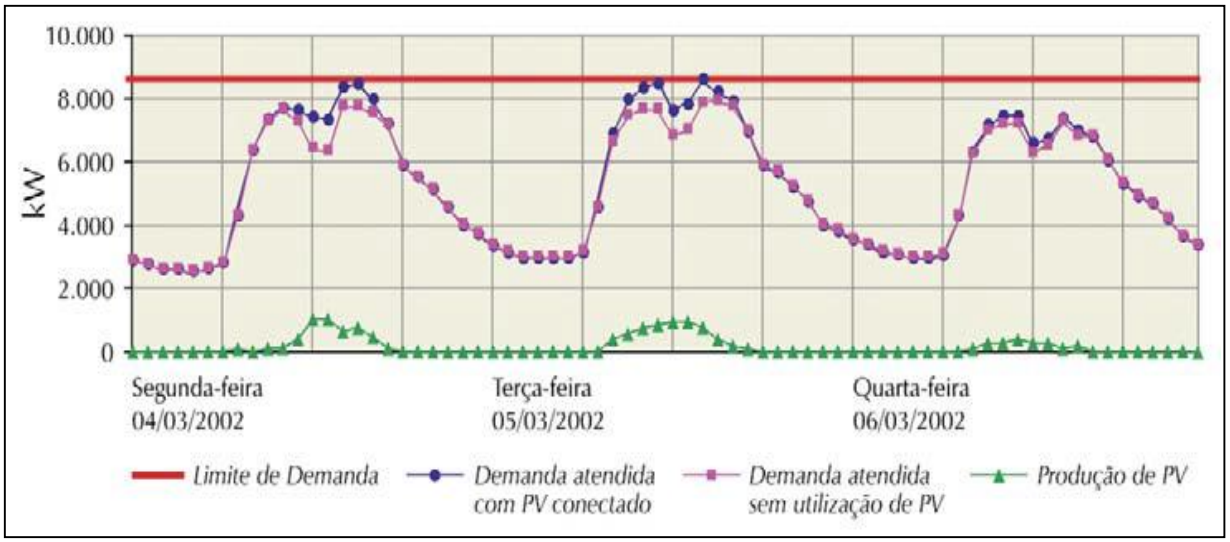


Figura 12: Demanda típica em um centro urbano e o efeito da redução do pico com um SFV. Fonte: SWERA- Atlas Brasileiro de Energia Solar, (1ª Ed.) 2006

Em um futuro próximo, quando o uso de SFV interligados à rede elétrica se tornar mais difundido, com a redução dos custos e reconhecimento dos benefícios da geração fotovoltaica distribuída, o levantamento do potencial efetivo de amenização de carga será de alto valor estratégico para fornecedores de energia e investidores (SWERA, 2006).

*2.3.6.2 Agentes de geração pela REN 482/2012*

A quantidade de consumidores participantes da REN 482/2012 pode ser observada no site da Aneel, denominados “Agentes de Geração” e atualmente estão registrados 27 agentes de geração relativos a Resolução desde sua publicação. Os sistemas instalados são de maioria solares fotovoltaicos, mas já faz parte também a geração eólica e termelétrica de biomassa, como pode-se observar na Fig. (13), a seguir:

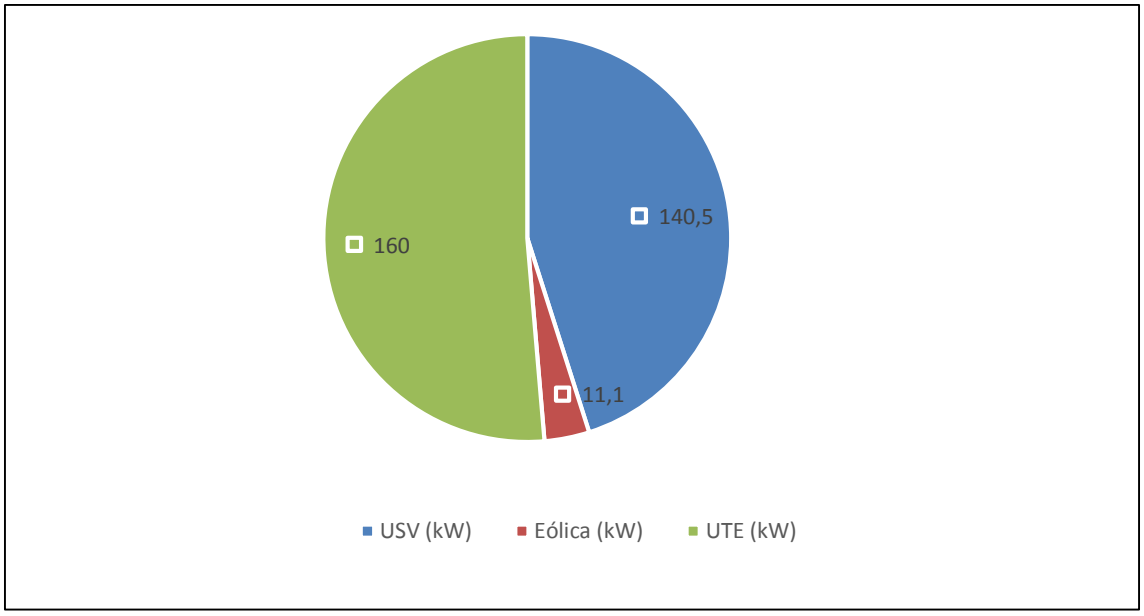


Figura 13: Tipos de Fontes Instaladas Atualmente dos Agentes de Geração pela REN482/2012. Fonte: Site da Aneel, novembro de 2013.

A Figura (13) detalha qual a potência total dos sistemas já instalados pela REN 482/2012, dentre esses três tipos de fontes 20 unidades de sistemas fotovoltaicos representam 140,5 kW de geração, 6 unidades de sistemas eólicos representam 11,1 kW de geração e apenas 1 unidade de termelétrica representa 160 kW de geração. É interessante saber também quais os locais que estes novos agentes de geração estão situados no Brasil. E isso podemos observar na Fig. (14).

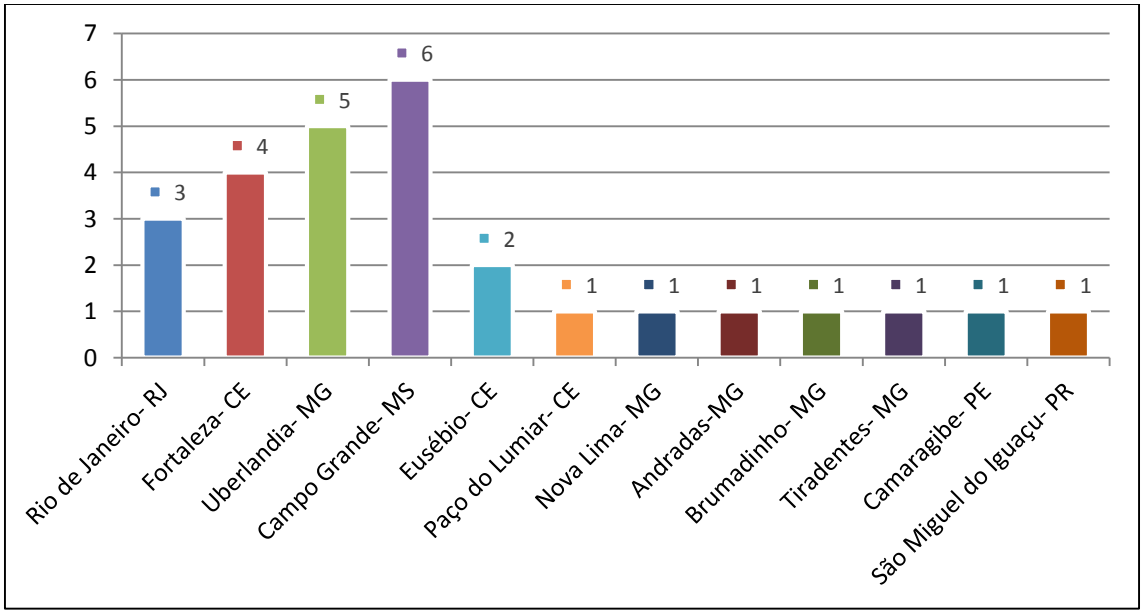


Figura 14: Quantidade de unidades consumidores e locais participantes da GD pela REN 482/2012. Fonte: novembro de 2013 no site da Aneel.

As três regiões que participam atualmente da GD pela REN 482/2012 são: o Centro- Oeste, Sudeste e Nordeste. Mais especificamente os estados do Mato grosso, Minas Gerais e Ceará, respectivamente. Esses dados remete uma dúvida do por que estes consumidores já estão fazendo parte da GD de pequeno porte. Contudo, é interessante e importante analisar qual a atratividade para as unidades consumidoras optaram por fazer parte da microgeração e minigeração no Brasil. Uma das análises dessa atratividade é a econômica, analisando o tempo de Retorno Financeiro (ou PAYBACK) e o Valor Presente Líquido (VPL) que o interessado terá do seu investimento no sistema de geração de energia elétrica.

Como o tipo de fonte de GD escolhida para serem feitas as análises nesse trabalho foi a de energia solar fotovoltaica, também foi calculado para fins comparativos da análise financeira, o custo da energia solar gerada (por kWh) do sistema de geração instalado em diferentes regiões do Brasil e qual o comportamento deste custo ao longo de alguns anos.

# 3. MATERIAS E MÉTODOS

Nos tópicos a seguir serão detalhados os materiais e métodos utilizados na análise da atratividade econômica para a utilização de um sistema solar fotovoltaico como Geração Distribuída de microgeração e minigeração no Brasil. A viabilidade financeira será constatada se o valor gasto para instalar os painéis mostrar-se inferior aos gastos que o consumidor incorre com a compra de energia elétrica de sua distribuidora. Para isso será calculado o VPL, o PAYBACK e o custo da energia solar por kWh gerado (LCOE).

## 3.1 VPL E TEMPO DE RETORNO (PAYBACK)

### 3.1.1 Metodologia de cálculo

Para analisar a atratividade econômica da GD de microgeração e minigeração será aplicado a técnica de análise de viabilidade financeira do investimento através do método do Valor Presente Líquido (VPL). O PAYBACK que é denominado como o tempo de repagamento do investimento, ou seja, o período que se leva para recuperar o investimento ou o tempo que o investimento leva para zerar seu fluxo acumulado.

