

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE PERNAMBUCO – UFPE**

**CENTRO DE CIÊNCIAS JURÍDICAS – CCJ**

**BACHARELADO EM DIREITO**

**LUIZA MELCOP DE CASTRO LEAL DANTAS**

**IMPACTOS REGULATÓRIOS DA REVISÃO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO  
DE CRÉDITOS DE ENERGIA ELÉTRICA PROVENIENTES DE MICRO E  
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482\2012 DA  
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL:**

**Considerações sobre o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004\2018 –  
ANEEL**

**RECIFE, 2019**

**IMPACTOS REGULATÓRIOS DA REVISÃO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO  
DE CRÉDITOS DE ENERGIA ELÉTRICA PROVENIENTES DE MICRO E  
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482\2012 DA  
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL:**

**Considerações sobre o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004\2018 –  
ANEEL**

Monografia apresentada como requisito parcial  
para obtenção do título de Bacharela em  
Direito pela Universidade Federal de  
Pernambuco pela aluna Luiza Melcop de  
Castro Leal Dantas, sob orientação do Prof.  
Dr. Sérgio Torres Teixeira.

**Recife, 2019**

À minha mãe, Eva, meu anjo da guarda;

A meu pai, Marcus, por tantos sorrisos cedidos a mim;

À minha avó Cristina e à Tia Karina, *in memoriam*, por terem me ensinado que há muita felicidade nesta vida;

À minha avó Mércia, por ter sido meu porto seguro;

À equipe do Di Cavalcanti Advogados, pela oportunidade constante de aprendizado;

A todos amigos e professores, pela paciência e dedicação;

Serei sempre grato.

**LUIZA MELCOP DE CASTRO LEAL DANTAS**

**IMPACTOS REGULATÓRIOS DA REVISÃO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO  
DE CRÉDITOS DE ENERGIA ELÉTRICA PROVENIENTES DE MICRO E  
MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA NA RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482\2012 DA  
AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL:**

**Considerações sobre o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004\2018 –  
ANEEL**

**DEFESA PÚBLICA em**

Recife, \_\_\_\_\_ de \_\_\_\_\_ de 2019.

**BANCA EXAMINADORA**

**Presidente:**

\_\_\_\_\_  
Sérgio Torres Teixeira.

(UFPE)

Prof.

**1º Examinador (a):**

\_\_\_\_\_

(UFPE)

**2º Examinador (a):**

\_\_\_\_\_

(UFPE)

**RECIFE, 2019**

## RESUMO

Com a Consulta Pública nº 010\2018, originou-se a Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 0004\2018, promovida pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, a qual busca a revisão do sistema de compensação de créditos de energia, proveniente de micro e minigeração distribuída, presente na Resolução Normativa nº 482\2012 da ANEEL. Dentro da reforma institucional do setor elétrico, a geração distribuída, principalmente na conformação de empreendimentos de micro e minigeração distribuída, representa não somente ação de eficiência, mas também de matriz energética, democratizando a geração de energia elétrica dentro das prerrogativas de preservação socioambiental e desenvolvimento sustentável do setor elétrico. Através das Resoluções Normativas nºs 482\2012 e 687\2015 da ANEEL, a implementação de micro e minigeração distribuída foi incentivada de tal forma que não incidissem a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e a Tarifa de Energia – TE sobre o cômputo dos créditos de energia elétrica injetados na rede elétrica por micro e minigeradores. Contudo, com a projeção de crescimento vegetativo de implementação desses empreendimentos, a manutenção da alternativa até então vigente ao sistema de compensação de créditos de energia gera ônus aos demais consumidores não adotantes de geração própria. O objetivo deste trabalho é estabelecer considerações sobre a Análise de Impacto Regulatório nº 0004\2018 da ANEEL, com enfoque na modelagem conceitual da geração distribuída e a prospecção de formas alternativas de comercialização de energia proveniente das centrais geradoras de energia passíveis de enquadramento como geração distribuída.

Palavras-chave: micro e minigeração distribuída; análise de impacto regulatório; sistema de compensação de créditos de energia; processo tarifário; comercialização de energia.

## SUMÁRIO

|  |           |
|--|-----------|
| <b>INTRODUÇÃO AO PROBLEMA: PERSPECTIVAS DE ALTERAÇÃO REGULATÓRIA DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.....</b>   | <b>8</b>  |
| <b>1. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM DIREITO COMPARADO: AS EXPERIÊNCIAS DOS ESTADOS UNIDOS E DA UNIÃO EUROPEIA.....</b>  | <b>10</b> |
| 1.1. Geração distribuída nos Estados Unidos e na União Europeia.....   | 12        |
| 1.2. Geração distribuída no Brasil.....  | 14        |
| <b>2. Considerações sobre o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 0004\2018 – ANEEL.....</b>  | <b>17</b> |
| 2.1. O sistema de compensação de créditos de energia provenientes de micro e minigeração distribuída na Resolução nº 482\2012 da ANEEL.....                          | 20        |
| 2.2. Processo tarifário das distribuidoras: funções de custo da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e a Tarifa de Energia – TE.....                      | 25        |
| 2.3. Propostas de alteração do sistema de compensação de créditos de energia por fatores gatilho.....  | 28        |
| 2.4. Redistribuição de encargos no sistema.....  | 32        |
| 2.5. Contribuições em Audiência Pública.....   | 34        |
| <b>3. Alternativas à comercialização de energia proveniente de centrais geradoras passíveis de enquadramento em micro e minigeração distribuída.....</b>             | <b>37</b> |
| 3.1. Comercialização de energia proveniente de geração distribuída para a distribuidora através de chamada pública.....  | 37        |
| 3.2. Comercialização de energia elétrica proveniente de geração distribuída no ambiente de contratação livre.....  | 40        |
| 3.3. Comercialização indireta de energia elétrica através do aproveitamento de créditos de energia no modelo consorcial e de cooperativa de geração distribuída..... | 42        |

|  |           |
|--|-----------|
| <b>CONCLUSÃO.....</b>                  | <b>43</b> |
| <b>REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....</b> | <b>45</b> |

## **INTRODUÇÃO AO PROBLEMA: PERSPECTIVAS DE ALTERAÇÃO REGULATÓRIA DA MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

Através da Consulta Pública nº 010\2018 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, a qual visou o recebimento de contribuições para o aprimoramento das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída, foi iniciado processo de revisão da Resolução Normativa nº 482\2012 da ANEEL com enfoque em seu aspecto econômico. Historicamente, o processo de revisão do sistema de compensação de créditos de energia já havia se processado parcialmente com a Resolução Normativa nº 687\2015, em que se estruturaram as formas de compensação de energia para geração distribuída local e remota, bem como foram criados os modelos de autoconsumo remoto, geração compartilhada e de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras. Assim, com base nas informações coletadas na Consulta Pública nº 010\2018, foi possível formatar as premissas que orientaram a elaboração do Relatório de Análise de Impacto Regulatório – AIR nº 0004\2018, conforme a viabilidade econômica e benefícios trazidos ao setor elétrico pela continuidade de incentivo à geração distribuída.<sup>1</sup>

A revisão do atual sistema de compensação de créditos de energia atende aos imperativos de reequilíbrio do sistema, à medida que se considera que o crescimento da potência instalada proveniente de geração distribuída pode impactar em sua viabilidade econômica dentro do sistema elétrico. Isso porque a redução de preços dos componentes dos empreendimentos de geração distribuída, bem como a rentabilidade alçada pela opção aos consumidores adotantes da modalidade, pode ocasionar a redistribuição de encargos tarifários de modo desigual no sistema elétrico, onerando as distribuidoras e demais consumidores finais não adotantes da opção.

