

# Análise e levantamento da composição tarifária brasileira

Elaborado por:

**Filipe Guilherme Ramos da Silva**

Para:

**Deutsche Gesellschaft für  
Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH**

Fevereiro de 2013



Por meio da:



Solar  
PV



## **Análise e levantamento da composição tarifária brasileira**

### **Elaborado por:**

**Autor:** Filipe Guilherme Ramos da Silva

**Para:** Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

**Programa:** Solar PV

**No do Programa:** 2009.9053.1-001.00

**Coordenação:** Paula Scheidt (GIZ)

Fevereiro de 2013

### Informações Legais

1. Todas as indicações, dados e resultados deste estudo foram compilados e cuidadosamente revisados pelo(s) autor(es). No entanto, erros com relação ao conteúdo não podem ser evitados. Consequentemente, nem a GIZ ou o(s) autor(es) podem ser responsabilizados por qualquer reivindicação, perda ou prejuízo direto ou indireto resultante do uso ou confiança depositada sobre as informações contidas neste estudo, ou direta ou indiretamente resultante dos erros, imprecisões ou omissões de informações neste estudo.
2. A duplicação ou reprodução de todo ou partes do estudo (incluindo a transferência de dados para sistemas de armazenamento de mídia) e distribuição para fins não comerciais é permitida, desde que a GIZ seja citada como fonte da informação. Para outros usos comerciais, incluindo duplicação, reprodução ou distribuição de todo ou partes deste estudo, é necessário o consentimento escrito da GIZ.

**Conteúdo**

<b>Introdução</b>	<b>1</b>
<b>1 Composição e Regulação Tarifária</b>	<b>3</b>
1.1. Parcela A – Custos não gerenciáveis .....	4
1.2. Parcela B – Custos gerenciáveis .....	6
<b>2 Classificação de consumidores de energia elétrica no Brasil</b>	<b>8</b>
<b>3 Cronograma e Políticas de Reajuste Tarifário</b>	<b>10</b>
3.1. Reajuste Tarifário Anual .....	10
3.2. Revisão Tarifária Periódica.....	11
3.3. Revisão Tarifária Extraordinária.....	11
3.4. Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica.....	11
<b>4. Carga tributária na tarifa de energia elétrica</b>	<b>12</b>
<b>5. Pesquisa e Mapeamento de Tarifas</b>	<b>15</b>
<b>6. Considerações Finais</b>	<b>20</b>
<b>ANEXO A</b>	<b>24</b>
<b>ANEXO B</b>	<b>28</b>



## Introdução

A Resolução Normativa nº482, publicada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), em 17 de abril de 2012, abriu novas perspectivas para a geração distribuída no Brasil. A resolução reduz as barreiras para a conexão à rede de distribuição de pequenos geradores de energia renovável, tornando-se assim um incentivo para que qualquer brasileiro produza sua própria eletricidade.

Os avanços provenientes da publicação da resolução se baseiam, de maneira geral, na definição da micro e minigeração distribuída a partir de fontes renováveis e na definição do sistema de compensação de energia. Segundo a resolução, microgeração distribuída é uma central geradora com potência igual ou inferior a 100 kW que utilize fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada. Já a minigeração distribuída é uma central geradora com potência superior a 100 kW e inferior ou igual 1MW que utilize as fontes energéticas citadas.

A grande inovação da resolução, contudo, fica por conta da criação do sistema de compensação de energia elétrica. Com ele, consumidores que instalarem sistemas de micro ou minigeração poderão injetar na rede de distribuição a energia excedente produzida pelo seu sistema e receber créditos em sua conta de luz em troca. Ou seja, o consumidor passará a pagar o valor referente à diferença entre o que foi consumido e o que foi injetado na rede elétrica.

Uma das fontes que devem ganhar um maior impulso com a nova resolução é a solar. Visto o custo ainda elevado da geração fotovoltaica no Brasil com relação às outras fontes energéticas, são justamente os consumidores cativos que estão mais próximos da viabilidade econômica para a instalação de tais sistemas. Isso porque possuem uma tarifa de energia das mais altas do mundo, devido principalmente a alta incidência de impostos.

Contudo, ainda há muito incerteza sobre as regiões com melhores condições para a inserção da energia fotovoltaica pois não se conhece as tarifas finais dos consumidores brasileiros.

Para preencher essa lacuna, foi desenvolvido o presente estudo, que tem como objetivo analisar o sistema tarifário do setor elétrico brasileiro. A análise poderá subsidiar cálculos de viabilidade econômica de sistemas fotovoltaicos e, assim, ajudar a identificar as condições econômicas para a expansão da micro e minigeração distribuída a partir de tais sistemas.

Ressalta-se que o presente relatório analisará prioritariamente os consumidores de baixa tensão, mais especificamente clientes do grupo B1 e B3. Optou-se por analisar esse tipo de classes de consumidores, pois as demais (B2 e B4) possuem diversos incentivos governamentais, reduzindo significativamente o valor da tarifa final, situação esta não observada para consumidores B1 e B3 (exceto clientes residenciais atendidos por programas sociais, onde é cobrada a chamada Tarifa Social de Baixa Renda).

Além da nova resolução, dois importantes estudos foram publicados em 2012 que aprofundaram a discussão da inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira, bem como o desenvolvimento desse mercado. A Associação Brasileira da Indústria Elétrica e Eletrônica (ABINEE) publicou em maio propostas de inserção da energia solar fotovoltaica na matriz energética brasileira. Já a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) fez uma análise de quais os caminhos para a inclusão dessa fonte no parque gerador nacional. Ambos também contribuem na avaliação da viabilidade econômica para clientes de alta e baixa tensão, sendo recomendado utilizá-los em suporte ao presente estudo.

O levantamento das tarifas finais foi realizado entre os meses de agosto e dezembro de 2012. Sendo assim, os valores de ICMS, PIS e Cofins são referentes ao último ano. Contudo, a tarifa homologada pela Aneel utilizada para os cálculos da tarifa final são aquelas atualizadas a partir da Lei 12.783/2013, que renovou o prazo das concessões das companhias geradoras de eletricidade, bem como reduziu encargos setoriais a fim de atingir a modicidade tarifária.

## 1 Composição e Regulação Tarifária

O sistema elétrico brasileiro apresenta características de monopólio natural, ou seja, os investimentos necessários para o ingresso no mercado de geração, transmissão e distribuição de energia são elevados, assegurando pouca competição nesse segmento. Esse foi um dos motivos que levaram a criação em 1996 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio da Lei nº 9.427/96, sendo sua principal atribuição a fiscalização e regulação da geração, transmissão e distribuição de energia elétrica no país.

Embora a agência reguladora tenha sido criada em 1996, algumas mudanças legislativas que antecederam sua criação contribuíram para o aumento da competitividade no setor elétrico, principalmente a partir da Lei nº 8631/93.

Antes da publicação da Lei, as tarifas homologadas eram únicas para todas as concessões, desse modo não havia incentivos econômicos para as concessões buscarem eficiência no serviço prestado. Após a publicação da Lei, a homologação da tarifa passou a ser individual para cada concessão, levando em consideração a estrutura de custos de cada concessionária.

A homologação da tarifa de energia para cada concessionária é estabelecida a partir da composição dos custos da mesma, assegurando o equilíbrio-financeiro de cada concessão. O Quadro 1 a seguir apresenta a estrutura de custos de uma concessionária do setor elétrico.

É importante ressaltar que, em janeiro de 2013, o governo federal aprovou a Lei 12.783/2013 com o objetivo de reduzir a tarifa de energia elétrica no país. A referida lei extinguiu dois encargos setoriais: Conta de Consumo de Combustíveis (CCC) e a Reserva Global de Reversão (RGR), além de determinar a redução de 75% da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Com isso, as tarifas de energia elétrica dos consumidores do subgrupo B.1 e B.3 tiveram uma redução da ordem de 18% e 23% em média, respectivamente, a partir de 14 de janeiro de 2013.