O VPL de um projeto é a soma dos valores presentes de cada um dos fluxos de caixa, tanto positivos como negativos, que ocorrem ao longo da vida do projeto. O projeto que apresenta o VPL maior que zero (positivo) é economicamente viável, sendo considerado o melhor aquele que apresentar maior VPL. Para uso desse método, é necessária a definição de uma taxa de desconto “i” (Silva e Fontes, 2005).

Para ser possível o cálculo do VPL e encontrar o PAYBACK é necessário encontrar os valores positivos e negativos gerados na análise e esses são, respectivamente, em relação a economia que a unidade consumidora terá na conta de energia com a sua instalação de GD e o custo de todo o sistema de geração instalado. Isso durante os 25 anos de vida útil considerados para um sistema solar fotovoltaico.

Para isso deve- se determinar qual a potência que o SFV deve ter para atender o consumo típico da unidade consumidora. Nas análises foram considerados dois históricos de um ano de consumo típico de energia elétrica: um referente ao consumidor do Grupo “A” (histórico da faculdade FGA) e o outro para um consumidor referente ao Grupo “B” (uma residência).

A determinação da potência do SFV de acordo com os consumos típicos das unidades consumidoras tanto do Grupo “A” como para o Grupo “B” foram adquiridos através do simulador disponível no site da AMERICA DO SOL (www.americadosol.org) que foi criado pelo Instituto para o Desenvolvimento de Energias Alternativas na América Latina (IDEAL), organização sem fins lucrativos criada em 2007 com o propósito de fomentar as energias renováveis junto aos governos, aos parlamentos, no meio acadêmico e empresarial, possibilitando a criação de uma política de integração e desenvolvimento regional que contemple as energias alternativas na matriz energética dos países latino americanos.

### 3.1.2 Simulador AMERICA DO SOL

Esse simulador permite calcular a potência de um SFV para atender à necessidade energética anual de uma unidade consumidora, informa quanto kWh um sistema fotovoltaico geraria mensalmente, quantia essa que o consumidor deixaria de consumir da rede elétrica e, portanto, economizaria na sua conta de luz. Também fornece uma ideia aproximada da área necessária do telhado ou terreno para instalar os módulos fotovoltaicos. Com o fornecimento de alguns dados como: o consumo de eletricidade de janeiro a dezembro, a localidade da unidade consumidora, a

distribuidora a que pertence e o custo da energia elétrica que paga da rede, o simulador fornece as informações já descritas acima.

A partir deste simulador obteve- se, para poder ser efetuados os cálculos, os valores de geração do SFV para os dois tipos de consumidores. E para que se possa saber qual a geração desse mesmo sistema, referente ao mesmo histórico de consumo, localizados em diferentes regiões do país, apenas a irradiação solar é variada. Podendo, gerar mais o menos com a mesma potência instalada do SFV devido a diferença da localidade em que este está localizado.

Como pode ser observado na Fig. (15), o paralelismo da geração de energia elétrica pelo sistema instalado e o consumo de eletricidade da rede anualmente é a melhor forma de se projetar uma GD de microgeração e minigeração que atenderá o consumo de eletricidade da unidade consumidora.

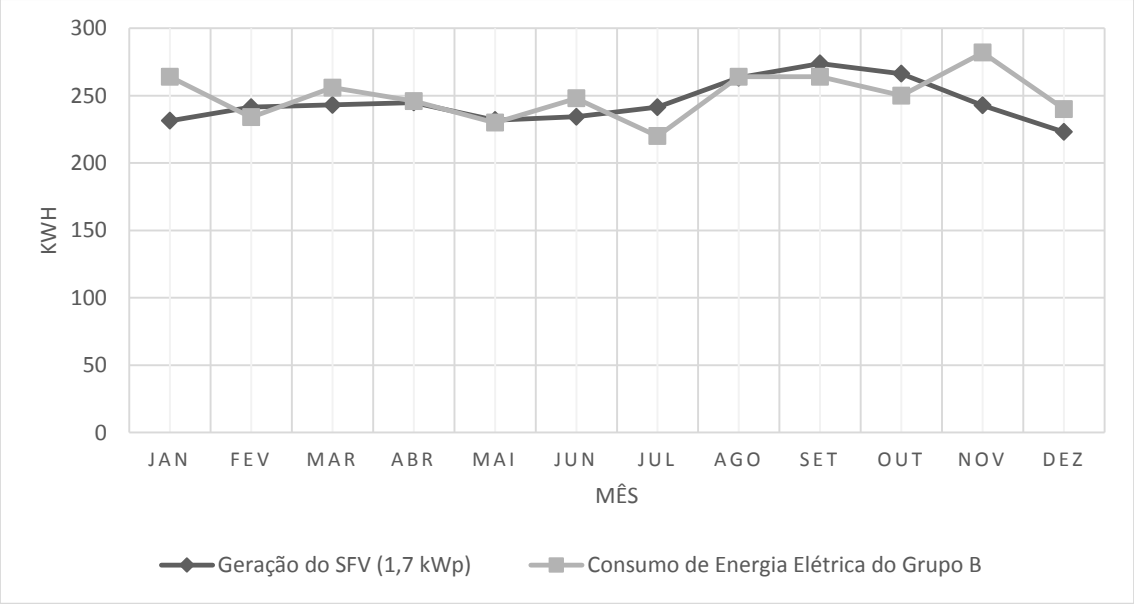


Figura 15: Consumo Versus Geração de energia elétrica no Grupo B. Fonte: Elaboração própria.

Observa- se na Figura (15) que há mês que a geração é maior que o consumo de energia elétrica e vice versa. Com isso, faz-se necessário o sistema de compensação pois possibilita que se em determinado mês o consumo de energia elétrica foi menor que a energia elétrica gerada, esse crédito de energia, que é a subtração da geração (kWh) e do consumo (kWh) da unidade consumidora, seja compensado no mês subsequente. Assim, além da economia na conta de energia pelo consumo direto da energia gerada pelo sistema, haverá também a economia

devido ao excedente gerado e que não foi consumido no instante da geração, podendo “guardar” na rede elétrica e depois “pegar” de volta na forma de crédito de energia que será compensado em uma próxima fatura.

### 3.1.3 Metodologia para compensação de crédito

Para o consumidor do Grupo “B” a compensação do crédito de energia é de forma direta, ou seja, não precisa fazer relação entre posto horário. Ou seja, energia gerada e injetada na rede poderá ser compensada integralmente. Já para o Grupo “A” é diferente, pois se tem o posto horário deve- se então observar a relação da tarifa de energia (TE) da conta de energia elétrica da unidade consumidora em que fará o uso do crédito.

Pois, por exemplo, se a energia injetada à rede foi gerada no posto horário fora de ponta, o crédito dessa energia também estará como fora de ponta devendo então ser compensado em outro mês no consumo fora de ponta. Contudo, mesmo a compensação feita nessas condições, ainda sobrar crédito de energia este deverá ser compensado no consumo de ponta deste mesmo mês. E para isso, o crédito que estava do tipo fora de ponta deverá ser multiplicado pela relação entre as TEs de fora de ponta pela ponta para que seja obtido o crédito a ser compensado no consumo ponta.

E para melhor entendimento, para este trabalho, foi elaborado uma esquematização dos casos de compensação do crédito de energia demostrado na Fig. (16).

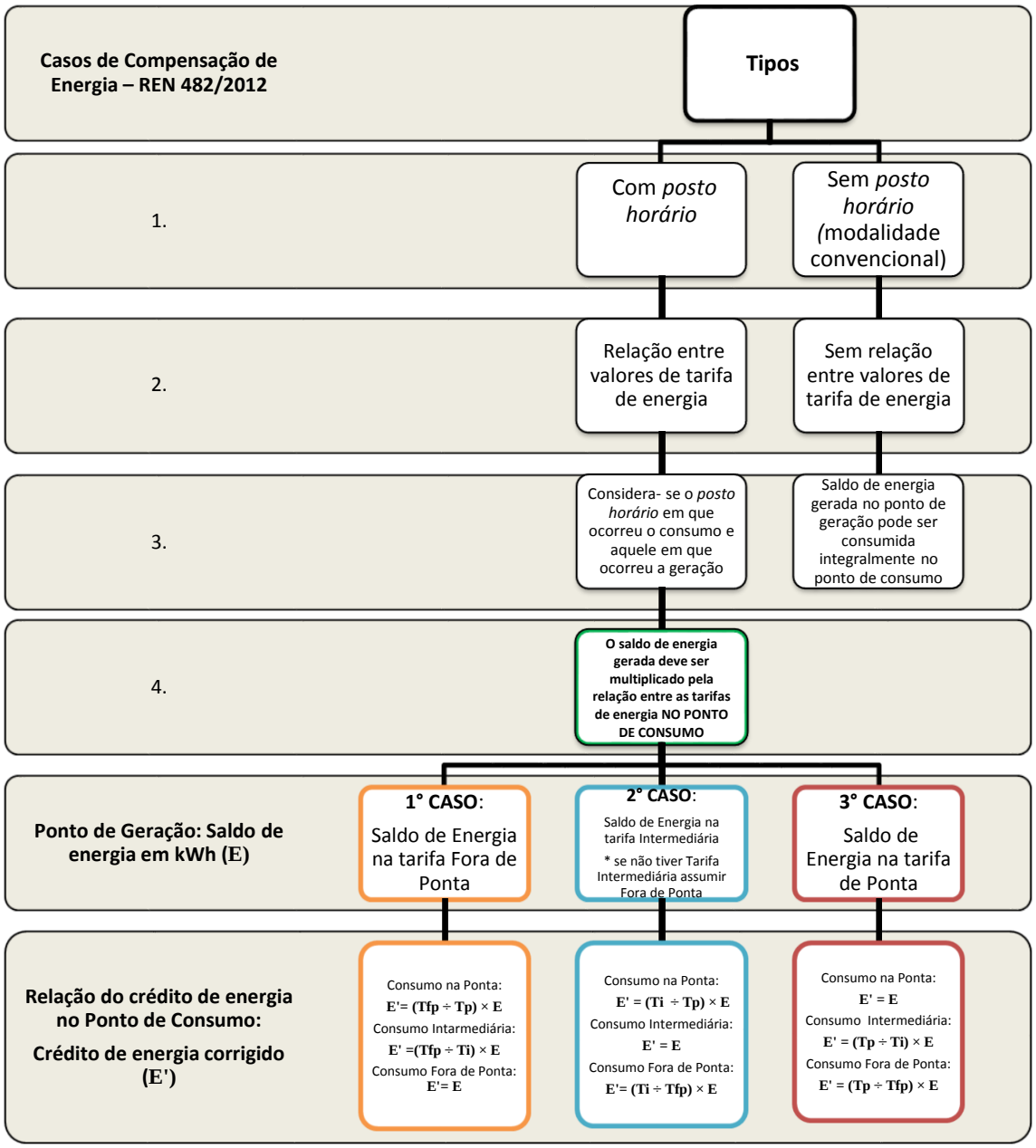


Figura 16: Esquematização dos casos de compensação do crédito de energia elétrica (Sendo as siglas **Tfp** :Tarifa de Energia fora ponta, **Tp**: Tarifa de energia ponta e **Ti**: Tarifa de energia intermediária). Fonte: Elaboração própria.