Dessa forma, a AIR nº 0004\2018 serve aos préstimos da análise de alternativas não só à mudança do sistema de compensação de créditos de energia, bem como possibilita identificar os fatores gatilhos à implementação das novas metodologias de compensação, preservando-se inclusive os direitos adquiridos daqueles empreendimentos já existentes. A análise de impacto regulatório permite que se prospecte a gradação de incidência

---

<sup>1</sup> Nota Técnica nº 0062\2018-SRD\SCG\SRM\SGT\SRG\SMA\ANEEL. Disponível em:

das componentes tarifárias no cômputo dos créditos de energia, principalmente no que concerne à Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e à Tarifa de Energia – TE.

A discussão que permeia a análise de impacto regulatório, conjugada às contribuições fornecidas em audiência pública, fomenta a adoção da geração distribuída como opção tanto de eficiência energética como de matriz energética, bem como permite a justa alocação de custos do sistema. Quer isto dizer que a construção da nova modelagem de compensação de créditos de energia é forma de parametrização de viabilidade econômica para um setor elétrico com o escopo de desenvolvimento sustentável das matrizes energéticas nacionais.

O objetivo desse trabalho é abordar os principais aspectos da discussão que permeia a Análise de Impacto Regulatório nº 0004/2018, em vistas à compreensão das principais variáveis implicadas na escolha da alternativa à mudança do atual sistema de compensação de créditos de energia. Por essa razão, a análise aqui empreendida é de matriz regulatória: estudar-se-á a modelagem de micro e minigeração distribuída dentro do direito comparado para que, a partir daí, se entenda a conceituação da geração distribuída como opção de eficiência e matriz energética no ordenamento jurídico pátrio, avaliando-se os parâmetros de inserção da geração distribuída no sistema elétrico nacional. Em segundo ponto, avalia-se a AIR nº 0004/2018 para o fim de corroborar o entendimento acerca da perspectiva de alteração do sistema de compensação de créditos de energia, principalmente no que concerne à proposição de fatores gatilhos para as alternativas debatidas, a redistribuição de encargos no sistema e o abalçamento das contribuições em audiência pública. Tomados tais pressupostos, abordar-se-á alternativas à comercialização dos créditos de energia provenientes de centrais geradoras passíveis de enquadramento em micro e minigeração distribuída, porquanto se considere que é possível dentro da formatação atual do sistema elétrico nacional, alocar a democratização da geração de energia elétrica para além do sistema de compensação de créditos de energia.

Espera-se que o presente trabalho sirva de contribuição à comunidade acadêmica, ainda que em caráter embrionário, tendo em vista a ainda não conclusão do processo de revisão normativa em estudo, a fim de se entender temática intrínseca à expansão

sustentável do setor energético brasileiro, conjugada à democratização das opções de geração de energia.

## **1. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM DIREITO COMPARADO: A EXPERIÊNCIA DOS ESTADOS UNIDOS E DA UNIÃO EUROPEIA.**

A geração distribuída é enxergada principalmente dentro do conceito de prosumidores, em que os empreendimentos de geração de energia seriam acoplados precipuamente às unidades consumidoras, de forma que o produtor de energia seria igualmente consumidor. Dentro da matriz energética adotada pelos ditos prosumidores, sobressai a de matriz fotovoltaica, à medida que se considere que os painéis solares podem ser instalados nos telhados residenciais, e a de matriz eólica, a partir de pequenas turbinas eólicas.

Os avanços tecnológicos no setor elétrico permitem pensar opções que conjugam componentes com melhor eficiência energética e menores custos de produção. É dentro dessa perspectiva, em que inclusive se vislumbra políticas estatais do ocidente no sentido de incentivar fontes renováveis de energia elétrica, que se arvora o crescimento da adoção de geração distribuída. No Reino Unido, por exemplo, ainda no final de dezembro de 2015, levantou-se a existência de mais de 842.000 (oitocentos e quarenta e dois mil) instalações de painéis solares, cuja projeção à época somava a potência instalada de 8.667 MW. Nesses termos, a geração distribuída é enxergada tal como medida de eficiência energética, pois a revisão dos custos efetivos para se aumentar a qualidade da oferta homogênea de energia permite o fornecimento mais inteligente e com menor demanda da rede de transmissão e distribuição, por pressuposto de que a energia excedente é injetada perto dos centros de maior demanda de carga.<sup>2</sup>

A inserção da geração distribuída na conformação do setor elétrico implica fundamentalmente conceber sistemas mais descentralizados, alinhados aos mercados regionais, nos quais seja possível espelhar a natureza e função do consumo apresentado. É que a geração distribuída remete à presença de múltiplos agentes que, no entanto, por produzirem energia em pequena escala, representam custos ao sistema no que concerne ao monitoramento

---

<sup>2</sup> PARAG, Yael; SOVACOOOL, Benjamin K. **Electricity Market design for the prosumer era**. Disponível em: < <http://pierrepinson.com/31761/Literature/nature-prosumermarketdesigns.pdf>>. Acesso em 04 de maio de 2019. Pág. 1.

de suas atividades, bem como na integração de respostas no que se refere à diminuição de contratação de cargas homogêneas pela distribuidora em vistas à alocação de cargas localmente pelos ditos prosumidores. Assim, a geração distribuída acompanha 03 (três) conformações principais dentro do setor elétrico, quer sejam – modelo par a par; modelo de venda de energia excedente para a rede; e a compensação de créditos de energia.

No modelo par a par, tem-se a estruturação de redes descentralizadas, segundo as quais se formata a venda de energia entre o prosumidor e consumidores finais, predominantemente residenciais, através de compensação de créditos de energia sem a necessidade, a priori, de intermediadores do sistema, a exemplo das comercializadoras. Quer isto dizer que, através deste modelo, haveria flexibilização da comercialização de créditos de energia, operando-se a democratização do acesso de consumidores residenciais a uma energia pensada de forma mais sustentável e que, ao mesmo tempo, fosse tarifada proporcionalmente aos seus custos de transmissão e distribuição dentro do sistema.<sup>3</sup>

De modo diverso, no modelo de venda do excedente de energia, a carga sobressalente da produção do prosumidor não passível de armazenamento por sua estrutura técnica poderia ser injetada na rede, de forma a ser remunerada pela distribuidora de energia. O modelo de compensação de crédito de energia, por sua vez, incorreria no cômputo da energia excedente injetada na rede tal como um crédito, a ser abatido em faturas vindouras pelo prosumidor ou por outras unidades consumidoras por ele apontadas como titulares dos créditos.<sup>4</sup>

## **I. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NOS ESTADOS UNIDOS E NA UNIÃO EUROPEIA.**

---

<sup>3</sup> PARAG, Yael; SOVACOOOL, Benjamin K. Ibis Idem. Pág. 2.

<sup>4</sup> GAUTIER, Axel; JACQMIN, Julien; POUDOU, Jean-Christophe. **The prosumers and the Grid**. Disponível em: < [https://www.researchgate.net/publication/304246432\\_The\\_Prosumers\\_and\\_the\\_Grid?enrichId=rgreq-ce02598203526cd09a9615a1b270af3c-XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzMwNDI0NjQzMjtBUzo1NjYzMDk3MzQ2MzM0NzJAMTUxMjAzMDE3MDc4Mg%3D%3D&el=1\\_x\\_3&\\_esc=publicationCoverPdf](https://www.researchgate.net/publication/304246432_The_Prosumers_and_the_Grid?enrichId=rgreq-ce02598203526cd09a9615a1b270af3c-XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzMwNDI0NjQzMjtBUzo1NjYzMDk3MzQ2MzM0NzJAMTUxMjAzMDE3MDc4Mg%3D%3D&el=1_x_3&_esc=publicationCoverPdf)>. Acesso em 04 de maio de 2019. Pág. 4.