Quadro 1 - Receita de uma distribuidora de energia elétrica

Composição da Receita Requerida	
Parcela A (custos não gerenciáveis)	Parcela B (custos gerenciáveis)
<b>Encargos Setoriais</b>	<b>Despesas de Operação e Manuntenção</b>
Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR) <i>extinta pela lei 12.783/2013</i>	Pessoal
Conta de Consumo de Combustíveis Fosseis (CCC) <i>(extinta pela lei 12.783/2013)</i>	Material
Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)	Serviços de Terceiros
Compensação Financeira pelo Uso de Recursos Hídricos (CFURH)	Despesas Gerais
Taxa de Fiscalização de Energia Elétrica (TFSEE)	<b>Despesas de Capital</b>
Contribuição ao ONS	Depreciação

<p>Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)</p> <p>Encargos de Serviços do Sistema (ESS)</p> <p>Pesquisa e Desenvolvimento (P&amp;D)</p> <p>Eficiência Energética</p> <p style="text-align: center;"><b>Encargos de Transmissão</b></p> <p>Uso de Instalações da Rede Básica de Transmissão de Energia Elétrica</p> <p>Uso de Instalações de Conexão</p> <p>Uso de Instalações de Distribuição</p> <p style="text-align: center;"><b>Compra de Energia Elétrica para Revenda</b></p> <p>Mercado Cativo</p> <p>Suprimentos</p> <p>Perdas Técnicas</p> <p>Perdas Não Técnicas</p> <p>Contratos Bilaterais</p> <p>Contrato Itaipu</p> <p>Contrato Leilões</p> <p>Contrato Comercialização de Energia no Ambiente Regulado</p>	<p>Remuneração do Capital</p>
--	-------------------------------

Fonte: Elaboração do autor com base em ANEEL (2012)

Conforme evidenciado a partir do Quadro 1, a receita de uma distribuidora de energia elétrica no país é composta de duas parcelas. A chamada de Parcela A refere-se aos custos não gerenciáveis da concessão, que são os encargos setoriais, de transmissão e custos com a compra de energia elétrica. Já a segunda parcela, chamada de Parcela B, refere-se aos custos gerenciáveis da concessão, resumindo-se nas despesas operacionais de capital, e manutenção da concessionária.

### 1.1. Parcela A – Custos não gerenciáveis

A Parcela A refere-se aos custos não gerenciáveis, ou seja, os custos que independem das decisões das concessionárias. A composição dessa parcela é composta basicamente de encargos setoriais, encargos de transmissão e custos com aquisição de energia elétrica, conforme descrito abaixo:

## **Encargos Setoriais**

Os encargos setoriais são legalmente fixados pelo governo federal e, de maneira geral, se propõem a subsidiar as iniciativas do Estado no setor elétrico.

A Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica (TFSEE) foi instituída por meio da Lei nº 9.427/96, com o objetivo de financiar os custos operacionais das atividades da ANEEL. A alíquota desse encargo é definida anualmente pela própria agência reguladora.

Os encargos referentes a Pesquisa e Desenvolvimento Energético (P&D) foram instituídos por meio da Lei nº 9.991/00, a qual estabelece que as concessionárias do setor elétrico devem aplicar anualmente 0,75% e 0,25%, respectivamente, de sua receita operacional líquida em projetos de pesquisa e desenvolvimento e programas de eficiência energética.

Para cobrir os gastos operacionais do Operador Nacional do Sistema (ONS) foi instituída uma contribuição obrigatória para as concessionárias, através do Decreto nº 5.081/04.

A Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) foi criada por meio da Lei nº 10.438/02 com a finalidade de promover a diversificação da matriz energética brasileira, principalmente a partir de fontes renováveis. Outra finalidade do referido encargo é expandir a rede de atendimento em todo o território nacional.

O Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa) foi instituído por meio do Decreto nº 5.025/04 para aumentar a participação da energia produzida por empreendimentos concebidos com base em fontes eólicas, biomassa e PCH (Pequenas Centrais Hidrelétricas) integrados ao Sistema Elétrico Interligado Nacional (SIN).

Finalmente, os Encargos de Serviço do Sistema (ESS), criados pelo Decreto nº 5.163/04, tem o objetivo de manter a segurança, a confiabilidade e a estabilidade no atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil.

## **Encargos de Transmissão**

Para levarem a energia das usinas elétricas até o consumidor, as distribuidoras pagam uma tarifa às Transmissoras referente ao uso da Rede Básica de transmissão (Sistema Interligado Nacional de linhas de transmissão de energia elétrica com tensão igual ou superior a 230kV). A cobrança também é feita para empresas de geração e clientes de alta tensão.

Os encargos com uso de sistema de conexão referem-se aos valores pagos pelas distribuidoras que não integram a Rede Básica, enquanto que os encargos com uso de distribuição referem-se aos valores devido ao uso da rede de distribuição de outra concessionária.

## **Compra de Energia Elétrica**

Referem-se ao custo da distribuidora com a aquisição da energia elétrica necessária para atender a área de concessão. Esse item engloba gastos com Suprimento, Perdas Técnicas e Perdas Não-Técnicas.

A compra de energia elétrica para revenda por parte das concessionárias pode ser realizada através de diversos meios, como contratos bilaterais entre distribuidoras, contrato de leilões, contratos de ITAIPU e Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado.

## 1.2. Parcela B – Custos gerenciáveis

A Parcela B, refere-se aos custos gerenciáveis, ou seja, custos diretamente gerenciados pelas concessionárias. Entre eles estão o custo operacional, a remuneração de ativos e a remuneração dos investimentos realizados.

A taxa de remuneração dos ativos no setor elétrico brasileiro é regulada pela ANEEL, a partir da adoção de metodologia própria para o estabelecimento de uma taxa de remuneração adequada do capital investido pelas concessionárias. Essa taxa de retorno é definida pela ANEEL periodicamente, por meio do ciclo de revisão tarifária.

Outro componente da Parcela B são as Quotas de Reintegração, compostas por valores referentes à amortização e depreciação dos investimentos realizados pela concessionária.

O principal componente dos custos gerenciáveis são justamente operacionais, pois estão ligados a atividade fim da concessionária. Esses também são regulados, a partir da comparação com os custos de uma empresa referência, para evitar que sejam declarados irreais.

Uma vez apresentados os componentes da receita de uma concessionária de energia, levado em consideração pela ANEEL para a homologação de uma tarifa que assegure o equilíbrio econômico-financeiro convém analisar a composição da tarifa homologada pela agência reguladora. De maneira geral, a tarifa aplicada aos consumidores de energia elétrica pode ser divididas em dois grandes componentes: a Tarifa de Energia (TE) e a Tarifa de Uso do Sistema do Sistema de Distribuição (TUSD). Cabe destacar que a TE e a TUSD, evidenciadas no Quadro 2 na página a seguir, são aquelas referentes aos consumidores cativos, sendo que os referidos componentes apresentam diferenças para livres.

A TUSD é a tarifa rateada e paga pelos usuários atendidos pelas distribuidoras de energia, como por exemplo, clientes residenciais, comerciais e rurais. Cada componente da TUSD destina-se a cobrir componentes específicos da receita requerida da concessionária.

A Tarifa de Energia se aplica a energia adquirida pelas distribuidoras para atender os consumidores cativos de alta e baixa tensão. Seus principais componentes são o custo de aquisição da energia e as perdas na Rede Básica. Cabe ainda salientar que os valores referentes à P&D, Eficiência Energética e TFSSE, por estarem vinculados a receita da concessionária, estão alocados na TUSD e TE.