Como mostrado na Figura (16) existem dois tipos de compensação, para unidade consumidora com e sem posto horário, contudo as que tem posto horário devem observar a relação de TE quando for fazer a compensação de energia elétrica. E os casos deste tipo de compensação são três, o primeiro quando o saldo de energia está na tarifa fora ponta, o segundo na tarifa intermediária e o terceiro na tarifa de ponta.

Podendo assim, a economia pela compensação de energia ser calculada, e junto com a economia de consumo direto do sistema de geração defini-se o valor positivo para realizar as análises.

Para finalizar os cálculos do VPL e do PAYBACK, o cálculo dos valores negativos que são referentes ao investimento inicial de instalação do SFV, despesas operacionais e a troca de inversor no décimo quinto ano em que o sistema tiver operando.

### 3.1.4 Cálculo do investimento do SFV

Foram considerados os seguintes principais parâmetros econômicos e operacionais de cálculo do investimento inicial, com troca de inversor, baseados nos adotados pela Nota Técnica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE):

• Taxa de desconto: 6% ao ano;

• Vida útil das instalações: 25 anos (exceto inversores: 15 anos);

• Custo anual de operação e manutenção: 1% do custo de investimento;

Os cálculos referentes ao investimento inicial do SFV considerados foram devidos aos custos das placas solares, os inversores, instalação e montagem demonstrados na Tab. (4).

Tabela 4: Custo de investimento em sistemas fotovoltaicos – referência no Brasil (R$/Wp).

| Potência (kWp) | Painéis (2) | Inversores | Instalação & Manutenção | Total |
|---|---|---|---|---|
| **Residencial (4-6)** | 4,88 | 1,25 | 1,53 | 7,66 |
| **Residencial (8-10)** | 4,42 | 1,09 | 1,38 | 6,89 |
| **Comercial (100)** | 3,81 | 0,92 | 1,18 | 5,91 |
| **Industrial (≥1.000)** | 3,50 | 0,66 | 1,04 | 5,20 |

*Fonte: Nota Técnica EPE, 2012).*

A partir do índice de referência (em R$/$W_p$) e da potência do SFV (em $W_p$) pode-se encontrar o investimento inicial pela multiplicação desses dois valores.

Para os parâmetros técnicos, também considerados nas análises e que influenciam na economia diretamente, foram adotados os seguintes:

• Perda de eficiência dos painéis: 0,75% ao ano, com correspondente decréscimo da energia produzida;

• Eficiência das placas fotovoltaicas: 10%

Assim, definida a potência do SFV que determinará a economia do consumo de energia elétrica da rede da distribuidora e o investimento total com o SFV, que determina todo o dinheiro investido do interessado, junto aos parâmetros que necessitam para estas análises, pode- se chegar nos valores de VPL e PAYBACK.

Como esses cálculos foram feitos para as cincos regiões do Brasil, foi considerado que os únicos valores que variam para estes é a irradiação solar em cada região, diferenciando a energia gerada pelo mesmo SFV para aquelas que possuem distintas irradiações solares, e o valor das tarifas de energia, essas das distribuidoras de energia elétrica de cada região.

## 3.2 CUSTO UNITÁRIO DA GERAÇÃO (LCOE)

Para serem feitos os cálculos do custo do *kWh* gerado por um SFV foi escolhida a metodologia, dentre outras variações de metodologias existentes, denominada LCOE (Levelized Cost Of Electricity). Nessa considera algumas variáveis como: o tempo que o sistema terá de operação, o investimento inicial, os custos a cada ano de operação e manutenção do sistema, a quantia de energia gerada em cada ano e a taxa de desconto. Este e todos os cálculos efetuados, e gráficos teve o auxílio do software *Microsoft Excel*.

### 3.2.1. Descrição e Metodologia de cálculo

O custo unitário da energia gerada, ou LCOE, do sistema de GD pode ser calculado conforme a Eq. (1), referida no documento Texto de Discussão- 1812- do Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada (IPEA):

$$Custo_{unitário} = \frac{\sum_0^{25} [(Inv_i + O\&M_i) x (1+taxa)^{\frac{1}{i}}]}{\sum_0^{25} [(Energia_i) x (1+taxa)^{\frac{1}{i}}]} \quad (1)$$

Em que *i* representa cada ano em que o sistema operará, de 0 (ano do investimento inicial) a 25 (final da vida útil); ***Inv$_i$*** é o investimento em cada ano *i*; ***O&M*** representa o custo de operação e manutenção em cada ano; ***taxa*** é a taxa de desconto utilizada; e ***Energia$_i$*** é a energia gerada em cada ano de operação do sistema. Contudo, deve-se notar que a metodologia não leva em conta os fluxos de caixa, tais como incentivos fiscais ou tarifas feed-in. Portanto, o *Custo$_{unitário}$* ou LCOE pretende refletir o custo da competitividade do sistema de GD contra preços retalhistas da electricidade, não representando qualquer estímulo externo.

Este método é utilizado para os cálculos do custo da geração de energia solar por kWh. Para obter os resultados, determinadas variáveis são estimadas que é o caso do investimento inicial, a *taxa*, custo de operação e manutenção. Mas para outras, como a energia gerada, utiliza- se a Eq. (2) e (3) que determina o resultado requerido pela formulação.

Para o sistema fotovoltaico, tem-se a seguinte formulação de cálculo da energia gerada:

$$Energia_i = Energia_0\,(1-d)^i \qquad (2)$$

Onde,

$$Energia_0 = Capacidade\ do\ SFV\ x\ irradiação\ solar\ anual\ x\ RD \qquad (3)$$

Como mostrado na Eq. (3) há ainda outros parâmetros a serem considerados na análise, sendo eles a capacidade do SFV, a irradiação solar anual do local em que o sistema será instalado e a relação de desempenho (RD) do sistema. As unidades dessas parâmetros considerados estão apresentados na Tab. (5).

Tabela 5: Nomenclatura dos parâmetros considerados da geração fotovoltaica.

| Nomenclatura | Unidade | Significado |
|---|---|---|
| ***i*** | -- | Ano *i* |
| **Energia$_i$** | kWh | Geração do SFV no ano *i* |
| **Energia$_0$** | kWh/ano | Geração do SFV no ano *0* |
| **-** | kWp | Capacidade do SFV |
| **-** | kWh/kWp/ano | Irradiação solar anual |
| **RD** | % | Relação de Desempenho |

| | | |
|---|---|---|
| **d** | % | Taxa de degradação |
| **O&M** | R$ | Custos de operação e manutenção por ano |
| **$Inv_i$** | R$ | Investimento inicial |
| **r** | % | Taxa de desconto |
| **$Custo_{unitário}$** | R$/kWh | Custo da geração do SFV |

Fonte: Modificado *ECLAREON PV Grid Parity Monitor,* maio 2013.

Estes e os demais parâmetros da equação do LCOE foram estimados da seguinte forma:

- **Relação de Desempenho**

A RD pretende captar perdas causadas no desempenho de um sistema, de temperatura, de sombra, ineficiências ou falhas de componentes, tais como o inversor, entre outros. Para esta análise, uma relação de desempenho do sistema de média de **80%** é apenas referencial com base nas fontes do relatório *Eclareon- PV Grid Parity Monitor.*

- **Taxa de Degradação**

A taxa de degradação do SFV também foi um referencial do documento *Eclareon- PV Grid Parity Monitor,* estabelecendo uma degradação de **0,8%** ao ano.

- **Investimento Inicial**

O investimento inicial para o SFV é contabilizado com os gastos de toda a instalação do sistema para que ocorra a instalação. E também para a determinação do LCOE os índices de investimentos considerados são demostrados na Tab. (4) do item 3.1.4.

- **Custo de Operação e Manutenção**

No custo de operação e manutenção são considerados os custos para limpeza das placas solares e verificação do funcionamento dos inversores instalados. Esse custo é estabelecido como 1% do valor total do investimento inicial do SFV. Como foi citado no item 3.1.4 deste trabalho.

- **Taxa de Retorno**

Do ponto de vista do investidor, a taxa de desconto aplicável é considerada igual ao retorno exigido do investimento em um sistema fotovoltaico de pequena escala para consumo próprio. Como o retorno exigido está diretamente relacionado com o risco associado a esse investimento, a taxa de desconto deve ser equivalente ao retorno que o investidor poderia receber de outra maneira, investindo em um projeto que mostra um perfil de risco similar (Eclareon, 2013).

Tendo em vista a complexidade de se estimar a remuneração exigida por cada consumidor para investir em um sistema fotovoltaico para o auto consumo, os componentes do retorno exigido são simplificados e definido como o *inflation Premium* *($IP_c$),* que compensa os investidores para a inflação esperada e reflete a taxa média de inflação esperada durante a vida útil do investimento. E *additional risk Premium (IR)*, que é o retorno incremental que o investidor vai exigir acima do prémio de inflação, a fim de investir em um sistema fotovoltaico residencial para auto consumo (Eclareon, 2013).