A geração distribuída nos Estados Unidos e na União Europeia possui contornos delineados tanto pela sistemática de compensação de créditos de energia elétrica, quanto da venda do excedente para a distribuidora. Em países europeus tais como Bélgica, Dinamarca, Itália e Holanda, utiliza-se o sistema de medição líquida, em que os empreendimentos são qualificados à compensação de créditos de energia a partir de uma potência instalada dispositiva. Assim, nessas estruturas, não haveria a remuneração financeira direta pela energia disponibilizada pelo prosumidor no sistema, mas o abatimento subsequente na fatura de energia dos créditos acumulados pela energia injetada na rede.<sup>5</sup>

Em verdade, desde novembro de 2016, a União Europeia discute o chamado pacote de inverno, segundo o qual se formataram propostas para o fim de facilitar uma transição entre as matrizes energéticas já existentes para fontes renováveis, respaldadas no desenvolvimento sustentável do setor elétrico. Para tanto, foram adotados 03 (três) grupamentos de ações de eficiências energética. Primeiramente, foi identificada a necessidade de revisão dos marcos regulatórios do setor, em vistas à flexibilização de funcionamento do mercado, de modo a conceber mais liberalidade nas negociações dentro do mercado regulado de energia. As demais categorias de medidas estariam concentradas em formulações de novas diretivas de eficiência energética com base em fontes de energia renováveis e na propositura de um novo regulamento à governança da União Europeia no que concerne ao setor elétrico.<sup>6</sup>

A prospecção de reestruturação do setor a partir do embasamento da matriz energética em fontes renováveis de energia importa em desafios técnicos a serem desvencilhados, à medida que fontes tais como a eólica e a solar são intermitentes, podendo não corroborar a estabilidade de demanda necessária ao funcionamento da rede elétrica. De modo diverso, a descentralização do mercado, com a inserção de ações de geração distribuída, permitirá a redução em larga escala dos custos de manutenção do sistema, pela aproximação dos centros de carga às zonas de consumo efetivo.

---

<sup>5</sup> POULLIKKAS, Andreas. **A review of net metering mechanism for electricity renewable energy sources**. Disponível em: <

[https://www.researchgate.net/publication/260290446\\_A\\_review\\_of\\_net\\_metering\\_mechanism\\_for\\_electricity\\_renewable\\_energy\\_sources](https://www.researchgate.net/publication/260290446_A_review_of_net_metering_mechanism_for_electricity_renewable_energy_sources)>. Acesso em 05 de maio de 2019. Pág. 05.

<sup>6</sup> WINTERS, B. M; HANCHER, L. **The EU Winter Package**. Disponível em: < <http://fsr.eui.eu/wp-content/uploads/The-EU-Winter-Package.pdf>>. Acesso em 05 de maio de 2019. Pág. 03.

A economia de baixo carbono, fomentada a partir de energias renováveis, deve combinar estímulos à concorrência nos mercados de eletricidade da União Europeia, bem como à coordenação de investimentos na capacidade de produção e de infraestrutura da rede. Nesses termos, a geração distribuída é inserida também como ação de eficiência energética à medida que possa fomentar organização comunitária no sentido de comercialização dos créditos de energia injetados na rede, seja pelas opções já comumente existentes, de compensação de créditos, seja pela remuneração da tarifação da energia injetada, ou pela modelagem do par a par.<sup>7</sup>

Nos Estados Unidos, justamente pelo sistema federalista de organização dos estados, são variadas as políticas de realocação da energia proveniente de geração distribuída no sistema. A priori, todas as concessionárias são obrigadas legalmente a disponibilizar serviço de medição para seus clientes, de forma a possibilitar que o prosumidor tenha acesso ao faturamento da energia excedente injetada por sua geradora na rede elétrica. Estima-se que cerca de 47 (quarenta e sete) estados americanos adotam o sistema de compensação de energia líquida, estabelecendo-se parâmetro de capacidade instalada para configuração do empreendimento de geração distribuída. Entretanto, vale ressaltar que os estados adotantes do sistema de compensação de créditos de energia ponderam a inserção das taxas e custos para abatimento no valor final o crédito gerada.<sup>8</sup> Nesses termos, tem-se que:

“Existem estados americanos que estão em um estágio mais avançado de desenvolvimento solar, como a Califórnia e o Havaí, os quais enfrentam problemas para integração desta geração em seus sistemas. A Califórnia vem adotando políticas maiores de incentivo à geração distribuída fotovoltaica e não está fazendo revisões tarifárias severas, como Nevada por exemplo. Já o estado de Massachusetts está fazendo alterações significativas, com a finalidade de mudar uma tarifa de maior componente fixo. Destacou-se que os subsídios à geração solar (e.g., Federal Investment Tax Credit) vem se reduzindo à medida em que esta fonte tem se tornado mais competitiva.

Com relação ao modelo tarifário adotado, cada estado ou *utility* tem sua própria política. Alguns podem qualificar projetos maiores, (e.g., Califórnia) outros apenas projetos menores (e.g., Havaí). Além disso, alguns estados possuem um limite para

---

<sup>7</sup> WINTERS, B. M; HANCHER, L. Ibis Idem. Pág. 15.

<sup>8</sup> POULLIKKAS, Andreas. Ibis Idem. Pág. 06.

os programas NEM, com base em gatilhos para mudança das regras (e.g., fração a geração distribuída em relação à demanda da *utility*). De forma geral, os modelos NEM estaduais estão passando por revisões.”<sup>9</sup>

Pode-se dizer que a modelagem dos empreendimentos de geração distribuída nos Estados Unidos é alternada entre o sistema de compensação de créditos de energia e a remuneração pela tarifação da energia injetada. O sistema de compensação é viabilizado através da instalação de medidores bidirecionais, segundo os quais é possível medir concomitantemente a energia injetada na rede e a energia consumida pelo prosumidor, de forma que ao final do mês seja gerado um crédito de energia, cujo abatimento se processa nos meses subsequentes, mas não necessariamente de forma líquida, já que os prosumidores são instados a custear igualmente as tarifas pelo uso das redes de transmissão e distribuição no sistema elétrico. De modo diverso, a remuneração pela tarifação da energia injetada é preconizada pela colocação de medidor que compute a energia injetada no sistema pelo prosumidor, a qual será remunerada por função de custo pré-definido e comumente acima dos preços praticados a varejo.<sup>10</sup>

Na perspectiva da geração distribuída no Brasil, abarca-se precipuamente a opção de compensação de créditos de energia. A possibilidade de venda da energia proveniente de energia à distribuidora ainda apresenta tímida expressividade no setor elétrico pátrio, principalmente em face dos padrões de engessamento regulatórios que permeiam a opção.