Quadro 2 - Composição Tarifária de Energia Elétrica

<b>TUSD</b>	<b>PARCELA A</b>	<b>TUSD - FIO - A</b>	TUST Rede Básica TUST Rede Fronteira TUST Custo Uso de Sistemas de Transmissão Uso da rede de distribuição de outras concessionárias
		<b>TUSD Perdas Técnicas</b> <b>TUSD Perdas Não Técnicas</b>	Perdas Técnicas Perdas Elétricas Perdas Não-Técnicas
		<b>TUSD - Encargos</b>	Cotas da Reserva Global de Reversão (RGR) Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) Taxa de Fiscalização de Energia Elétrica (TFSEE) Contribuição ao ONS
		<b>TUSD - CCC</b>	Conta de Consumo de Combustíveis Fósseis (CCC)
		<b>TUSD - CDE</b>	Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)
		<b>TUSD - PROINFA</b>	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa)
	<b>PARCELA B</b>	<b>TUSD - FIO - B</b>	Remuneração dos ativos Quotas de reintegração Custos operacionais e de manutenção
<b>TE</b>	Custo de aquisição da energia elétrica Perdas Elétricas na Rede Básica Custos ITAIPU Encargos de Serviços do Sistema (ESS) P&D, Eficiência Energética e TFSEE		

Fonte: Elaboração do autor com base em ANEEL (2012)

## 2 Classificação de consumidores de energia elétrica no Brasil

Os consumidores de energia elétrica no Brasil são classificados segundo sua classe de consumo, sendo elas:

- Residencial
- Industrial
- Comercial
- Rural
- Poder Público
- Iluminação Pública
- Serviço Público

Dependendo do consumo, esses diferentes consumidores terão uma tarifa do tipo A ou do tipo B.

Os consumidores do Grupo A são aqueles atendidos pela rede de alta tensão ( 2,3 a 230 kV) e estão classificados em subgrupos de acordo com o nível de tensão. Essa divisão pode ser observada no Quadro 3 a seguir:

Quadro 3 - Classificação clientes de alta tensão em subgrupos por nível de tensão

Subgrupo	Tensão
<b>A1</b>	230 kV ou mais
<b>A2</b>	88 a 138 kV
<b>A3</b>	69 kV
<b>A3a</b>	30 a 44kV
<b>A4</b>	2,3 a 25kV
<b>AS</b>	Sistemas subterrâneos

Fonte: Elaboração do autor com base em ANEEL (2012)

Nesse grupo, as tarifas variam conforme o tipo de demanda e as variações de consumo ao longo do dia, podendo ser convencional, horosazonal azul ou horosazonal verde. Convém observar que, como o foco desse estudo é a análise de clientes de baixa tensão, não serão apresentados detalhes específicos de cada categoria de fornecimento do Grupo A<sup>1</sup>.

Os consumidores atendidos em tensão inferior a 2,3 kV compõem o chamado Grupo B, que, diferentemente dos consumidores de alta tensão, são classificados com base apenas no perfil de consumo mensal. Cabe observar que a diferenciação entre subgrupo B1 e subgrupo B3 é de ordem jurídica, para registrar a unidade consumidora como B3 é necessário ter um Cadastro Nacional de Pessoa Jurídica (CNPJ). As classes e subclasses podem ser observadas no Quadro 4 a seguir:

<sup>1</sup> Um estudo detalhado sobre o mercado livre e regulado de energia elétrica, bem como detalhamento das tarifas de fornecimento de alta tensão foi elaborado por Roberto Devienne Filho (GIZ), 2011

Quadro 4 – Classificação de clientes de baixa tensão, em classes e subclasses.

Subgrupo	Tipo de consumidor
<b>B1</b>	Classe Residencial Subclasse: Residencial Baixa Renda
<b>B2</b>	Classe Rural Subclasse: Cooperativa eletrificação rural, industrial rural, serviço de irrigação rural.
<b>B3</b>	Outras Classes: Industrial, comercial, serviços públicos e poderes públicos.
<b>B4</b>	Classe Iluminação Pública

Fonte: Elaboração do autor com base em ANEEL (2012)

### 3 Cronograma e Políticas de Reajuste Tarifário

Com o objetivo de assegurar o equilíbrio econômico-financeiro das concessionárias, a tarifa homologada pela ANEEL pode ser alterada através de três mecanismos: Reajuste Tarifário Anual, a Revisão Tarifária e a Revisão Tarifária Extraordinária. A seguir será feita uma breve explicação sobre cada um deles.

#### 3.1. Reajuste Tarifário Anual

O reajuste tarifário anual ocorre em datas pré-estabelecidas pela ANEEL para cada distribuidora de energia. O objetivo é ajustar os custos não gerenciáveis, definido pela Parcela A, bem como repor monetariamente a inflação acumulada desde o último reajuste anual sobre os custos gerenciáveis, definido pela Parcela B.

O reajuste ocorre por meio da adoção de um Índice de Reajuste Tarifário (IRT) definido conforme a Formula 1 a seguir:

$$IRT = \frac{V_{PA_t} + V_{PB_{t-1}}(IGPM - X)}{R_{A_{t-1}}}$$

Onde:

IRT = Reajuste tarifário anual para o ano t

$V_{PA_t}$  = Valor da Parcela A para o ano t

$V_{PB_{t-1}}$  = Valor da Parcela B para o ano t-1

IGPM = Indexador Índice Geral de Preços de Mercado, calculado pela Fundação Getúlio Vargas.

X = Fator X

$R_{A_{t-1}}$  = Receita da concessionária no ano t-1

Conforme evidenciado pelo IRT, são levados em consideração para o reajuste tarifário: o valor da Parcela B no ano anterior (t-1), referente aos custos gerenciáveis pela empresa bem como a receita da concessionária no ano presente (t). O Fator X, presente na Formula 1, representa um número índice calculado pela ANEEL, sendo composto de três subíndices apresentados a seguir:

O primeiro subíndice destina-se a avaliar os ganhos de produtividade da concessionária provenientes do incremento do consumo de energia elétrica na área de concessão em função do aumento do número de consumidores entre as revisões tarifárias anuais. O segundo subíndice avalia a percepção dos consumidores sobre a empresa de distribuição, sendo avaliado pelo Índice de Satisfação do Consumidor da ANEEL (IASC). Por fim, o último subíndice mensura o comportamento da remuneração da mão de obra empregada no setor.

### **3.2. Revisão Tarifária Periódica**

O processo de revisão tarifária tem o objetivo de analisar de maneira completa toda a estrutura da concessionária para estabelecer uma nova tarifa regulatória. Essas revisões periódicas acontecem geralmente a cada 4 anos, com datas estabelecidas pela ANEEL para cada concessionária.

Enquanto no reajuste anual é reajustada monetariamente a Parcela B da receita requerida através do IGP-M a; no reajuste periódico, são recalculadas as Parcelas A e B respectivamente. Cabe destacar que no ano em que é realizada a revisão periódica, não é realizado o reajuste tarifário anual.

### **3.3. Revisão Tarifária Extraordinária**

A revisão tarifária extraordinária pode ser solicitada a qualquer tempo, desde que com justificativa comprovada. Essa revisão é normalmente solicitada a fim de manter o equilíbrio econômico-financeiro quando o custo da distribuidora apresenta variações significativas que possam comprometer suas operações.

O cronograma dos reajustes tarifários periódicos e anual pode ser observado nos Quadro 1 e 2 do Anexo A.

### **3.4. Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica**

Cabe destacar que no ano em que foi elaborado o presente estudo estava em curso o Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária Periódica (3CRTP), iniciado em 2011 e com previsão de término em 2014. Segundo Castro e Brandão (2011), o segundo ciclo de revisões tarifárias, ocorrido entre 2007 e 2010, colocou as principais concessionárias em excelente situação econômico-financeira, sobretudo devido ao cenário macroeconômico favorável ao setor.

No terceiro ciclo de revisões tarifárias, por sua vez, a ANEEL adotou novas regras em relação a qualidade dos serviços prestados que levaram a uma redução de 25% no fluxo de caixa das distribuidoras. A mudança, segundo os autores, foi motivada pelo aumento do número de interrupções de energia para o consumidor final.

O receio é que a mudança possa levar a um aumento de incerteza e risco no setor elétrico brasileiro, uma vez que as concessionárias possuem uma margem operacional mais restrita. Isto porque aquelas que já se encontravam em dificuldades financeiras e/ou operacionais podem vir a ser severamente penalizadas. Cabe destacar também que a mudança na metodologia marca uma nova tendência das autoridades do setor na busca pela modicidade tarifária.