Assim, podemos ver a taxa de retorno como sendo composta de dois retornos financeiros principais para suportar os riscos de um investimento em um sistema fotovoltaico de pequena escala conforme a Equação (4).

$$r = IP_c + IR \tag{4}$$

Na Tabela- (6) e na Figura- (17) são demostrados alguns valores de *inflation Premium* e de *additional risk Premium* para alguns países e para o Brasil.

*Tabela 6: Inflation Premium* por país

| **País** | ***Inflation Premium*** |
|---|---|
| **Austrália** | 2,9% |
| **Brasil** | **5,2%** |
| **Chile** | 3,6% |
| **França** | 1,6% |
| **Alemanha** | 1,7% |
| **Itália** | 2,1% |
| **México** | 4,4% |
| **Espanha** | 2,3% |

Fonte: Modificado *ECLAREON PV Grid Parity Monitor,* maio 2013.

O *Risk Premium* é definido como o incremento retorno que o investidor exigirá acima da taxa de inflação esperada, a fim de investir em um sistema fotovoltaico residencial para o auto consumo. Com isso, o RP vai depender da percepção de vários riscos específicos de investimento, bem como as preferências individuais e outras características do consumidor investidor (Eclareon, 2013).

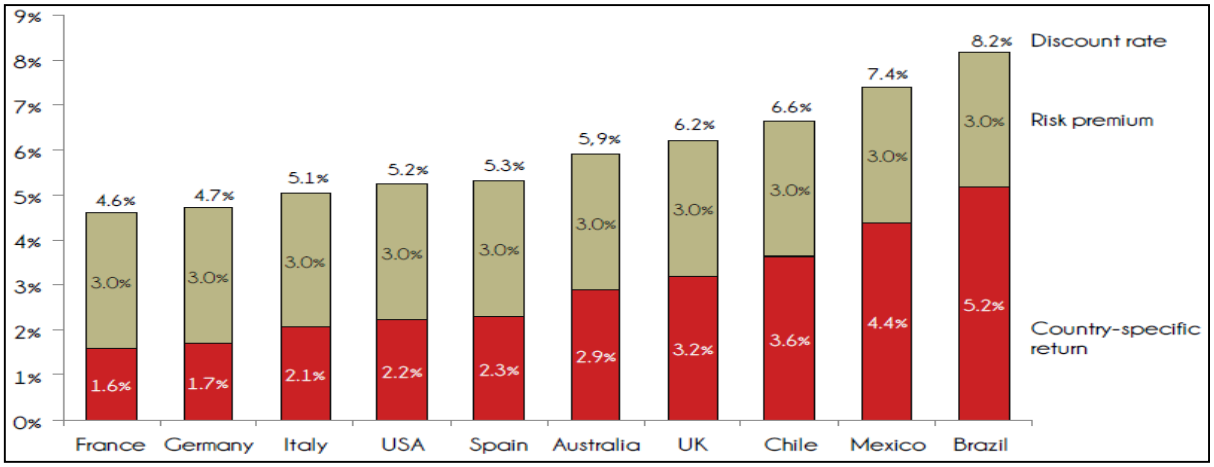


*Figura 17: Taxa de Desconto por país. Fonte: ECLAREON PV Grid Parity Monitor, maio 2013*

Realizando então a soma dos respectivos valores correspondentes ao *Risk Premium e Inflation Premium d*o Brasil a **taxa de desconto** razoavelmente considerável para as análises é de **8,2%.**

- **Irradiação solar anual**

Para as análises de cada região do Brasil, escolheu- se o estado que tinha o melhor índice de irradiação solar, o Pará para a região Norte, a Bahia para o Nordeste, o DF para o Centro Oeste, Minas Gerais para o Sudeste e o Paraná para o Sul. Tendo então, estados de diferentes regiões com índices semelhantes para produtividade média de energia elétrica por geração fotovoltaica. Estes índices considerados neste trabalho estão demostrados na Tab. (7).

Tabela 7: Produtividade média específica da geração fotovoltaica nas regiões do Brasil.

| Região | Produtividade média (Wh/Wp/ano) |
|---|---|
| **Norte** | 1320 |
| **Nordeste** | 1420 |
| **Centro Oeste** | 1370 |
| **Sudeste** | 1420 |
| **Sul** | 1320 |

Fonte: Nota Técnica: Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira - EPE, 2012.

Contudo, foi considerado nas análises iguais produtividades médias para a região Norte e sul, Norte e Nordeste.

## 4. RESULTADOS E ANÁLISES

A seguir estão os resultados encontrados a partir da revisão bibliográfica sobre a GD e seus tipos de fontes, destacando- se a solar fotovoltaica. O setor elétrico brasileiro que com a criação da Aneel que regulamentou a REN 482/2012 e permitiu a inserção do sistema de compensação no Brasil para microgeração e minigeração. Fez-se assim, com que fosse permitido o melhoramento da atratividade econômica desse empreendimento no Brasil.

### 4.1 VPL e PAYBACK

Como resultados da análise de VPL e PAYBACK neste trabalho foi encontrado os valores de VPL e PAYBACK, que se dividem por cada região do Brasil, mostrados na Tab.(8). Pode- se observar, primeiramente, que dependendo de qual classificação a unidade consumidora seja, Grupo “A” ou Grupo “B”, a participação na GD pode ser ou não viável. Tendo VPL positivo para os consumidores em alta tensão e VPL negativo para consumidores de baixa tensão. Ou seja, para consumidores do Grupo “A” que façam parte da GD de geração fotovoltaica de pequeno porte, é muito provável que este tenha um retorno financeiro depois de alguns anos de operação do SFV. Mas

já para os consumidores do Grupo “B” não se pode dizer o mesmo, pois apresentaram nestas análises que esse investimento tem VPL negativo, com isso, não existe PAYBACK.

*Tabela 8: Resultados do VPL e PAYBACK do SFV.*

| REGIÃO DO BRASIL | VPL “GRUPO A” (R$) | PAYBACK “GRUPO A” (Anos) | VPL “GRUPO B” (R$) | PAYBACK “GRUPO B” (Anos) |
|---|---|---|---|---|
| **NORTE (PARÁ- PA)** | 302.100,81 | 17 | - 18.941,54 | - |
| **NORDESTE (BAHIA- BA)** | 564.247,23 | 14 | - 17.750,96 | - |
| **CENTRO OESTE (BRASÍLIA- DF)** | 489.202,75 | 15 | -17.066,78 | - |
| **SUDESTE (MINAS GERAIS- MG)** | 364.550,61 | 16 | -17.572,44 | - |
| **SUL (PARANÁ- PR)** | 355.606,83 | 17 | -20.090,84 | - |

Fonte: Elaboração própria.

Essa diferença entre os Grupos pode ser explicada, primeiramente, devido ao custo do SFV diferenciado para cada. Como pôde ser visto na Tab. (4), os índices dos custos da geração fotovoltaica é inversamente proporcional a potência do SFV, ou seja, quanto maior a potência a ser instalada menor será o custo por kW instalado, tendo então o inverso verdadeiro, quanto menor a potência do SFV maior será o custo por kW instalado. Por tanto, como o Grupo “A” possui um consumo alto de energia elétrica este terá um SFV com uma potência muito maior que no caso do Grupo “B” que se trata de consumidor residencial demandando de uma baixa potência instalada.

A segunda explicação para essa diferença, se deve a economia com a conta de energia elétrica da rede que esses dois grupos terão devido ao SFV. A economia da unidade consumidora do Grupo “A” é muito mais relevante que a do Grupo “B”, pois aquele tem um alto consumo e este um baixo consumo de energia elétrica. Dificultando também para o Grupo “B” o custo de disponibilidade de energia elétrica em que este tem que pagar na sua conta de energia elétrica mesmo que seu consumo da rede seja zero.

Analisando os diferentes valores para o VPL e PAYBACK encontrados por região, tem- se que a região mais atrativa para se inserir GD com geração fotovoltaica é o Nordeste, seguida da região Centro Oeste. Contudo, as regiões menos atrativas

é o Norte e o Sul do país. Essa diferença de atratividade pode-se dizer que é pelas diferenças de irradiação solar das regiões e pelas tarifas de energia das distribuidoras de cada região, fazendo com que, por exemplo, uma região que tenha a tarifa de energia mais cara, tenha uma maior economia na conta de energia com o SFV do que uma região com tarifa de energia mais barata.

Os históricos de consumos de energia e a potências dos SFVs considerados estão nas Tab. (A1) a (A3) do Anexo, assim como outras considerações para as análises.

## 4.2 LCOE

Os resultados para os valores de LCOE encontrados são indicados na Tab. (9). Estes também estão divididos por cada região do Brasil e por cada tipo de classificação do consumidor, Grupo “A” e Grupo “B”. Analisando os valores expostos, pode- se dizer que o custo da energia gerada pelo SFV, ou seja, o LCOE, do Grupo “A” é consideravelmente inferior ao LCOE do Grupo “B”.

Tabela 9: Resultados do LCOE.

| REGIÃO DO BRASIL | LCOE (R$/kWh) “Grupo A” | LCOE (R$/kWh) “Grupo B” |
|---|---|---|
| NORTE (*PARÁ- PA) | 0,493 | 0,838 |
| NORDESTE (*BAHIA- BA) | 0,458 | 0,779 |
| CENTRO OESTE (*BRASÍLIA- DF) | 0,475 | 0,808 |
| SUDESTE (*MINAS GERAIS- MG) | 0,458 | 0,779 |
| SUL (*PARANÁ- PR) | 0,493 | 0,838 |

Esse resultado, já era de se esperar, pois como visto nos resultados do VPL de cada um desses grupos, o grupo “A” tem vantagens em relação ao Grupo “B” pois a relação dos índices de custos por kW instalado do SFV são cada vez menores para potências instaladas cada vez maiores.