## **II. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL.**

A geração distribuída no ordenamento jurídico pátrio é conceituada como sendo a modalidade de produção de energia proveniente de agentes concessionários, permissionários ou autorizados, cuja conexão se processa diretamente com o sistema elétrico de distribuição. O conceito é primordialmente estabelecido pelo art. 14 do Decreto Lei nº

---

<sup>9</sup> ALVES, Job Figueiredo S.; DANTAS, Guilherme; FERREIRA, Daniel Viana; CASTRO, Nivalde de. **Estado da arte da difusão de recursos energéticos distribuídos em quatro estados norte-americanos**. Disponível em: < [http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/36\\_tdse72.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/36_tdse72.pdf)>. Acesso em 05 de maio de 2019. Pág. 18.

<sup>10</sup> Energy Informative. **What’s the difference between net metering and feed-in tariffs?** Disponível em: < <https://energyinformative.org/net-metering-feed-in-tariffs-difference>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

5.163\2004<sup>11</sup>, em que se prevê a exclusão do enquadramento em geração distribuída para as categorias de empreendimentos hidrelétricos com capacidade instalada superior a 30 MW (trinta megawatts) e termoeletrônicos com eficiência energética inferior a 75% (setenta e cinco por cento), independentemente de haver cogeração qualificada.

Dentro do espectro da reforma institucional do setor elétrico, cuja operacionalização data fundamentalmente do final do século XX, a geração distribuída representou opção de transição para a desverticalização da cadeia produtiva. Isso porque a entrada da iniciativa privada no mercado de energia brasileiro fomentou a pluralização da concorrência, cujo ganho precípua foi a separação das atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.<sup>12</sup> Para os segmentos de geração e comercialização de energia, a reestruturação do setor elétrico possibilitou a formação de dois ambientes negociais, a saber – o Ambiente de Livre Comércio (ALC) e o Ambiente de Contratação Regulada (ACR). Já as seções de transmissão e distribuição mantiveram natureza de serviços públicos, pelo que preservaram os imperativos da regulação estatal para sua conformação. Em sendo assim, a geração distribuída, nos termos redacionais do Decreto Lei nº 5.163\04, consubstanciou, à primeira vista, a possibilidade de que as concessionárias e permissionárias de serviço público de distribuição desenvolvessem atividade de geração distribuída, desde que a destinação da energia produzida fosse exclusivamente para atendimento de mercado consumidor próprio.

A hipótese, regulada pela Resolução Normativa nº 167\2005<sup>13</sup>, absorve, portanto, a geração descentralizada de pequeno porte da própria distribuidora, havendo previsão na própria norma dos requisitos a serem atendidos para configuração da modalidade. É que a unidade precisa ser considerada como de geração própria, de forma que o montante contratado pela distribuidora deverá corresponder à totalidade da energia proveniente dos empreendimentos próprios de geração distribuída. Acerca dos liames

---

<sup>11</sup> **Decreto nº 5.163\20014**. Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm)>. Acesso em 05 de maio de 2019.

<sup>12</sup> MACEDO, Luziene Dantas de. **Formação e estruturação do setor elétrico brasileiro: dos anos de 1930 a 1950**. Disponível em: <<https://periodicos.ufrn.br/rerut/issue/download/858/Luziene%20Dantas%20de%20Macedo>>. Acesso em: 05 de maio de 2019. Págs. 33-40.

<sup>13</sup> **Resolução Normativa nº 167\2005 da ANEEL**. Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2005167.pdf>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

contratuais, tem-se que a vigência do contrato poderia ter por termo o término da concessão administrativa da distribuidora. Inclusive, uma vez adotando esta opção de contratação, o empreendimento de geração não poderia comercializar energia de forma diversa. Interessa notar, entretanto, que a própria Resolução Normativa estabeleceu limite temporal para exercer a opção de contratação de energia, uma vez que previu a formalização do contrato em até 30 (trinta) dias após a data de publicação do ato de anuência ao respectivo processo de desverticalização ou após a data de publicação da Resolução, o que ocorresse por último.

A contratação de geração distribuída pode ocorrer ainda através da realização de chamadas públicas, as quais tem o escopo de garantir a publicidade, transparência e igualdade dos interessados em comercializar a energia para as concessionárias e permissionárias de distribuição. Ou seja, para a aquisição de energia proveniente de geração distribuída de terceiros, a distribuidora precisa realizar necessariamente processo de chamada pública. Outrossim, não pode a carga contratada exceder o limite legal de 10% da carga do agente de distribuição, nos próprios termos do Decreto Lei nº 5.163\2004. Para além dessas duas hipóteses de geração distribuída, soma-se a previsão de microgeração e minigeração distribuída de energia elétrica, estabelecida pelas Resoluções Normativas nºs 482\2012<sup>14</sup> e 687\2015<sup>15</sup>, baseado no modelo de compensação de créditos de energia. Diferentemente das outras duas hipóteses previstas, a formatação de microgeração e minigeração distribuída dispensa autorização ou permissão do poder público. É tão somente requisitado o registro da unidade na ANEEL após a conexão do pequeno gerador à rede de distribuição.

Pode-se dizer que o marco regulatório das micro e mini centrais de geração de energia possuem sede constitucional no art. 176 da CF\88, de que se aduz que não dependerá de autorização ou concessão o aproveitamento do potencial de energia renovável de capacidade reduzida. A lei nº 9.074\95<sup>16</sup> corrobora igual determinação, acrescentando que tais empreendimentos, com potência inferior ou igual a 5.000 kW, não dependem de autorização da ANEEL e que somente após sua implementação é que devem ser comunicadas ao Poder

---

<sup>14</sup> **Resolução Normativa nº482\2012 da ANEEL.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

<sup>15</sup> **Resolução Normativa nº 687\2015 da ANEEL.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 05 de maio de 2019.

<sup>16</sup> **Lei nº 9.074\95.** Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm)>. Acesso em 05 de maio de 2019.

Concedente para serem registrados. A microgeradora qualifica-se por ser central geradora de energia elétrica com potência instalada menor ou igual a 75 kW (setenta e cinco quilowatts), utilizando-se de cogeração qualificada ou fontes renováveis de energia elétrica. A minigeradora possui potência instalada superior a 75 kW (setenta e cinco quilowatts) e menor ou igual a 3 MW (três megawatts) para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW (cinco megawatts) para cogeração qualificada.

Não se deve confundir as centrais geradoras de energia com as pequenas centrais hidrelétricas - PCHs, as quais são amoldadas pelo art. 2º da Resolução Normativa nº 673\15 da ANEEL<sup>17</sup>. As PCHs consistem em empreendimentos hidrelétricos com potência instalada superior a 3 MW (três megawatt) e igual ou inferior a 30 MW (trinta megawatt), cuja área de reservatório d'água seja de até 13 km<sup>2</sup> (treze quilômetros quadrados), excluindo-se deste cômputo a calha do leito regular do rio. A micro e minigeração distribuída são fundamentalmente de matriz de energia fotovoltaica. À data do presente estudo, consta no Banco de Informação de Geração – BIG da ANEEL que existem 69.286 (sessenta e nove mil, duzentos e oitenta e seis) unidades de geração fotovoltaica para a modalidade de geração distribuída, contrastando com 79 (setenta e nove) unidades de geração hidrelétrica; 57 (cinquenta e sete) unidades para energia eólica; e 152 (cento e cinquenta e duas) unidades para energia termoelétrica<sup>18</sup>.