Os efeitos do terceiro ciclo de revisão tarifária, contudo, só poderão ser observados com maiores detalhes no ano de 2013.

Outra mudança significativa na condução do processo de revisão tarifária periódica foi a criação pela ANEEL de um conjunto normativo denominado PRORET (Procedimentos de Regulamentação Tarifária), que está disponibilizado em seu site. Esse conjunto normativo, criado por meio da Resolução Normativa nº435/2011, estabelece tais mudanças metodológicas, bem como dá maior transparência aos procedimentos adotados pela agência reguladora no processo de regulação tarifária.

#### 4. Carga tributária na tarifa de energia elétrica

Um componente importante da tarifa final paga pelos consumidores brasileiros são os tributos, os quais não estão na tarifa regulada pela ANEEL. De maneira geral, as concessionárias de energia elétrica recolhem quatro impostos que incidem sobre a tarifa de energia elétrica.

Dois deles são de natureza social e se prestam a financiar o pagamento do seguro desemprego e o abono salarial, que são o Programa de Integração Social (PIS) e o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público (PASEP). Os programas foram criados respectivamente por meio da Lei Complementar nº7 e nº8 de 1970. A partir da Lei Complementar nº26 de 1975, ocorreu a unificação do PIS e do PASEP, formando o “Fundo PIS-PASEP”.

Outro imposto federal incidente na tarifa de energia elétrica é a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) que, como o próprio nome evidencia, tem como objetivo financiar a seguridade social.

Os tributos federais podem ser calculados por meio de dois regimes. O regime cumulativo e o não cumulativo, cabendo a concessionária decidir sobre qual adotar. No regime cumulativo, é aplicada uma alíquota de 0,65% para PIS e de 3,00% para COFINS sobre a receita bruta da concessionária. Já no regime não-cumulativo, as alíquotas são de 1,65% e 7,6%, respectivamente, sendo permitido o abatimento de alguns componentes de custos e despesas, tornando assim a alíquota efetiva inferior às supracitadas.

Até 2005, os impostos federais PIS/PASEP e COFINS integravam a tarifa homologada pela ANEEL, sendo reajustas juntamente com o reajuste das tarifas. No entanto, por meio da Nota Técnica nº115/2005, a ANEEL alterou o cálculo e o repasse desses tributos aos consumidores, enquadrando o setor elétrico (com algumas exceções como cooperativas de distribuição de energia e autarquias municipais) no regime não-cumulativo.

Destaca-se que no regime não cumulativo, a alíquota apurada pode sofrer alterações mensais, uma vez que há variação no volume de abatimentos provenientes da diferença dos custos e despesas apurados mensalmente pelas concessionárias.

Outro tributo incidente sobre a tarifa de energia elétrica é o Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), previsto no Art. 155 da Constituição Federal 1988. Sua arrecadação é de responsabilidade dos estados, sendo que sua incidência de maneira geral ocorre sobre a circulação de mercadorias e prestações de serviços. As distribuidoras de energia elétrica tem a obrigação de recolher o ICMS por meio da fatura e repassá-lo integralmente ao governo estadual.

Um breve exemplo acerca da apuração da alíquota efetiva que é repassada na fatura de luz dos consumidores finais pode ser observado conforme o Quadro 5 abaixo:

Quadro 5 - Exemplo do cálculo da alíquota efetiva no Regime Não-Cumulativo

<b>Regime Não Cumulativo</b>	
<b>Alíquotas</b>	
PIS	1,65%
COFINS	7,60%
<b>1 Faturamento Bruto</b>	R\$ 50.000,00
<b>2 PIS</b>	
(1,65% de R\$50.000)	Débito R\$ 825,00
<b>3 COFINS</b>	
(7,60% de R\$50.000)	Débito R\$ 3.800,00
<b>4 Custos e Despesas</b>	R\$ 18.000,00
<b>5 PIS</b>	
(1,65% de R\$50.000)	Crédito R\$ 297,00
<b>6 COFINS</b>	
(7,60% de R\$50.000)	Crédito R\$ 1.368,00
<b>PIS A Pagar (2-5)</b>	R\$ 528,00
<b>COFINS A Pagar (3-6)</b>	R\$ 2.432,00
<b>Alíquota Efetiva PIS</b>	<b>1,06%</b>
(PIS A Pagar/Faturamento Bruto)	
<b>Alíquota Efetiva COFINS</b>	<b>4,86%</b>
(COFINS A Pagar/Faturamento Bruto)	

Fonte: Elaboração do autor

O ICMS incidente sobre a energia elétrica é calculado por dentro, ou seja, o montante a ser pago do imposto integra a base de cálculo. Essa operação é calculada conforme a Fórmula a seguir:

$$ICMS = (\text{Valor da energia elétrica consumida em R\$}) \left( \frac{1}{1 - \text{Alíquota ICMS}} \right)$$

A incidência do ICMS sobre a fatura de energia elétrica é estipulada por faixas de consumo, estabelecidas pela Secretaria da Fazenda dos governos estaduais. Assim, cada faixa de consumo tem uma alíquota específica ou até mesmo a isenção do ICMS.

Por fim, o último tributo incidente é a Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação Pública (CIP). Esse tributo é de competência municipal, cabendo a concessionária o recolhimento e o repasse para o respectivo município.

Uma vez apresentada à carga tributária, cabe observar como é calculada a tarifa efetiva cobrada dos consumidores. Veja na Fórmula abaixo.

$$Tarifa\ Efetiva = \left( \frac{Tarifa\ Homologada\ pela\ ANEEL}{1 - (PIS + COFINS + ICMS)} \right)$$

## 5. Pesquisa e Mapeamento de Tarifas

Conforme citado anteriormente, esse estudo pretende analisar o sistema tarifário no setor elétrico brasileiro a fim de evidenciar as condições econômicas para a expansão da micro e minigeração distribuída, sobretudo após a conclusão da maior parte da revisão tarifária periódica, realizada em 2012.

A etapa principal desse estudo é o levantamento das tarifas finais pagas pelos consumidores dos grupos B1 e B3. O primeiro passo para isso foi construir uma base de dados com as tarifas das 63 distribuidoras de energia elétrica atuantes no país homologadas pela ANEEL. Essa etapa respeitou o calendário de revisão periódica, uma vez que se pretende analisar exclusivamente as tarifas vigentes.

As tarifas homologadas foram obtidas no site da ANEEL, no qual se destaca o acesso facilitado devido a boa organização, com mecanismo de busca próprio e capaz de localizar com facilidade as Resoluções Homologatórias publicadas no ano de 2013 para cada distribuidora de energia elétrica.

Posteriormente, foram coletadas as alíquotas de ICMS para cada faixa de consumo dos consumidores B1 e B3 de todas as 63 distribuidoras. Tais dados foram obtidos no site da Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica (ABRADEE). Como a base de dados da ABRADEE foi elaborada em 2007, foi realizada uma conferência dos dados junto a Secretaria da Fazenda de cada estado para verificar se algum dado estava desatualizado. O resultado foi que as alíquotas se mantiveram constantes desde 2007.

O próximo passo foi a coleta dos dados referentes às alíquotas efetivas de PIS/PASEP e COFINS incidentes na tarifa de energia elétrica. Essa etapa foi a mais trabalhosa por não haver um banco de dados organizado pela ANEEL ou outra instituição que contenha tais informações, bem como há poucas distribuidoras que informam em seus websites as alíquotas efetivas cobradas mensalmente.

Embora as distribuidoras tenham que discriminar na conta de luz enviada aos consumidores os valores referentes aos tributos federais, isso é feito em unidades monetárias (R\$), não em alíquota efetiva, o que dificulta a identificação da composição da fatura final por parte do consumidor.

Por isso foi realizada uma pesquisa com todas as 63 distribuidoras do país a fim de se obter as alíquotas efetivas de PIS/PASEP e COFINS para o cálculo da tarifa efetivamente cobrada dos consumidores do tipo B1 e B3. Conforme citado anteriormente, as alíquotas efetivas desses impostos podem apresentar variações mensais devido ao resultado operacional da concessionária.