E analisando os valores encontrados para cada região podemos dizer que, para os casos considerados neste trabalho, as regiões Nordeste e Sudeste, apresentam os

menores valores de LCOE tanto para o Grupo “A” quanto para o Grupo “B”. Isso porque a produtividade média de energia elétrica a partir da irradiação solar nessas regiões é maior, tornando assim o custo em R$/kWh nestas regiões mais atrativos em relação ao Norte e ao Sul do país que possuem irradiação solar com índices mais baixos. Já a região Centro Oeste, se fosse para classificar em alguma ordem, ficaria em segundo lugar das regiões que tem maior atratividade econômica para se instalar um SFV como microgeração ou minigeração.

### 4.2.1 Decaimento do valor do LCOE

Para melhor analisar a atratividade econômica da instalação de um SFV como microgeração e minigeração a partir do LCOE, é importante saber qual o comportamento deste valor em relação ao custo da tarifa de energia da distribuidora de energia elétrica. Ou seja, fazer uma comparação do R$/kWh da geração do SFV com o R$/kWh da energia elétrica de rede da distribuidora.

O custo do SFV com o passar dos anos está diminuindo, em contra partida, a tarifa de energia elétrica ao passar dos anos vem quase sempre aumentando. Esse comportamento pode ser observado na Fig. (18).

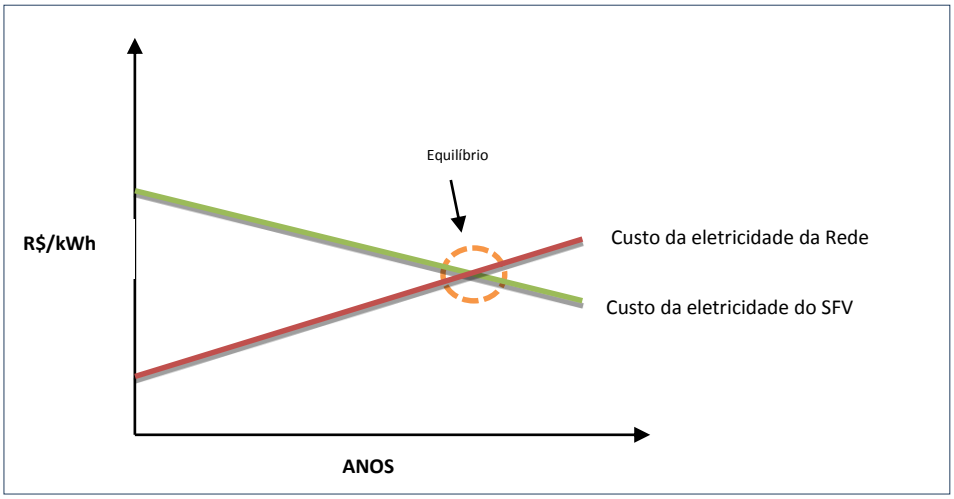


Figura 18: Ilustração simplificada de equilíbrio dos custos do SFV e a rede.

É esperado que em alguns anos ocorra o equilíbrio entre os custos de geração do SFV e os da energia elétrica disponibilizada da rede da distribuidora, como pode ser observado na Fig. (18). A partir desse equilíbrio o LCOE do SFV pode vir a ser mais atrativo economicamente que os custos da eletricidade da rede, tornando-se

mais barato gerar energia por um SFV para seu próprio consumo do que consumir eletricidade da rede da distribuidora.

Em uma análise da evolução percentual de dezembro de 2006 a dezembro de 2012, verificou-se que, ao longo de seis anos, a média das tarifas residenciais de energia elétrica cresceu 11,1% (Relatório Aneel, 2012).

Excepcionalmente, em 11 de setembro deste ano, o Governo Federal e o Ministro de Minas e Energia, apresentaram a Medida Provisória nº 579, com o objetivo de reduzir 20,2%, em média, o custo da energia elétrica para os consumidores brasileiros. E para alcançar essa meta, o governo determinou que a ANEEL antecipasse a renovação das concessões e a homologação das novas tarifas das distribuidoras. De acordo com os cálculos iniciais, os consumidores residenciais teriam redução média de 16,2% e, as indústrias, de até 28%.

Com isso, coube à Agência realizar, pela primeira vez em sua história, uma revisão tarifária extraordinária para todas as concessionárias de energia elétrica, a fim de que as medidas surtissem efeito e reduzissem os custos para os consumidores no início de 2013 (Relatório Aneel, 2012).

No entanto, fazendo as análises do aumento das tarifas de energia do ano de 2009 a 2013 encontrou- se como resultados os gráficos das Fig. (19) e (20).

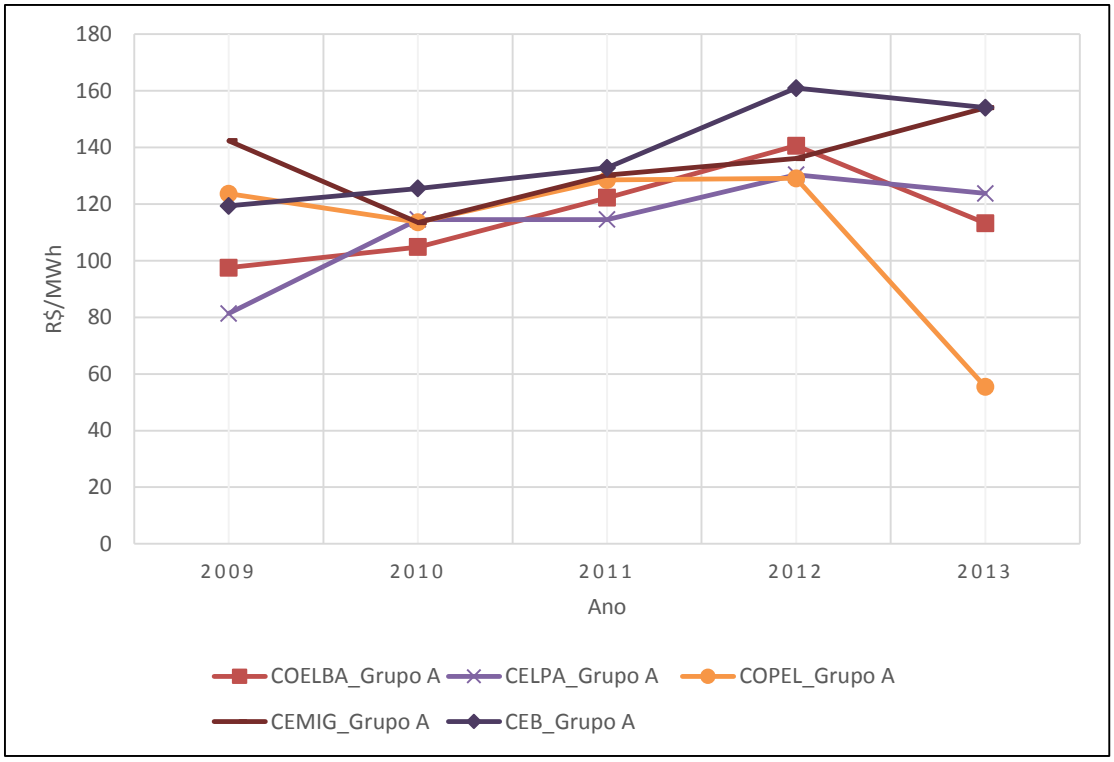


Figura 19: Preços da tarifa de energia (TE) das distribuidoras das cinco regiões do Brasil para o Grupo A4. Fonte: Elaboração própria.

Tanto para o Grupo “A” como para o Grupo “B”, as tarifas de energia do ano 2009 até a ano de 2012 teve um aumento em seus valores demostrando a sua tendência de aumento para a cada ano. Contudo, como já mencionado, em 2013 houve uma medida provisória para abaixar o custo da energia elétrica para os consumidoras, e isso fez com que a tarifa de energia para a maioria das distribuidoras se reduzissem neste ano, porém esse é um caso excepcional.

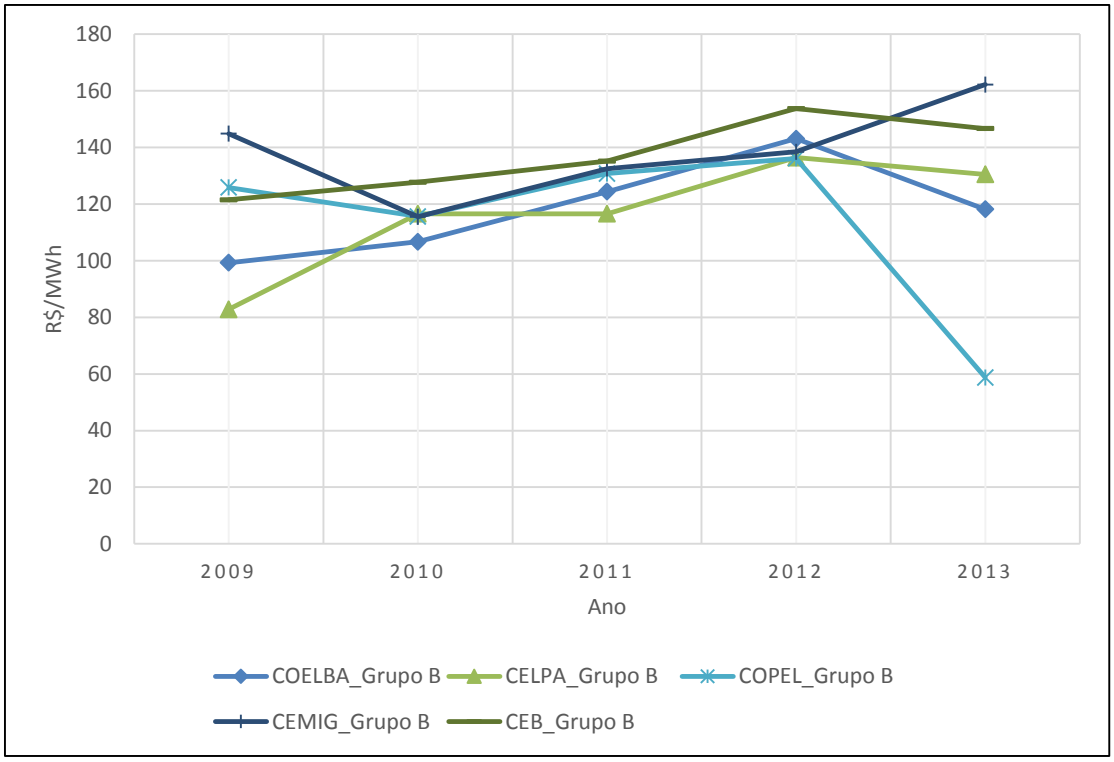


Figura 20: Preços da tarifa de energia (TE) das distribuidoras das cinco regiões do Brasil para o consumidor Residencial. Fonte: elaboração própria.