## **2. CONSIDERAÇÕES SOBRE O RELATÓRIO DE ANÁLISE DE IMPACTO REGULATÓRIO Nº 0004\2018 – ANEEL.**

### **I. CONCEITOS DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO DIREITO BRASILEIRO.**

Pela crescente expressividade da implementação de micro e minigeradores, no entanto, vê-se que abordar a geração distribuída implica necessariamente em trazer como elementos interligados a discussão acerca da eficiência energética, o armazenamento de energia e o gerenciamento de demanda. É que esta modalidade de produção de energia propulsiona necessariamente o retardo em investimentos na expansão dos

---

<sup>17</sup> **Resolução Normativa nº 673\15 da ANEEL.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015673.pdf>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

<sup>18</sup> **Unidades consumidoras com geração distribuída – resumo por tipo de geração.** Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp)>. Acesso em 13 de abril de 2019.

sistemas de distribuição e transmissão, a redução dos impactos ambientais, a ampliação das matrizes energéticas e benefícios nos níveis de tensão da rede no período de carga pesada. Considerado que o sistema elétrico brasileiro funciona de forma integrada, desde que a expansão da geração distribuída seja conjugada ao prévio planejamento do setor para absorver a ampliação das conexões de prosumidores, bem como inclusas reprogramações dos encargos tarifários, é possível enxergar a ampliação da micro e minigeração distribuída como medida de prospecção de eficiência energética e de sustentabilidade para o sistema.<sup>19</sup>

Dentro do Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2019, considera-se que a eficiência energética é a relação entre a energia produzida e a quantidade final de energia efetivamente utilizada na cadeia. Nesses termos, expectou-se dentro do PDE a utilização e indicadores socioeconômicos, sobrepesados o consumo por habitante e por residência. As considerações do PDE acerca da construção e índice de sustentabilidade para as linhas de transmissão e usinas hidrelétricas, as quais são responsáveis pelo majoritário fornecimento de energia em cadeia nacional, demonstraram claro intento de abalizar metas setoriais sem se distanciar das prerrogativas de preservação socioambiental e desenvolvimento sustentável. O PDE, coordenado pelo Ministério de Minas e Energia – MME e a Empresa de Pesquisa Energética – EPE, instrumentaliza visão integracionista da oferta e demanda de recursos energéticos, orientando as projeções mercadológicas no setor de energia, dos quais, na análise de 2019, podemos retirar duas principais informações parametrizadas de expansão do setor. Nesses termos, aduz-se que o Sistema Interligado Nacional – SIN possui parque gerador com 122 (cento e vinte e duas) hidrelétricas em operação, cuja potencia instalada é de 74.300 MW (setenta e quatro mil e trezentos megawatts), havendo previsão de necessidade do ingresso de operação de 33 (trinta e três) novas usinas para o período de 2015-2019. Em relação à expansão da rede de transmissão de energia elétrica, corrobora-se que em 2009 a rede atingiu a extensão de 95.582 km (noventa e

---

<sup>19</sup> **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica \ Agência Nacional de Energia Elétrica.** 2. Ed. – Brasília: ANEEL, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeração+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em 05 de maio de 2019. Pág. 7.

cinco mil, quinhentos e oitenta e dois quilômetros), cuja previsão de acréscimo seria de 36.797 km (trinta e seis mil, setecentos e noventa e sete quilômetros) entre 2010 – 2019.<sup>20</sup>

A partir desta análise do setor, é possível prospectar, ainda que teoricamente, os potenciais ganhos que a micro e minigeração distribuída teriam no Sistema Interligado Nacional. Em vistas à geração de energia elétrica próximo à carga, poder-se-ia vislumbrar como ganhos ao sistema a economia dos investimentos em transmissão, bem como a redução de perdas nas redes e a melhoria de qualidade do serviço de energia elétrica. Dentro da concepção de eficiência energética, que envida esforços para conceber o desenvolvimento sustentável do sistema, considerado ainda minorar as perdas de carga e os custos para transmissão da rede, a geração distribuída ingressa no panorama de conformação de uma opção mais consciente e sustentável para o setor elétrico.<sup>21</sup>

A viabilização do sistema de compensação de créditos de energia para os prosumidores de geração distribuída possibilitaram a redução de entraves para esta categoria de geração, ocasionando rápida propulsão do setor. O ganho econômico, estimado de médio prazo, para os consumidores adotantes da micro ou minigeração foi o principal responsável pela aceleração na implementação dos sistemas. Entretanto, a prospecção de continuidade de crescimento do setor, contrabalanceado com a redistribuição de encargos no sistema, impulsionou a reabertura da discussão sobre o sistema de compensação de créditos de energia. É que a diminuição de receita das distribuidoras causa o aumento dos encargos tarifários para os consumidores não adotantes do sistema de compensação, uma vez considerado que a utilização da rede como backup de consumo pelos prosumidores gera, principalmente, oscilações de remuneração no mercado de baixa tensão.<sup>22</sup>

---

<sup>20</sup> **Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 \ Ministério de Minas e Energia.** Empresa de Pesquisa Energética. Brasília: MME\EPE, 2010. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256592/PDE2019\\_03Maio2010.pdf/d6bf6183-c8ff-440d-a8e2-2b50ae6c5d15](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256592/PDE2019_03Maio2010.pdf/d6bf6183-c8ff-440d-a8e2-2b50ae6c5d15)>. Acesso em 05 de maio de 2019. Págs. 286 - 332.

<sup>21</sup> **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica \ Agência Nacional de Energia Elétrica.** Ibis Idem. Pág. 16.

<sup>22</sup> **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica \ Agência Nacional de Energia Elétrica.** Ibis Idem. Pág. 14.

A Análise de Impacto Regulatório - AIR nº 0004\2018<sup>23</sup> promovida pela ANEEL, ora originada da Consulta Pública nº 010\2018, concentrou-se na especificação do atual sistema de compensação oriundo da Resolução Normativa nº 482\12 com a projeção analítica da proposta de mudança do sistema através da apresentação de fatores gatilhos. Somou-se às considerações da AIR os contrastes de benefícios advindos da geração distribuída para os prosumidores e para os demais consumidores e distribuidoras, pesando-se ainda as influências das externalidades advindos, a exemplo, de encargos tributários incidentes na reconfiguração do sistema. A título de concentração do debate, visou-se ainda a discussão de eficiência energética, o processo tarifário das distribuidoras e o princípio da segurança jurídica regulatória. Seguindo-se ao procedimento de divulgação do AIR, a ANEEL promoveu a Audiência Pública nº 001\2019, a qual foi dividida em três partes, realizadas nas datas de 21\02\2019, 14\03\2019 e 11\04\2019, respectivamente, nas cidades de Brasília – DF, São Paulo – SP e Fortaleza - CE. A previsão para aprovação da minuta de revisão da Resolução Normativa que cuida do sistema de compensação de créditos é até o final de 2019, com início de vigência em 2020.

## **II. O SISTEMA ATUAL DE COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS DE ENERGIA PROVENIENTES DE MICRO E MINIGERAÇÃO DISTRIBUÍDA.**

A Resolução Normativa nº 482\12 da ANEEL, com revisão pela Resolução Normativa nº 687\2015 da ANEEL, estabelece o sistema de compensação de créditos de energia para as categorias de microgeração e minigeração distribuída. A lógica de compensação de créditos em nada mais consiste senão em possibilitar que a energia excedente do gerador seja injetada na rede de distribuição, a qual será computada como créditos de energia, havendo posterior abatimento no consumo mensal da unidade do prosumidor. O sistema elétrico funciona tal como se fosse uma bateria virtual, pois a rede desempenha a função de armazenagem do excedente de energia. É, nesses termos, que se refere ao sistema de compensação como espécie de backup para o prosumidor, na medida em que se considera

---

<sup>23</sup> **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482\2012 – Relatório de Impacto Regulatório nº 0004\2018 – SRD\SCG\SMA\ANEEL.** Disponível em: < <http://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR+-+SRD+-+Geração+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>>. Acesso em 06 de maio de 2019.

que se o prosumidor não conseguir produzir energia suficiente para suprir o seu consumo, poderá captar energia supletivamente pela rede de distribuição.