Ressalta-se que os valores referentes à CIP não foram considerados, pois o imposto é municipal e o valor cobrado varia de acordo com a cidade, tornando inviável a coleta dos referidos dados.

De maneira geral, a grande maioria das distribuidoras forneceu os dados, entretanto 6 delas se recusaram a fornecê-los ou não responderam as tentativas do contato por meio telefônico e eletrônico.<sup>2</sup>

---

<sup>2</sup> As distribuidoras que não integraram a pesquisa: FORCEL (PR), CEMAR (MA), EFLUL (SC), COPEL (PR), CERR (RR), CEA (AP)

Uma vez apuradas as alíquotas, foi realizado um cálculo da tarifa média efetiva para todas as distribuidoras consultadas e para todas as faixas de consumo<sup>3</sup>, uma vez que o ICMS muda de acordo com a faixa de consumo. Tal cálculo foi feito apenas para os consumidores do Grupo B1.

Cabe destacar que por conta da aprovação da Lei 12.783/2013, convencionou-se a utilização das alíquotas médias dos tributos PIS, COFINS e ICMS, coletados entre Setembro de 2011 à Setembro de 2012 com as tarifas homologadas após a promulgação da referida Lei. Embora os impostos e as tarifas homologadas sejam de períodos temporais distintos, de maneira geral, o cálculo realizado dessa maneira pode evidenciar os valores aproximados das tarifas de energia elétrica pagas pelos consumidores do Grupo B.1

Conforme citado anteriormente, o cálculo da “Tarifa Média Efetiva”, pode ser definido conforme a Fórmula:

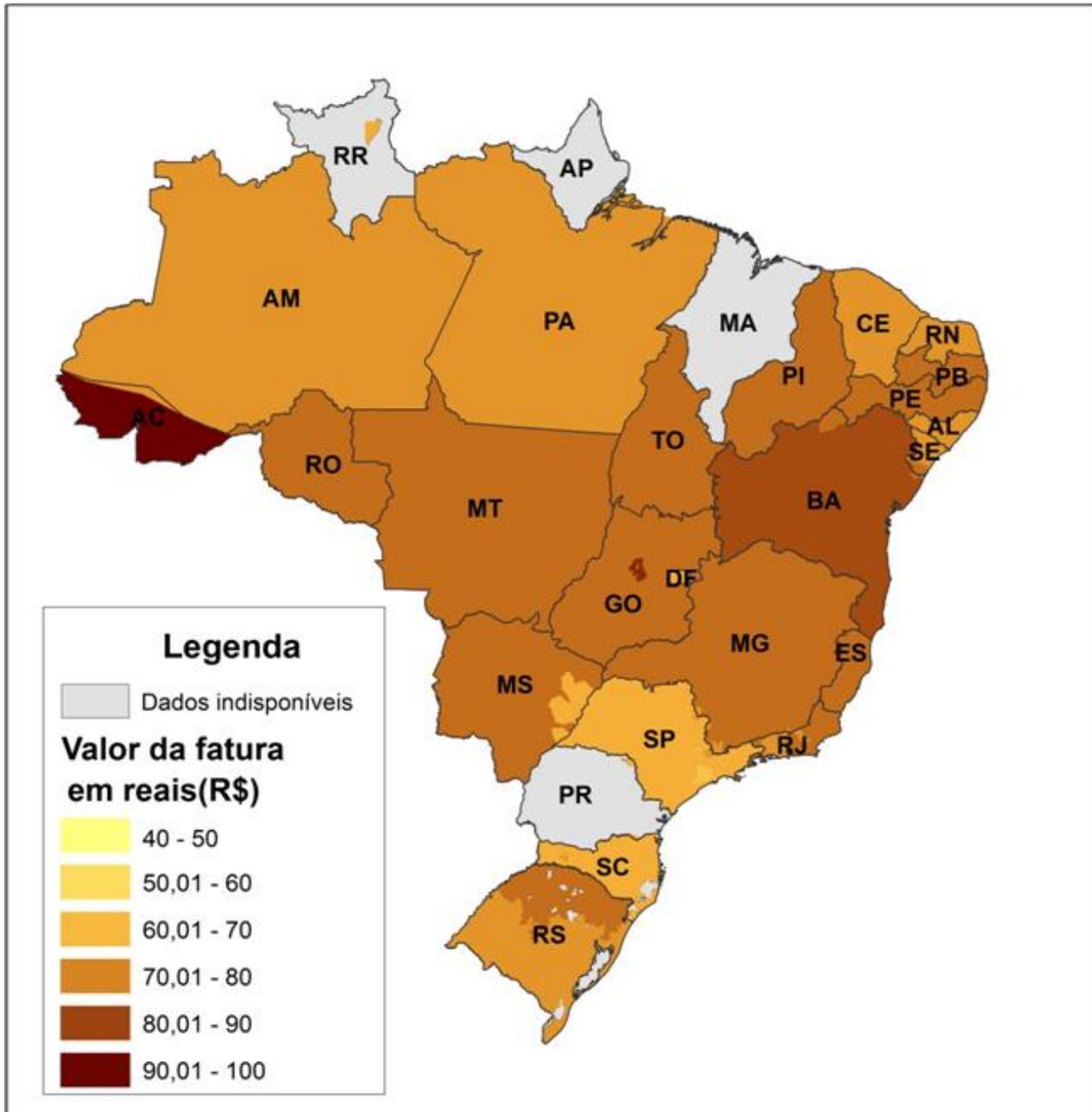
$$\text{Tarifa Média Efetiva} = \left( \frac{\text{Tarifa Homologada pela ANEEL}_{2013}}{1 - (\text{Média (PIS}_{2011/2012}) + \text{Média (COFINS}_{2011/2012}) + \text{ICMS})} \right)$$

Devido a grande variabilidade das faixas de consumo, que mudam de estado para estado, optou-se por mapear o valor final médio da fatura dos consumidores de energia elétrica. Para isso convencionou-se adoção três perfis de consumo: Pequeno consumidor (até 150 KWh mensais), Médio consumidor (até 300KWh mensais), e Grande consumidor (até 450KWh). Os resultados dos mapeamentos com as tarifas vigentes a partir de janeiro de 2013 podem ser observados nos Mapas a seguir:

---

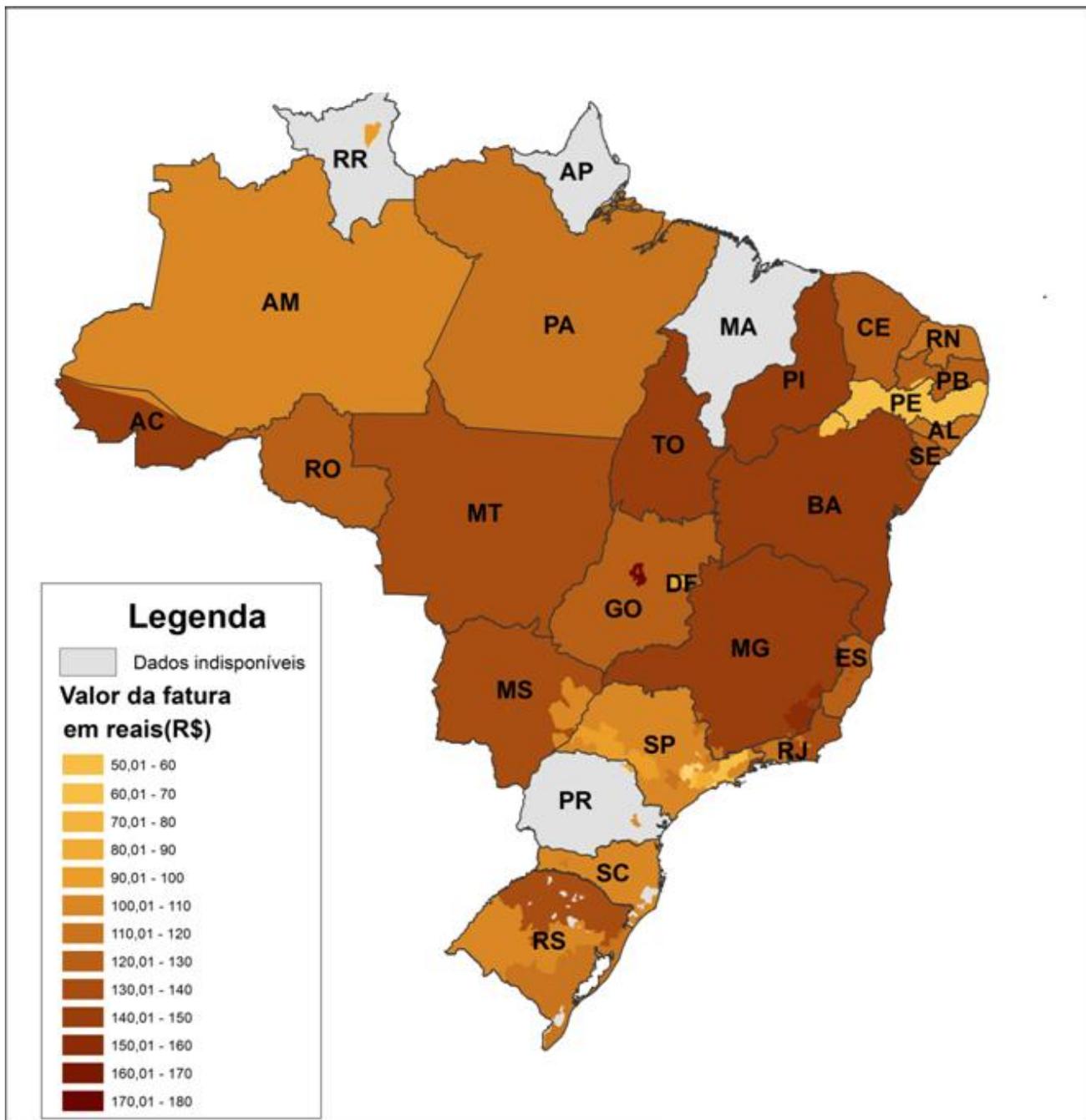
<sup>3</sup> As planilhas com todos os dados utilizados no cálculo da tarifa efetiva média estão disponibilizados no Anexo B

Mapa 1- Valor da fatura de 150 kWh em R\$ para consumidores do Grupo B1



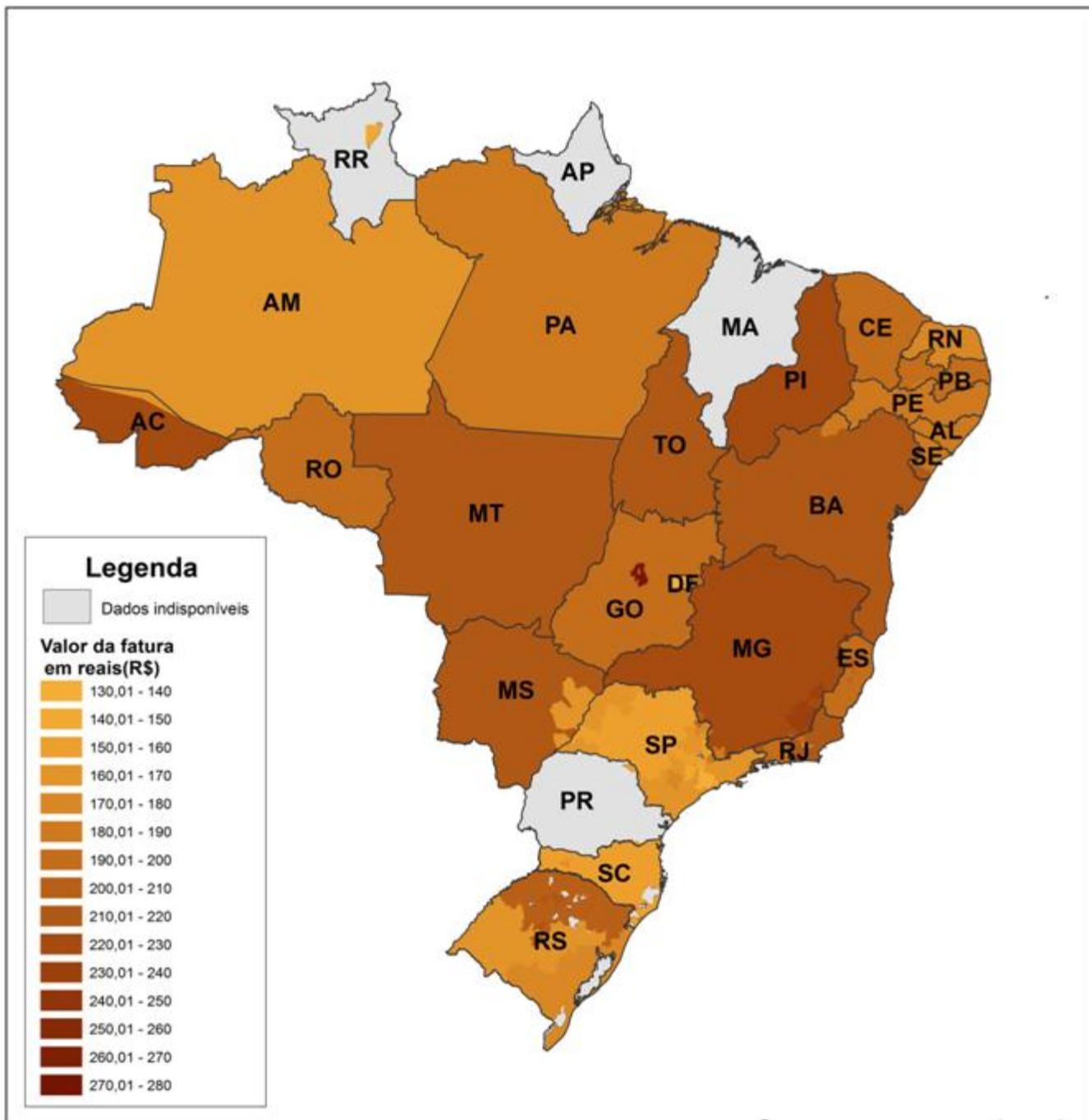
Fonte: Elaboração do autor, com base em ANEEL (2013) e Concessionárias (2012)

Mapa 2 - Valor da fatura de 300 kWh em R\$ para consumidores B1



Fonte: Elaboração do autor, com base em ANEEL (2013) e Concessionárias (2012)

Mapa 3 - Valor da fatura de 450 kWh em R\$ para consumidores B1



Fonte: Elaboração do autor, com base em ANEEL (2013) e Concessionárias (2012)

## 6. Considerações Finais

As recentes publicações de resoluções pela ANEEL que reduzem as barreiras para a geração distribuída trazem novas perspectivas para o mercado solar fotovoltaico no Brasil. Porém para sua concretização é necessário também verificar a viabilidade econômica para as diferentes regiões do Brasil. A partir do levantamento das tarifas finais no Brasil é possível visualizar quais estados possuem as melhores condições econômicas para a instalação de sistemas fotovoltaicos de pequeno porte, com enfoque em clientes residenciais.