Após a análise do comportamento de variação da tarifa de energia ao longo dos anos, é necessário analisar a variação do custo da geração do SFV para poder compara- los e traçar o gráfico para analisar o quão perto ou longe esses valores estão para atingir o equilíbrio.

Então, neste trabalho analisou- se a variação dos custos da geração de energia elétrica a partir do SFV ao longo dos mesmos anos analisados para as tarifas de energia, ou seja, de 2009 a 2013, e para cada região do Brasil. Os dados foram extraídos a partir dos gráficos disponibilizados no relatório do ECLAREON PV Grid Parity Monitor de 2013. Nesse relatório foi analisado a variação do LCOE do SFV para duas regiões do Brasil e como na formulação do cálculo do LCOE (Eq. 1), visto que os custos técnicos e operacionais do SFV foram os mesmos em todo o país, apenas a variação do valor da irradiação solar irá determinar as diferenças do LCOE para cada região.

Os resultados encontrados da variação do LCOE e o quanto este está se aproximando do valor da tarifa de energia da rede na região Norte, pode ser observado no gráfico da Fig. (21).

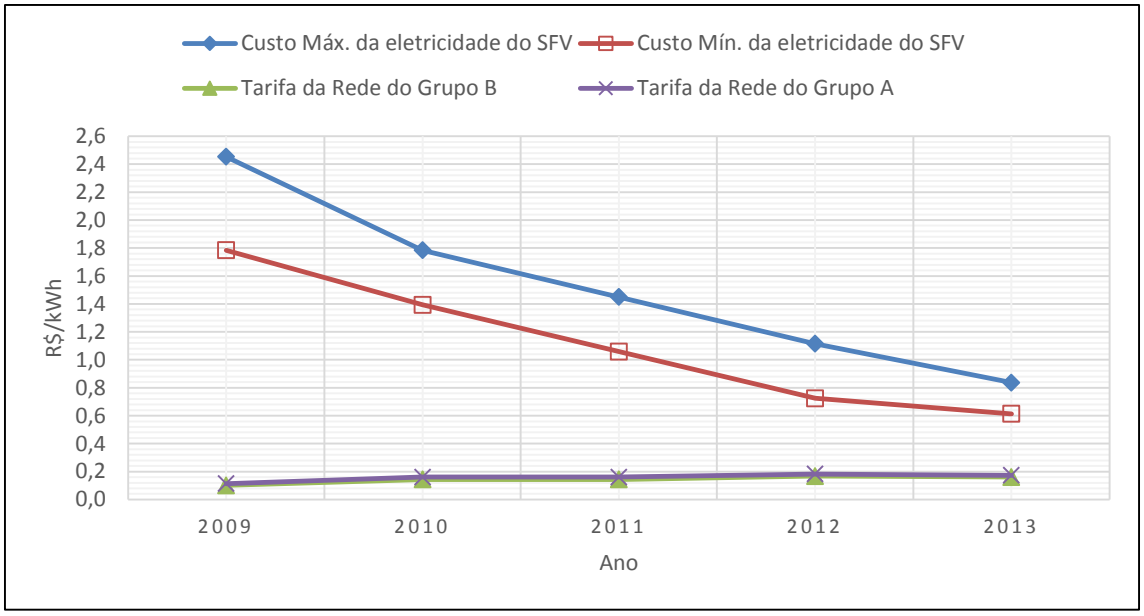


Figura 21: Aproximidade do equilíbrio entre o LCOE do SFV e o custo da rede do estado do Pará.

Analisando o gráfico da Fig. (21), pode- se dizer que no ano de 2009 a diferença dos valores de LCOE do SFV e a tarifa de energia da rede era muito alta. E com o decorrer dos anos até 2013 estes valores estão se aproximando, porém ainda não atingiram o equilíbrio. Esta análise também é observada para a região Nordeste na Fig. (22).

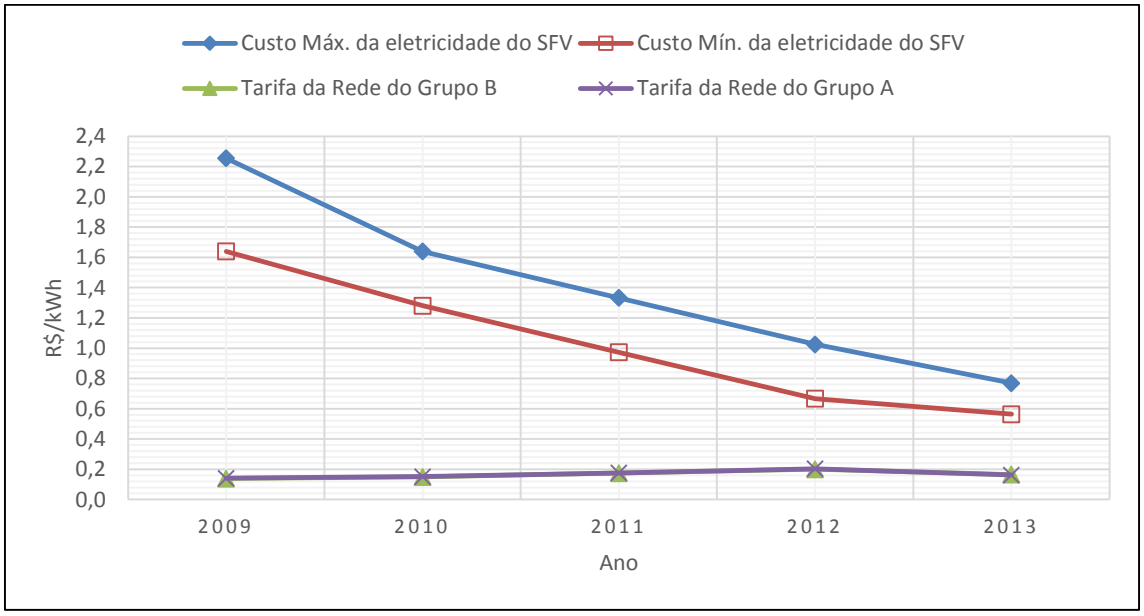


Figura 22: Aproximidade do equilíbrio entre o LCOE do SFV e o custo da rede do estado da Bahia.

O valor do LCOE no Nordeste desde 2009 a 2013 é um pouco inferior em relação ao Norte devido as condições de irradiação solar, ou seja, quanto maior a irradiação solar na região menor será o seu valor de LCOE para o SFV.

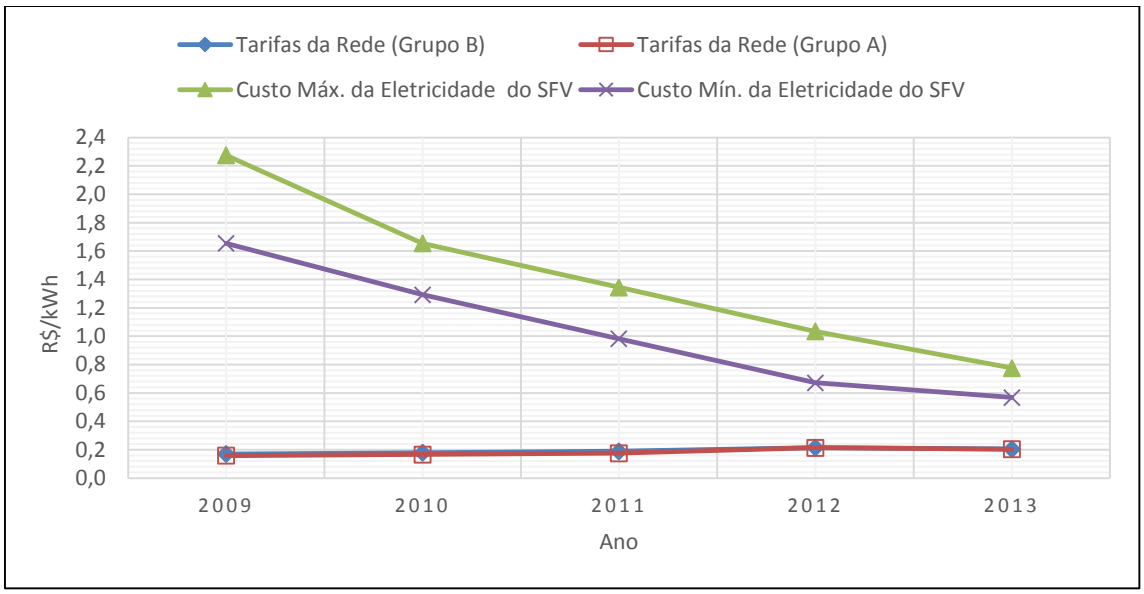


Figura 23: Aproximidade do equilíbrio entre o LCOE do SFV e o custo da rede do DF.

Na Figura (23) estão os resultados para a comparação da aproximidade do equilíbrio entre o LCOE e o custo da rede em relação a região Centro Oeste. Neste pode- se analisar o comportamento mais semelhante com a região Nordeste em relação as valores do LCOE.