É de se causar estranhamento, à primeira vista, os conceitos trazidos de bateria virtual e backup de rede, porquanto se atenha ao fato de que a energia circula na rede e, portanto, não se pode nela ser propriamente armazenada. A ideia de bateria virtual se processa à medida que se considera que a energia sobressalente injetada poderia ser posteriormente utilizada pelo prosumidor, através da computação de créditos de energia. Em verdade, a compensação de créditos visa a possibilidade de que “o consumidor receba um crédito em energia (kWh) a ser utilizado para abater o consumo em outro posto tarifário (para consumidores com tarifa horária) ou na fatura dos meses subsequentes”<sup>24</sup>.

A compensação é viabilizada através da injeção de energia ativa pela central geradora no sistema de distribuição, em que a energia será cedida a título de empréstimo gratuito para a distribuidora em troca da intitulação de créditos em quantidade de energia ativa pelas unidades consumidoras cadastradas. A validade de compensação de tais créditos é de 60 (sessenta) meses. É o que preceitua o § 1º do art. 6º da Resolução Normativa nº 482/12 da ANEEL. Importa destacar que a compensação dos créditos de energia ocorre sem considerar as componentes tarifárias. Ou seja, a energia excedente injetada pelo micro ou minigerador na rede pelo sistema atual tão somente mantém a cobrança do valor referente ao custo de disponibilidade ou da demanda contratada, incidentes, respectivamente, para consumidores do grupo B, em baixa tensão, e do grupo A, em alta tensão, nos termos no inciso I do art. 7º da Resolução Normativa nº 482/12 da ANEEL, com redação dada pela Resolução Normativa nº 687/15.

As definições de custo de disponibilidade e demanda contratada são trazidas pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 414/10. A demanda contratada corresponde à “demanda de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela distribuidora, no ponto de entrega, conforme valor e período de vigência fixado em contrato, e que deve ser integralmente paga, seja ou não utilizada durante o período de

---

<sup>24</sup> **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica \ Agência Nacional de Energia Elétrica.** Ibis Idem. Pág. 15.

faturamento, expressa em quilowatts (kW)”.<sup>25</sup> O custo de disponibilidade, por sua vez, é taxa aplicável nas faturas dos consumidores que demandarem energia em patamar inferior aos estipulados pelo art. 98 da referida Resolução.

O modelo vigente de compensação abarca três formas de utilização dos créditos de energia, através de: 1) empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras; 2) geração compartilhada; e 3) autoconsumo remoto.

Os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras estão caracterizados pelo art. 2º, VI, da Resolução Normativa nº 482/12 da ANEEL. Consistem em unidades consumidoras, localizadas em uma mesma propriedade ou em propriedades contíguas e que utilizem a energia elétrica de forma independente. Ou seja, a unidade consumidora é, em verdade, aquela fração da propriedade que possua uso individualizado da energia. Inclusive as instalações para atendimento das áreas de uso comum devem constituir unidade consumidora distinta, de responsabilidade do condomínio, do proprietário do empreendimento ou daquele que estiver imbuído de sua administração.

A geração compartilhada, nos termos do art. 2º, VII, da Resolução Normativa nº 482/12 da ANEEL, diz respeito à reunião de consumidores por meio de consórcio ou de cooperativa. Essa reunião poderá ser tanto de pessoas físicas quanto de pessoas jurídicas. Para esta modalidade, a micro ou minigeradora é situada em local diferente das unidades consumidoras. O autoconsumo remoto, aposto no art. 2º, VIII, da Resolução Normativa nº 482/12 da ANEEL, configura-se por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa física ou jurídica, nisso inclusa a possibilidade de figurar a matriz e as filiais. Note-se que para todas as 03 (três) modalidades, as unidades consumidoras devem estar dentro da mesma área de concessão ou permissão em que haverá a compensação dos

---

<sup>25</sup> **Glossário ANEEL.** Disponível em:

<[http://www.aneel.gov.br/glossario?p\\_p\\_id=display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=3&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_letra=D&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_titulo=&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_delta=2&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_keywords=&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_advancedSearch=false&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_andOperator=true&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_resetCur=false&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_cur=9](http://www.aneel.gov.br/glossario?p_p_id=display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij&p_p_lifecycle=0&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=3&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_letra=D&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_titulo=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_delta=2&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_keywords=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_advancedSearch=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_andOperator=true&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_resetCur=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_cur=9)>. Acesso em: 05 de maio de 2019.

créditos de energia. Outrossim, é possível que o excedente de energia não compensado na própria unidade consumidora seja utilizado para compensar o consumo de outra unidade consumidora que esteja inserida na mesma sistemática de compensação.

Aduz-se ainda que a responsabilidade de indicar o percentual de aproveitamento dos créditos de energia por cada unidade consumidora é do titular da micro ou minigeradora. O compromisso de solidariedade entre os integrantes do sistema de compensação deve ser acompanhado do competente instrumento jurídico. É possível que se altere as cotas de aproveitamento das unidades consumidoras a partir de comunicação prévia de no mínimo 60 (sessenta) dias à distribuidora.

Interessante pontuar que a compensação de créditos de energia tão somente é possível através da medição bidirecional havida no ponto de conexão, o qual é disciplinado pelo módulo 03 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST da ANEEL<sup>26</sup>. Em regra geral, tem-se que o faturamento dos créditos de energia se processa da seguinte forma<sup>27</sup>:

- A. “A energia injetada em determinado posto tarifário (ponta, fora de ponta ou intermediário), se houver, deve ser utilizada para compensar a energia consumida nesse mesmo posto;
- B. Se houver excedente, os créditos de energia ativa devem ser utilizados para compensar o consumo em outro posto horário, se houver, na mesma unidade consumidora e no mesmo ciclo de faturamento;
- C. O valor a ser faturado é a diferença positiva entre a energia consumida e a injetada, considerando-se também eventuais créditos de meses anteriores, sendo que caso esse valor seja inferior ao custo de disponibilidade, para o caso de consumidores do Grupo B (baixa tensão), será cobrado o custo de disponibilidade;
- D. Para os consumidores do Grupo A (alta tensão), não há o valor mínimo a ser pago a título de energia. Contudo, os consumidores continuam sendo normalmente faturados pela demanda;

---

<sup>26</sup> **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.** Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-Módulo3\\_Revisão7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-Módulo3_Revisão7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99)>. Acesso em 05 de maio de 2019.

<sup>27</sup> **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica \ Agência Nacional de Energia Elétrica.** Ibis Idem. Págs. 17-18.

- E. Após a compensação na mesma unidade consumidora onde está instalada a micro e minigeração distribuída, se ainda houver excedente, um percentual dos créditos poderá ser utilizado para bater o consumo de outras unidades escolhidas pelo consumidor no mesmo ciclo de faturamento; e
- F. Os créditos remanescentes podem ser utilizados até 60 (sessenta) meses após a data do faturamento.”