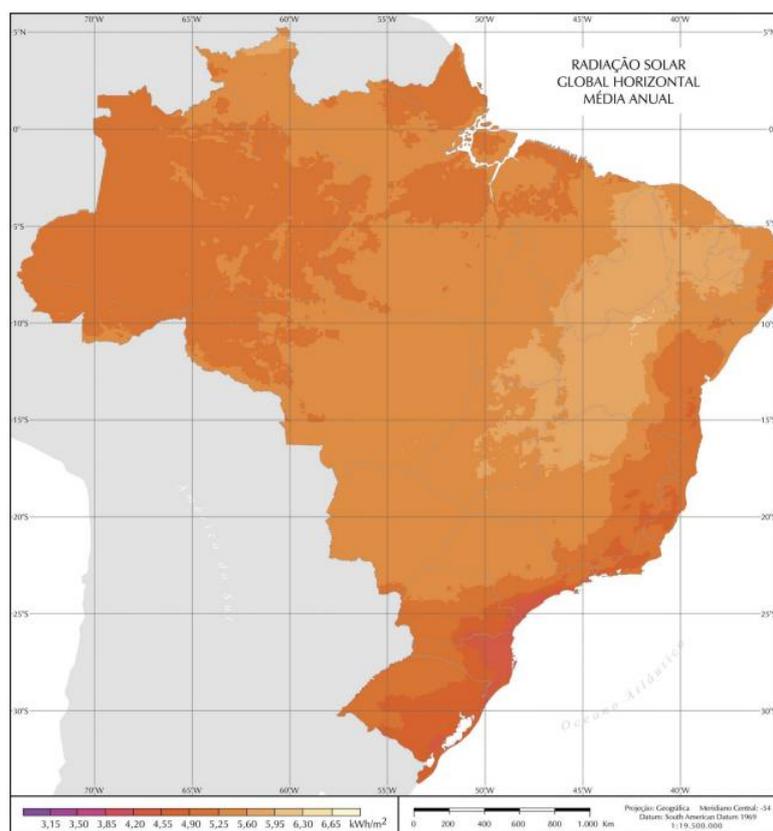
Cabe destacar que, durante a elaboração do presente estudo, foi aprovada a Lei 12.783/2013 que reduziu as tarifas de energia elétrica, desse modo foi possível comparar o mapeamento das faturas antes e depois da aprovação da referida Lei.

Na comparação dos resultados dos mapeamentos é possível evidenciar que antes da aprovação da Lei as faturas mais elevadas eram pagas pelos consumidores das regiões Sudeste e Nordeste do país. A região Centro-Oeste também apresentava elevados valores médios de fatura, com destaque para os estados de Mato Grosso do Sul e Goiás. Na região Norte, Tocantins se destacava devido aos valores elevados, bem como a Região Norte do Rio Grande do Sul.

Após a aprovação da Lei, foi possível observar uma redução substancial dos valores das faturas em todo o país, de modo que não somente foi possível observar a queda no valor das faturas, como também a diminuição das diferenças entre estados vizinhos, sendo possível observar uma homogeneização dos valores das faturas de energia elétrica.

Embora as faturas tenham apresentado redução significativa, é possível destacar que os estados da Bahia, Minas Gerais, Tocantins e Piauí apresentam valores ainda elevados comparativamente a outros estados brasileiros, sobretudo para o perfil de 300kWh. Por outro lado, os referidos estados apresentam elevada radiação solar, conforme pode ser observado no mapa a seguir:

Mapa 4 - Mapa de Irradiação Solar (Média Anual)



Fonte: Atlas Brasileiro de Energia Solar (2006)

Embora a redução das tarifas possa interferir na viabilidade econômica da microgeração distribuída em alguns estados brasileiros, a tendência, a médio prazo, é de crescimento das tarifas de energia elétrica acompanhada de uma redução dos custos de aquisição e instalação de sistemas fotovoltaicos, favorendo a consolidação dessa tecnologia no país.

Cabe observar ainda que uma análise mais criteriosa deve ser elaborada a fim de determinar com precisão a viabilidade econômica para expansão da micro e minigeração distribuída nas áreas com elevada radiação solar. Nesse aspecto, os dados coletados nesse estudo podem vir a auxiliar a elaboração de uma estimativa mais precisa acerca da viabilidade econômica de sistemas solares fotovoltaicos.

Destaca-se ainda a necessidade de uma base de dados pública sobre os tributos cobrados por cada distribuidora, facilitando a compreensão do consumidor acerca dos componentes de sua fatura. A criação da referida base possibilitaria o acompanhamento periódico da viabilidade econômica para sistemas fotovoltaicos bem como tornar mais transparente os valores cobrados dos consumidores.

**REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 115/2005**. Promoção de Audiência Pública para obtenção de subsídios e de informações adicionais para definição da metodologia para as concessionárias, permissionárias e autorizadas de distribuição adicionarem à tarifa de energia elétrica homologada pela ANEEL os percentuais relativos ao PIS/PASEP e a COFINS. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011435.pdf>>. Acesso em: 17 dez. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET)**. Define a estrutura dos Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET, que consolida a regulamentação acerca dos processos tarifários. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2011435.pdf>>. Acesso em: 17 dez. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Reajuste Tarifário Anual**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=95>>. Acesso em: 17 dez. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 435, DE 24 DE MAIO DE 2011**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=702&idPerfil=2>>. Acesso em: 17 dez. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Resolução Normativa Nº 482, de 17 de abril de 2012**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em: 17 dez. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Revisão Tarifária Periódica**. Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=182>>. Acesso em: 17 dez. 2012.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DA INDÚSTRIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA. **Propostas para Inserção da Energia Solar Fotovoltaica na Matriz Elétrica Brasileira**. Disponível em: <<http://www.abinee.org.br/informac/arquivos/profotov.pdf>>. Acesso em: 17 dez. 2012.

**BRASIL. Decreto n.º 5.081, de 14 de julho de 2004**. Regulamenta os arts. 13 e 14 da Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, e o art. 23 da Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, que tratam do Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil. Brasília, DF, p. 1, 17, maio., 2004.

**BRASIL. Lei n.º 10.438, de 26 de abril de 2002**. Dispõe sobre a expansão da oferta de energia elétrica emergencial, recomposição tarifária extraordinária, cria o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (Proinfa), a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), dispõe sobre a universalização do serviço público de energia elétrica. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil. Brasília, DF, p. 1, 29, abril., 2002.

**BRASIL. Lei n.º 5.163, de 30 de julho de 2004**. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia elétrica. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil. Brasília, DF, p. 1, 30, julho., 2004.

**BRASIL. Lei n.º 5.899, de 05 de julho de 1973**. Dispõe Sobre A Aquisição Dos Serviços De Eletricidade Da Itaipu.

**BRASIL. Lei n.º 8.631, de 4 de março de 1993**. Dispõe sobre a fixação dos níveis das tarifas para o serviço público de energia elétrica, extingue o regime de remuneração garantida. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil. Brasília, DF, p. 2597, 05 ,março., 1993.

**BRASIL. Lei n.º 9.427, de 26 de dezembro de 1996.** Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil. Brasília, DF, p. 28653, 27 dez., 1996.

**BRASIL. Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000.** Dispõe sobre realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das empresas concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica. Diário Oficial [da] República Federativa do Brasil. Brasília, DF, p. 1, 25, julho., 2000.

CASTRO, Nivalde J. de; BRANDÃO, Roberto. **Causas e consequências do Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária das Distribuidoras Brasileiras.** Disponível em:  
<[http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/artigos/GESEL\\_CE\\_TerceiroCiclo.pdf](http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/artigos/GESEL_CE_TerceiroCiclo.pdf)>. Acesso em: 17 dez. 2012.

DEVIENNE FILHO, R.; **Estudo sobre o mercado de energia elétrica focando a geração distribuída**, Programa Energia Brasileiro-Alemão, Agência de Cooperação Técnica Alemã – GIZ, Jan. 2011.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Análise da Inserção da Geração Solar na Matriz Elétrica Brasileira.** Disponível em:  
<[http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos\\_23/NT\\_EnergiaSolar\\_2012.pdf](http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/Estudos_23/NT_EnergiaSolar_2012.pdf)>. Acesso em: 17 dez. 2012.

INSTITUTO NACIONAL DE PESQUISAS ESPACIAIS Atlas brasileiro de energia solar, São José dos Campos, 2006.