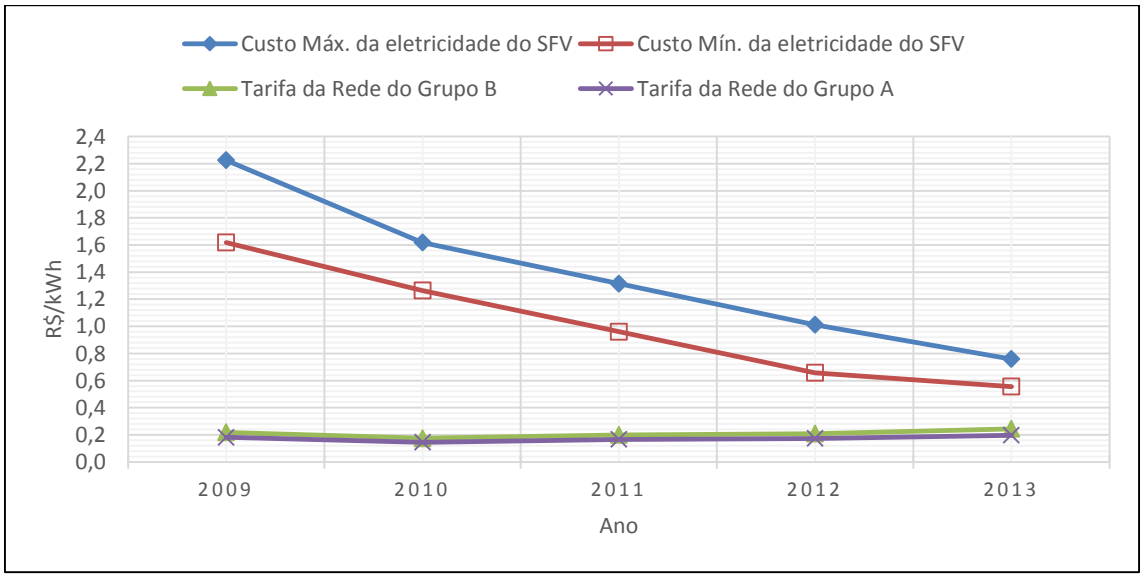


Figura 24: Aproximidade do equilíbrio entre o LCOE do SFV e o custo da rede do estado de Minas Gerais.

A região Sudeste e Nordeste estão próximos pelo valor do LCOE, pois tem locais dessas regiões com mesma intensidade de irradiação solar. E o que pode definir melhor qual das duas regiões alcançará o equilíbrio primeiro será o valor das tarifas de energia de cada uma. E assim, pode- se supor que a região Sudeste, por possuir a tarifa de energia mais elevada, tem maior chance de se atingir a paridade entre custo da energia da rede e o LCOE de SFV antes do Nordeste.

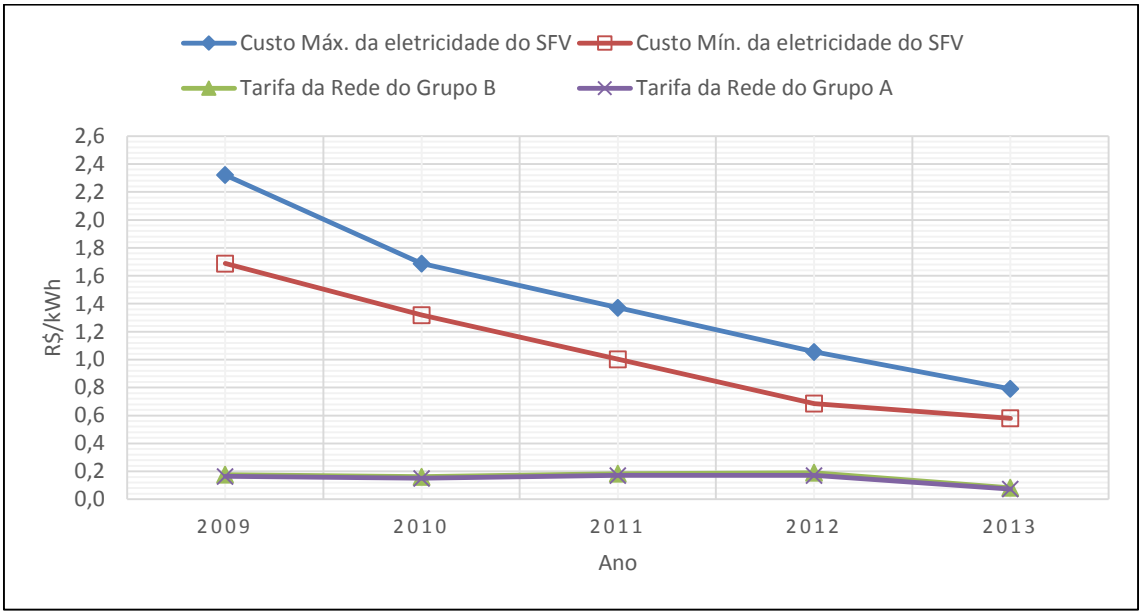


Figura 25: Aproximidade do equilíbrio entre o LCOE do SFV e o custo da rede do estado do Paraná.

A região Sul apresenta os valores de LCOE mais próximo dos da região Norte, mas em relação aos valores da tarifa de energia da rede esses valores se afastam. Pois, como demostrado na Fig. (25), no ano de 2013 obteve uma alta queda no valor da tarifa de energia da região Sul, fazendo com que essa região fique na posição da que está mais longe de se alcançar a paridade entre os valores analisados.

## 4.3 DESAFIOS PARA A ATRATIVIDADE ECONÔMICA DA GD: ICMS E CUSTO DE DISPONIBILIDADE.

Como mostrado no item 2.2.3 deste trabalho, o maior imposto que se paga pelos tributos na composição da receita da conta de energia elétrica é relacionado ao **ICMS** que significa o Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e Serviços. Como a energia elétrica é um produto esta participa também da cobrança desse tributo. Este tributo é (uma porcentagem) calculado em cima do kWh consumido

a cada mês pela unidade consumidora. Por exemplo, se o consumo foi de 100 kWh em um determinado mês para uma unidade consumidora e o ICMS designado para este consumo for de 18%, o ICMS a ser cobrado será essa porcentagem sobre os 100kWh.

A análise a ser feita, sobre esse tema, é sobre o cobrança deste tributo na unidade consumidora que estiver participando do sistema de compensação, ou seja, tiver uma microgeração ou minigeração distribuída. Pois, quando esta unidade consumidora estiver crédito de energia a ser compensado em sua conta, o consumo real da energia elétrica relativa a rede da distribuidora será a energia total consumida subtraída da energia injetada à rede, dando o consumo líquido. Conforme a Eq. (5).

$$Energia_{líquida} = Energia_{consumida} - Energia_{injetada} \quad (5)$$

Se, o ICMS incidir sobre essa $Energia_{consumida}$ ou sobre a $Energia_{líquida}$ da conta de energia elétrica, terá impacto na atratividade econômica da microgeração e minigeração distribuída que utilize SFV. Pois, se o ICMS for calculado sobre a energia consumida a economia na conta de energia será menor comparada a encomia que terá na conta em que o ICMS for sobre a energia líquida.

O impacto será, principalmente, para o Grupo “B” de consumidores, pois estes tem um maior consumo de energia elétrica no período em que não tem geração do SFV, ou seja, a maior parte da energia gerada será injetada à rede. Fazendo, com que este pague o ICMS sobre a energia que ele gerou e injetou à rede conforme pode ser observado na Fig. (26).

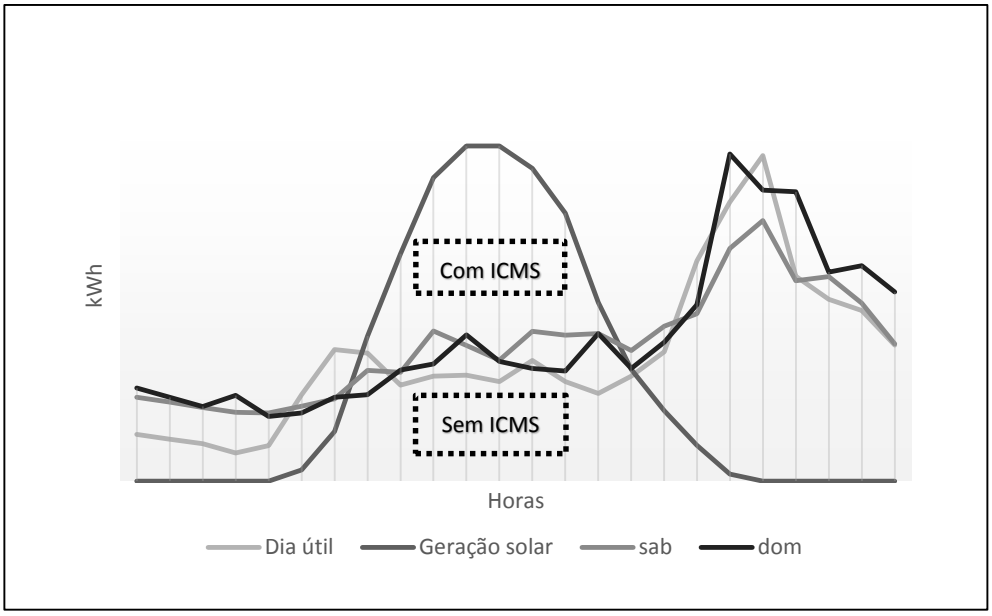


Figura 26: Curva de carga residencial e cobrança do ICMS sobre a energia injetada à rede.
Fonte: Elaborado de dados da Aneel.

De acordo com a definição do sistema de compensação pela Aneel, a energia ativa injetada à rede elétrica da distribuidora pela unidade consumidora é tida como título de empréstimo gratuito para a distribuidora, pode ser visto então como uma cobrança equivocada a incidência do ICMS sobre essa energia. E esse é um desafio a ser determinado para melhorar a atratividade econômica da GD de pequeno porte.

Outro desafio, é em relação ao **custo de disponibilidade**. Que conforme o art. 98 da Resolução 414/2011 da ANEEL, é o valor mínimo faturável, aplicável ao faturamento de unidades consumidoras do Grupo “B”, de acordo com os limites fixados por tipo de ligação:

- monofásica: valor em moeda corrente equivalente a 30kW/h;

- bifásica: valor em moeda corrente equivalente a 50kW/h;

- trifásica: valor em moeda corrente equivalente a 100kWh.

Os valores mínimos serão aplicados sempre que o consumo medido ou estimado (média) for inferior aos citados acima. Assim, mesmo que o consumidor do Grupo “B”, participante do sistema de compensação, injetar energia à rede e tiver seu consumo zerado em algum mês a sua conta de energia não será R$ 0,00. E sim, o valor do custo de disponibilidade. Tendo assim, um custo adicional que poderia ser

evitado para melhorar a atratividade econômica da microgeração e minigeração distribuída.