Nos casos em que a micro ou minigeração distribuída está instalada em local diferente do consumo, o excedente de energia a ser creditado é igual à energia injetada na rede, devendo o titular da unidade geradora indicar como se dará o aproveitamento dos créditos de energia. O valor a ser faturado na conta de energia equivalerá à diferença positiva entre a energia consumida por determinada unidade e os créditos designados para sua compensação individual.<sup>28</sup> De se ver que as bandeiras tarifárias aplicáveis à energia excedente faturada ao prosumidor atendem à sistemática usual de modulação. Quer isto dizer que, tal como informado no site da ANEEL, haverá igualmente repasse dos acréscimos nos valores da energia aos consumidores finais, em razão de déficits na geração de energia elétrica para o período. A previsão é do § 2º do art. 7º da Resolução Normativa n- 482\12 da ANEEL.<sup>29</sup>

A despeito da lógica do atual sistema de compensação de créditos de energia para micro e minigeração distribuída, tem-se em caráter reipersecutório a visualização dos aumentos dos encargos do sistema elétrico, bem com o sobrepeso desse custeio para os demais consumidores não adotantes de geração distribuída, principalmente em razão da compensação de energia se processar pelo valor da energia líquida. Como a rede funciona tal como uma bateria virtual, a energia injetada e creditada é compensada pela energia consumida a título dos créditos, sem o cômputo dos encargos do sistema. Quer isso dizer que o prosumidor não arca com os custos para que a rede retransmita a energia injetada, nem custeia os encargos tarifários dos créditos de energia que posteriormente utiliza. Ou seja, todos esses custos são transferidos aos demais consumidores, bem como às concessionárias e permissionárias de distribuição e transmissão do sistema elétrico.

---

<sup>28</sup> **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica \ Agência Nacional de Energia Elétrica.** Ibis Idem. Pág.18.

<sup>29</sup> **Bandeiras tarifárias.** Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800](http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800)>. Acesso em: 16 de abril de 2019.

Ao que propõe a AIR 0004\2018, em vistas ao crescimento da adoção da geração distribuída por prosumidores, é a prospecção do repasse gradual dessas tarifas ao micro e minigerador, não mais se processando a compensação dos créditos de energia pelo seu valor líquido. Projeta-se, pois, a estruturação de 05 (cinco) alternativas para a mudança do atual sistema de compensação de energia proveniente de micro e minigeradores, as quais seriam adotadas gradualmente a partir de fatores gatilhos.

### **III. PROCESSO TARIFÁRIO DAS DISTRIBUIDORAS.**

As alternativas para mudança do sistema de compensação consideram principalmente as Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD, derivadas na tarifação para transporte Fio B, Transporte Fio A, encargos e perdas, e na Tarifa de Energia – TE, cujas componentes seriam encargos genéricos e a energia líquida<sup>30</sup>. Note-se que a tarifa de energia é composta pelo valor da energia líquida consumida e o repasse dos encargos do sistema para sua transmissão e distribuição, considerados ainda a perda de energia que ocorre nesse processo e a tributação incidente nesta transação.

Assim, antes de se adentrar propriamente nas alternativas ao atual sistema de compensação de créditos de energia, importa proceder à breve explanação do processo tarifário das distribuidoras, em fins de se corroborar quais são as componentes que interferem no cômputo da tarifa de energia repassada ao consumidor. A consolidação da regulamentação acerca dos processos tarifários está definida na Resolução Normativa nº 435\2011 da ANEEL<sup>31</sup>, a qual prevê a modulação da estrutura tarifária das concessionárias de distribuição através do módulo 7 do Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET<sup>32</sup>.

Em critérios gerais, estabelece-se que “estrutura tarifária é um conjunto de tarifas aplicadas ao faturamento do mercado de distribuição de energia elétrica, que refletem a diferenciação relativa dos custos regulatórios da distribuidora entre os subgrupos, classes e subclasses tarifárias, de acordo com as modalidades e os postos

---

<sup>30</sup> **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482\2012 – Relatório de Impacto Regulatório nº 0004\2018 – SRD\SCG\SMA\ANEEL.** Ibis Idem. Pág. 6 – 10.

<sup>31</sup> **Resolução Normativa nº 435\2011 da ANEEL.** Disponível em: <  
<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2011435.pdf>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

<sup>32</sup> **Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET.** Disponível em: <  
<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

tarifários.”<sup>33</sup> Assim, o custo regulatório seria composto por funções de custo para distribuição da energia, nisso consideradas o transporte, perdas, encargos e energia comprada para revenda, variáveis congregadas principalmente na Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD e Tarifa de Energia – TE.

As funções de custo da TUSD são formadas pelos componentes tarifários da TUSD ENCARGOS, TUSD PERDAS e TUSD TRANSPORTE, englobando a TUSD FIO A e a TUSD FIO B. Já a composição da TE se dá pela TE ENERGIA, TE ENCARGOS, TE TRANSPORTE e TE PERDAS<sup>34</sup>. Veja-se o que estabelece o submódulo 7.1 do PRORET<sup>35</sup>:

“I. TUSD TRANSPORTE – parcela da TUSD que compreende a TUSD FIO A e a TUSD FIO B, sendo:

a) TUSD FIO A – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade de terceiros, compreendida por:

i) uso dos sistemas de transmissão da Rede Básica;

ii) uso dos transformadores de potencia da Rede Básica com tensão inferior a 230 kV e das DIT compartilhadas;

iii) uso dos sistemas de distribuição de outras distribuidoras; e

iv) conexão às instalações de transmissão ou de distribuição.

b) TUSD FIO B – formada por custos regulatórios pelo uso de ativos de propriedade da própria distribuidora que compõem a Parcela B, compreendida por: i) custo

<sup>33</sup> Art. 2º, XXXII – A, da **Resolução Normativa nº 479/2012**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

<sup>34</sup> **Variáveis de faturamento das componentes tarifárias**. Disponível em: <[http://wap.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas?p\\_p\\_id=audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_documentoId=42515&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp](http://wap.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=42515&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp)>. Acesso em 05 de maio de 2019.

<sup>35</sup> **Submódulo 7.1 do PRORET**. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Submódulo%207.1\\_6º%20revisão.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Submódulo%207.1_6º%20revisão.pdf)>. Acesso em 05 de maio de 2019. Págs. 7 – 15.

anual dos ativos (CAA); ii) custo de administração, operação e manutenção (CAOM).

II. TUSD ENCARGOS – parcela da TUSD que recupera custos de:

- a) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P & D\_EE;
- b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE;
- c) Contribuição para o Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS;
- d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE; e
- e) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA.

III. TUSD PERDAS – parcela da TUSD que recupera custos regulatórios com:

- a) Perdas técnicas do sistema da distribuidora;
- b) Perdas não técnicas;
- c) Perdas na Rede Básica devido às perdas regulatórias da distribuidora; e
- d) Receitas Irrecuperáveis.

I. TE ENERGIA – é a parcela da TE que recupera os custos pela compra de energia elétrica para revenda ao consumidor, incluindo: i) compra nos leilões do Ambiente de Contratação Regulada – ACR; ii) quota de Itaipu; iii) geração própria; iv) aquisição do atual agente supridor; v) compra de geração distribuída.

II. TE ENCARGOS – é a parcela da TE que recupera dos custos de:

- a) Encargos de Serviços de Sistema – ESS e Encargo de Energia de Reserva – EER;
- b) Pesquisa e Desenvolvimento e Eficiência Energética – P&D\_EE;
- c) Contribuição sobre Uso de Recursos Hídricos – CFURH; e
- d) Quota da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, compreendida por:
  - i. Amortização da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA – ACR; e
  - ii. Devolução dos recursos da CDE de que trata o DECRETO N° 7.945, de 8 de março de 2013.