**ANEXO A**

Quadro 1 - Calendário de Reajustes Tarifários Periódicos

Nº	2011		Nº	2013	
1	Coelce	22/abr/11	1	EBO	04/fev/13
2	Eletropaulo	04/jul/11	2	Cemat	08/abr/13
3	Celpa	07/ago/11	3	Cemig	08/abr/13
4	Elektro	27/ago/11	4	CPFL Paulista	08/abr/13
5	Bandeirante	23/out/11	5	Enersul	08/abr/13
6	Piratinga	23/out/11	6	AES SUL	19/abr/13
7	DME-PC	28/out/11	7	Nova Palma	19/abr/13
<b>Nº</b>	<b>2012</b>		8	Coelba	22/abr/13
1	CPEE	03/fev/12	9	Cosern	22/abr/13
2	CSPE	03/fev/12	10	ESE	22/abr/13
3	Jaguari	03/fev/12	11	Celpe	29/abr/13
4	Mococa	03/fev/12	12	RGE	19/jun/13
5	Santa Cruz	03/fev/12	13	Demei	29/jun/13
6	Santa Maria	07/fev/12	14	Eletrocar	29/jun/13
7	Bragantina	10/mai/12	15	Hidropan	29/jun/13
8	Caiuá	10/mai/12	16	Muxfeldt	29/jun/13
9	Nacional	10/mai/12	17	Escelsa	07/ago/13
10	Vale Parapanema	10/mai/12	18	Cooperaliança	14/ago/13
11	EMG	18/jun/12	19	Ceal	28/ago/13
12	ENF	18/jun/12	20	Cemar	28/ago/13
13	Cocel	24/jun/12	21	Cepisa	28/ago/13
14	Copel	24/jun/12	22	EPB	28/ago/13
15	CFLO	29/jun/12	23	Celg	12/set/13
16	Celtins	04/jul/12	24	Amazonas	01/nov/13
17	Celesc	07/ago/12	25	Boa Vista	01/nov/13
18	Iguaçu	07/ago/12	26	Light	07/nov/13
19	Urussanga	14/ago/12	27	Ceron	30/nov/13
20	João Cesa	14/ago/12	28	Eletroacre	30/nov/13
21	CEB	26/ago/12	<b>Nº</b>	<b>2014</b>	
22	Forcel	26/ago/12	1	Ampla	15/mar/14

23	Chesp	12/set/12
24	CEEE	25/out/12
25	Sulgipe	14/dez/12

Fonte: ANEEL (2012)

Quadro 2 – Calendário de Reajuste Anual

N	DISTRIBUIDORA	SIGLA	UF	DATA
1	Companhia Jaguari de Energia (CPFL JAGUARI)	CJE	SP	03/fev
2	Companhia Luz e Força Mococa (CPFL MOCOCA)	CLFM	SP	03/fev
3	Companhia Luz e Força Santa Cruz (CPFL SANTA CRUZ)	CLFSC	SP	03/fev
4	Companhia Paulista de Energia Elétrica (CPFL LESTE PAULISTA)	CPEE	SP	03/fev
5	Companhia Sul Paulista de Energia (CPFL SUL PAULISTA)	CSPE	SP	03/fev
6	Energisa Borborema – Distribuidora de Energia S.A. (ex-CELB)	EBO	PB	04/fev
7	Empresa Luz e Força Santa Maria S.A.	ELFSM	ES	07/fev
8	Ampla Energia e Serviços S/A	AMPLA	RJ	15/mar
9	Centrais Elétricas Matogrossenses S/A.	CEMAT	MT	08/abr
10	CEMIG Distribuição S/A	CEMIG-D	MG	08/abr
11	Companhia Paulista de Força e Luz	CPFL-Paulista	SP	08/abr
12	Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S/A.	ENERSUL	MS	08/abr
13	AES SUL Distribuidora Gaúcha de Energia S/A.	AES-SUL	RS	19/abr
14	Usina Hidroelétrica Nova Palma Ltda.	UHENPAL	TO	19/abr
15	Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	COELBA	BA	22/abr
16	Companhia Energética do Ceará	COELCE	CE	22/abr
17	Companhia Energética do Rio Grande do Norte	COSERN	RN	22/abr
18	Energisa Sergipe - Distribuidora de Energia S.A.(ex-ENERGIPE)	ESE	SE	22/abr
19	Companhia Energética de Pernambuco	CELPE	PE	29/abr
20	Caiuá Distribuição de Energia S/A	CAIUÁ-D	SP	10/mai
21	Companhia Nacional de Energia Elétrica	CNEE	SP	10/mai
22	Empresa de Distribuição de Energia Vale Paranapanema S.A.	EDEVP	SP	10/mai
23	Empresa Elétrica Bragantina S.A.	EEB	SP	10/mai
24	Energisa Minas Gerais - Distribuidora de Energia S.A.(ex-CATLEO)	EMG	MG	18/jun
25	Energisa Nova Friburgo - Distribuidora de Energia S.A.(ex-CENF)	ENF	RJ	18/jun

26	Rio Grande Energia S/A.	RGE	RS	19/jun
27	Companhia Campolarguense de Energia	COCEL	PR	24/jun
28	Copel Distribuição S/A	COPEL-DIS	PR	24/jun
29	Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas	DMEPC	MG	28/jun
30	Companhia Força e Luz do Oeste	CFLO	PR	29/jun
31	Departamento Municipal de Energia de Ijuí	DEMEI	RS	29/jun
32	Centrais Elétricas de Carazinho S/A.	ELETROCAR	RS	29/jun
33	Hidroelétrica Panambi S/A.	HIDROPAN	RS	29/jun
34	MUX-Energia - Muxfeldt Marin & Cia. Ltda	MUX-Energia	RS	29/jun
35	Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins	CELTINS	TO	04/jul
36	Eletropaulo Metropolitana Eletricidade de São Paulo S/A	ELETROPAULO	SP	04/jul
37	Jari Celulose, Papel e Embalagens S.A.	JARI	PA	07/ago
38	Celesc Distribuição S.A.	CELESC-DIS	SC	07/ago
39	Centrais Elétricas do Pará S/A.	CELPA	PA	07/ago
40	Espírito Santo Centrais Elétricas S/A.	ESCELSA	ES	07/ago
41	Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda	IENERGIA	SC	07/ago
42	Empresa Força e Luz João Cesa Ltda.	EFLJC	SC	14/ago
43	Cooperativa Aliança	COOPERALIANÇA	SC	14/ago
44	Empresa Força e Luz Urussanga Ltda.	EFLUL	SC	14/ago
45	CEB Distribuição S/A	CEB-DIS	DF	26/ago
46	Força e Luz Coronel Vivida Ltda	FORCEL	PR	26/ago
47	Elektro Eletricidade e Serviços S/A.	ELEKTRO	SP	27/ago
48	Companhia Energética de Alagoas	CEAL	AL	28/ago
49	Companhia Energética do Maranhão	CEMAR	MA	28/ago
50	Companhia Energética do Piauí	CEPISA	PI	28/ago
51	Energisa Paraíba - Distribuidora de Energia S.A. (ex-SAELPA)	EPB	PB	28/ago
52	Celg Distribuição S.A.	CELG-D	GO	12/set
53	Companhia Hidroelétrica São Patrício	CHESP	GO	12/set
54	Bandeirante Energia S.A.	BANDEIRANTE	SP	23/out
55	Companhia Piratininga de Força e Luz	CPFL- Piratininga	SP	23/out
56	Companhia Estadual de Distribuição de Energia Elétrica	CEEE-D	RS	25/out
57	DME Distribuição S.A. (ex-DMEPC)	DMED	MG	28/out
58	Boa Vista Energia S/A	BOA VISTA	RR	01/nov
59	Amazonas Distribuidora de Energia S/A.	AME	AM	01/nov

---

60	Companhia Energética de Roraima	CERR	RR	01/nov
61	Light Serviços de Eletricidade S/A.	LIGHT	RJ	07/nov
62	Companhia de Eletricidade do Amapá	CEA	AP	30/nov
63	Centrais Elétricas de Rondônia S/A.	CERON	RO	30/nov
64	Companhia de Eletricidade do Acre	ELETROACRE	AC	30/nov
65	Companhia Sul Sergipana de Eletricidade	SULGIPE	SE	14/dez

Fonte: ANEEL (2012)

## **ANEXO B**

O acesso as planilhas com todos os dados utilizados no cálculo da tarifa média efetiva podem ser obtidos em arquivo em excel encontrado em anexo ao presente estudo: **Base de Dados.xlsx**