## 5. CONCLUSÕES

A Geração Distribuída não é a solução para todos os problemas do suprimento de energia elétrica, como qualquer outra possível solução de um problema, ela tem suas forças e fraquezas. Porém, muitos países já inseriram a GD em sua matriz elétrica, principalmente, por fonte renováveis de energia, como a eólica, solar fotovoltaica, biomassa, entre outras. E uma dessas fontes que se destaca pelo crescimento do número de instalações e desenvolvimento tecnológico no mundo é a de energia fotovoltaica ligada à rede.

A microgeração e minigeração conectada à rede já pode ser utilizada no Brasil, e recentemente pela Resolução Normativa nº 482/2012, já possui alguns agentes de geração. Estes agentes estão localizados nas regiões Nordeste, Sudeste e Centro Oeste. E o sistema de GD que mais está sendo utilizado por estes agentes é o sistema solar fotovoltaico, seguido da geração eólica.

A partir da atratividade econômica analisadas neste trabalho pelo VPL e PAYBACK, pode- se concluir que as regiões do Brasil que possuem melhor atratividade para a microgeração e minigeração distribuída por um SFV é, primeiramente, o Nordeste, seguido do Centro Oeste, depois Sudeste, o Norte e por último o Sul. Contudo, essa atratividade se dá apenas para os consumidores do Grupo “A”, que tem um alto consumo de energia elétrica, tendo assim uma grande economia na sua conta de energia. Já para os consumidores do Grupo “B” a GD pelo SFV ainda não é atrativo tendo valores de VPL negativos.

Para os valores do custo unitário ou LCOE, de geração de energia pelo SFV, conclui- se que a região que possui o menor custo para esta geração é a região Nordeste e Sudeste, seguidas do Centro Oeste e por fim, a região Norte e Sul. Tendo os consumidores do Grupo “A” valores de LCOE consideravelmente menores que os do Grupo “B”. Podendo concluir que, quanto maior for a potência do SFV menor ficará o custo por kW instalado.

E a partir da análise da variação dos custos da geração de energia elétrica pelo SFV e a comparação com a variação das tarifas de energia das distribuidoras, para as cinco regiões do Brasil, foi visto que o LCOE do SFV está decaindo ao passar dos

anos e as tarifas de energia da rede estão aumentando. Tendendo então, para que haja a paridade desses valores. Mas, atualmente os valores das tarifas de energia da rede ainda são mais baratas que o LCOE do SFV.

Conclui-se também que alguns dos desafios da microgeração e minigeração distribuída para o Brasil, é a forma da cobrança do ICMS e a cobrança do custo de disponibilidade de energia elétrica na conta de energia elétrica. Contudo, devem-se considerar, ainda, o padrão de renda dos consumidores de energia elétrica no Brasil e a possível distribuição de custos de investimento entre consumidores, concessionárias e governos. No país, a capacidade de realizar investimentos de grande porte sem subsídios e financiamentos pelos consumidores é inferior ao dos países desenvolvidos, devendo ser levada em conta em estudos de viabilidade.

Portanto, antes de fazer parte da microgeração e minigeração distribuída é aconselhável a fazer um estudo prévio para analisar a viabilidade econômica do sistema de geração a ser utilizado, lembrando- se que esta viabilidade pode variar com a localidade que este sistema esteja instalado.

E como sugestões de trabalhos futuros, é sugerido que as mesmas análises feitas neste trabalho seja feita para pequenos sistemas de geração eólico. Analisando assim, qual seria a atratividade econômica da microgeração e minigeração distribuída no Brasil a partir de geradores eólicos.

## 6. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AFONSO, G. S. (2012). Análise dos Instrumentos Normativos de Suporte à Geração Solar Fotovoltaica Distribuída Conectada à Rede de Distribuição. Dissertação de Mestrado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.DM - 489/2012, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 146p.

CADERNOS TEMÁTICOS ANEEL, 2005. Tarifas de Fornecimento de energia Elétrica. Disponível em: < http: www.aneel.gov.br >. Acesso em: outubro de 2013.

CRUZ, J. L. C. A eletricidade no Brasil do Império à República de Hoje. São Paulo- SP, 1994. Edição: Sindicato dos eletricitários de Furnas e DME- SINDEFURNAS.

ECLAREON, PV GRID PARITY MONITOR: Residential Sector 2ND ISSUE, MAY 2013. Disponível em:<http://www.leonardo-energy.org/sites/leonardo-energy>. Acesso em: outubro de 2013.

ESTUDO E PROPOSTAS DE UTILIZAÇÃO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA CONECTADA À REDE, EM PARTICULAR EM EDIFICAÇÕES URBANAS. Relatório do Grupo de Trabalho de Geração Distribuída com Sistemas Fotovoltaicos – GT-GDSF. Portaria n.º 36, de 26 de Novembro de 2008. Ministério de Minas e Energia- MME. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético – SPE Departamento de Desenvolvimento Energético – DDE. Disponível em: < http: www.abinee.org.br/informac/arquivos/mmegtsf.pdf >. Acesso em: junho de 2013.

GREENPEACE, EDIÇÃO BRASILEIRA, EREC- CONSELHO EUROPEU DE ENERGIA RENOVÁVEL, Revolução Energética do Desenvolvimento Limpo, Dezembro de 2010. Disponível em: < http: www.greenpeace.org/brasil/Global>. Acesso em: junho de 2013.

IPEA, 2013. TEXTO PARA DISCUSSÃO- 1812, 2013; Energia Fotovoltaica Ligada à Rede Elétrica: Atratividade para o Consumidor Final e Possíveis Impactos no Sistema Elétrico. Disponível em < http://repositorio.ipea.gov.br/ > Acesso em: novembro de 2013.

NOTA TÉCNICA EPE, 2012. Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents >. Acesso em: setembro de 2013.

NOTA TÉCNICA N° 0004/2011-SRD/ANEEL, Processo: 48500.004924/2010-51, Análise das contribuições recebidas na Consulta Pública nº 15/2010. Disponível em: < http: www.aneel.gov.br >. Acesso em: outubro de 2013.

NOTA TÉCNICA N° 0020/2012-SRD/ANEEL, Processo: 48500.004924/2010-51, Análise das contribuições recebidas na Audiência Pública nº 42/2011. Disponível em: < http: www.aneel.gov.br >. Acesso em: outubro de 2013.

REN21. 2013. Renewables 2013 Global Status Report (Paris: REN21 Secretariat). ISBN 978-3-9815934-0-2. Disponível em:<http:www.ren21.net/REN21Activities >. Acesso em: maio de 2013.

RELATÓTRIO 2012, 2013. Agência Nacional de Energia Elétrica– ANEEL. Disponível em: < http:www.aneel.gov.br >. Acesso em: novembro de 2013.

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL E 2012, Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Disponível em: < http:www.aneel.gov.br >. Acesso em: maio de 2013.

RODRÍGUEZ, C. R. C. (2002). Mecanismos Regulatórios, Tarifários e Econômicos na Geração Distribuída: o caso de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Tese de Mestrado, Universidade Estadual de Campinas, Faculdade da Engenharia Mecânica, Campinas- SP.

SEVERINO, M. M. (2008). Avaliação Técnico- Ecônomica de um Sistema Híbrido de Geração Distribuída para Atendimento a Comunidades Isoladas da Amazônia. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE.TD- 027-08, Departamento de Engenharia elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 335p.

Secretaria de Energia Elétrica, Departamento de Monitoramento do Sistema Elétrico, MME. BOLETIM MENSAL DE MONITORAMENTO DO SISTEMA ELÉTRICO BRASILEIRO (2013). Disponível em: < http:www.mme.gov.br/see/menu/publicacoes >. Acesso em: junho de 2013.

SILVA E FONTES, 2005; SIF: Sociedade de Investigações Florestais, Discussão Sobre os Critérios de Avaliação Econômica: Valor Presente Líquido (VPL), Valor Anual Equivalente (VAE) e Valor Esperado da Terra (VET). Disponível em: <httpwww.scielo.brpdfrarvv29n6a12v29n6.pdf >. Acesso em: novembro de 2013.

SHAYANI, R. A. (2010). Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radias de Distribuição. Tese de Doutorado em Engenharia Elétrica, Publicação PPGENE- 051/10, Departamento de Engenharia Elétrica, Universidade de Brasília, Brasília, DF, 161p.

SWERA, 2006. Atlas Brasileiro de energia Solar; 1ª Edição. Disponível em: < http://www.ccst.inpe.br/wp-content/themes/ccst-2.0/pdf/atlas_solar-reduced.pdf>. Acesso em: novembro de 2013.

## ANEXO

- Tabelas dos históricos de consumo e potenciais dos sistemas fotovoltaicos considerados nas análises:

Tabela A110: Histórico do consumo considerado nas análises para o Grupo “A”. (Consumo da FGA- UnB)

| Data | Consumo na ponta (kWh) | Consumo Fora ponta (kWh) |
|---|---|---|
| **Janeiro** | 2003 | 22.997 |
| **Fevereiro** | 2263 | 28.916 |
| **Março** | 2616 | 24.458 |
| **Abril** | 2899 | 27.242 |
| **Maio** | 2899 | 27.242 |
| **Junho** | 2899 | 27.242 |
| **Julho** | 2458 | 15.692 |
| **Agosto** | 2606 | 15.835 |
| **Setembro** | 2803 | 23.192 |
| **Outubro** | 2980 | 22.017 |
| **Novembro** | 2480 | 26.943 |
| **Dezembro** | 2250 | 25.206 |

Tabela A2: Histórico do Grupo “B” (consumo residencial) considerado nas análises.

| Data | Consumo (kWh) |
|---|---|
| **Janeiro** | 264 |
| **Fevereiro** | 234 |
| **Março** | 256 |
| **Abril** | 246 |
| **Maio** | 230 |
| **Junho** | 248 |
| **Julho** | 220 |
| **Agosto** | 264 |
| **Setembro** | 264 |
| **Outubro** | 250 |
| **Novembro** | 282 |
| **Dezembro** | 240 |

Tabela A3: Potências do SFV consideradas nas análises.

| Classificação | Potência (kW) | Investimento Inicial |
|---|---|---|
| **Tipo A4: Grupo "A"** | 176,3 | R$ 797.850,00 |
| **Residencial: Grupo "B"** | 1,7 | R$ 13.022,00 |