III. TE TRANSPORTE – é a parcela da TE que recupera os custos de transmissão relacionados ao transporte de Itaipu e à Rede Básica de Itaipu.

IV. TE PERDAS – é a parcela da TE que recupera os custos com perdas na Rede Básica devido ao mercado de referência de energia.”

A incidência da TUSD ocorre para todos os usuários do sistema de distribuição, excetuando-se as unidades consumidoras com micro e minigeração distribuída ou com produção independente, bem como as centrais geradoras que possuem previsão de cálculo específico para a TUSD, as concessionárias e permissionárias de distribuição e os consumidores que se enquadrem na modalidade de baixa renda. Já em relação à incidência da TE, tem-se que suas componentes tarifárias são aplicáveis a todo o mercado de referência, ressalvadas certas espécies de Contratos de Compra e Venda de Energia – CCE com o agente de distribuição supridor.<sup>36</sup>

#### **IV. PROPOSTAS DE ALTERAÇÃO DO SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE CRÉDITOS DE ENERGIA POR FATORES GATILHOS.**

Em vistas à divisão que se opera dos encargos tarifários conglobados pela TUSD e pela TE é que a AIR nº 0004\2018 abaliza alternativas ao atual modelo de compensação de créditos de energia para micro e minigeração distribuída. Quer isto dizer que são previstas 05 (cinco) diferentes modelagens, as quais diferem pelo repasse dos encargos tarifários aos micro e minigeradores de energia, de forma a não mais se processar a compensação de créditos pelo valor líquido da energia. Apesar da tarifação das distribuidoras abarcar a TUSD e a TE, as alternativas transitam gradualmente pelas componentes tarifárias, em resguardo inclusive ao princípio da segurança jurídica regulatória.

A Alternativa 0 (zero) é constituída pelo atual modelo de compensação de créditos de energia, ou seja, a energia não é tarifada, compensando-se de forma líquida. A alternativa 1 (um) englobaria a tarifação pela TUSD FIO B; a alternativa 2 (dois), a TUSD FIO B e a TUSD FIO A; a alternativa 3 (três), a TUSD FIO B, TUSD FIO A, TUSD ENCARGOS; a alternativa 4 (quatro), a TUSD FIO B, TUSD FIO A, TUSD ENCARGOS, TUSD PERDAS; a alternativa 5 (cinco), a TUSD e a TE, ambas com os encargos e demais componentes tarifários. Em termos percentuais, na alternativa 0 (zero) há aproveitamento de 100% (cem por cento) da energia injetada na rede; na alternativa 1 (um) há 72% (setenta e dois por cento) de aproveitamento; na alternativa 2 (dois), 66% (sessenta e seis

---

<sup>36</sup> ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição. Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775\\_Proret\\_Submod\\_7\\_1\\_V24.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775_Proret_Submod_7_1_V24.pdf)>. Acesso em 21 de abril de 2019. Pág. 10 e 13

por cento); na alternativa 3 (três), 59% (cinquenta e nove por cento); na alternativa 4 (quatro), 51% (cinquenta e um por cento); e na alternativa 5 (cinco), 37% (trinta e sete por cento).<sup>37</sup>

Analisadas cada uma das alternativas para os modelos de geração distribuída com compensação local e com compensação remota, sobrepesou-se os custos envolvidos com o retorno do investimento efetuado pelos prosumidores com a implementação dos geradores, principalmente em face da projeção de ampliação vegetativa do mercado de geração distribuída. Considerou-se ainda a prospecção de outras variáveis de maior impacto no setor elétrico, tal como a redução de mercado das distribuidoras, com a correlata energia evitada no processo, diminuindo-se as perdas na transmissão e distribuição da energia.

Ao que resultou a análise de impacto regulatório na AIR nº 0004\2018, tem-se a projeção da possibilidade de manutenção do atual sistema de compensação até que o mercado de micro e minigeração distribuída local chegue à potência instalada de 3,365 GW em todo o país, quando se passaria a adotar a alternativa 1 (um). No cenário abalizado pela AIR, prospecta-se que em 2035, para esta modalidade de geração local, atingir-se-ia a marca de 17 GW de potência instalada. De modo diverso, a continuidade da adoção da alternativa 0 (zero) para geração distribuída remota se daria até o alcance de potência instalada de 1,25 GW no país, passando-se a adotar, a partir deste marco, a alternativa 1 (um). Ao se atingir o marco de 2.13 GW, adotar-se-ia a alternativa 3 (três). Dentro da prospecção pela AIR de crescimento do setor de micro e minigeração distribuída, calcula-se que em 2035, os sistemas de compensação local e remota somariam a potência instalada de aproximadamente 22 GW, o que equivaleria à potência atualmente instalada das usinas hidrelétricas de Itaipu Binacional, Santo Antônio e Jirau, juntas. Para a efetiva alteração do sistema de compensação de créditos de energia, a AIR prevê duas possibilidades de adoção de fatores gatilhos, quais sejam – data específica ou quantidade da potência instalada de geração distribuída. Avalia-se que caso seja designada data específica para a

---

<sup>37</sup> **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482\2012 – Relatório de Impacto Regulatório nº 0004\2018 – SRD\SCG\SMA\ANEEL.** Ibis Idem. Pág. 6 – 10.

mudança da modelagem de compensação, haveria implicação em dois riscos aparentes de reação do mercado.<sup>38</sup>

É que tanto se poderia despertar no setor uma expansão tal de implementação de micro e minigeradores em que se ultrapassasse a potência limítrofe estimada para permanência na alternativa 0 (zero), quanto se poderia alterar o sistema sem, no entanto, estimular o crescimento do mercado, de forma que a potência instalada real divergisse da potência projetada. Em sendo assim, adotada esta opção, cogita-se do não estímulo da implantação da geração distribuída de modo mais uniforme do que o manifestado atualmente. No que concerne à adoção do fator gatilho respaldado em quantidade de potência instalada, seria possível estabelecer limite de potência instalada em relação às conexões regionalmente estabelecidas. Ou seja, este fator gatilho seria mais propenso a disseminar a adoção de micro e minigeração distribuída em regiões nas quais se tem ainda tímida manifestação da modalidade, com destaque para o norte e o nordeste. Ocorre que a adoção de fatores gatilhos regionalizados com base dispositiva em quantidade de potência instalada, fomentaria a coexistência de diferentes sistemas de compensação e na formatação de um banco de informações de registro de micro e minigeradoras capaz de refletir o atingimento da potência projetada para cada rede de distribuição. Ainda que houvesse a definição de qual opção de gatilho utilizar, penderia a decisão acerca de englobar ou não os sistemas de geração distribuição remota e local em um mesmo fator gatilho, haja visto que diferem os custos para manutenção de cada um desses sistemas.

Impende considerar ainda que, calculados os fatores gatilhos com base no payback de instalação de micro e minigeração distribuída, haveria manutenção das regras atuais por determinado período de tempo para os prosumidores já adotantes de micro e minigeração distribuída.<sup>39</sup> Nesses termos, computa-se a vigência das atuais regras de acordo com as seguintes variáveis – natureza da geração distribuída, se proveniente de consumo local ou remoto; época de implementação da central de geração; fatores gatilhos para cada um dos subgrupos formados. Para a compensação local, estima-se que para os consumidores

---

<sup>38</sup> **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012 – Relatório de Impacto Regulatório nº 0004/2018 – SRD\SCG\SMA\ANEEL.** Ibis Idem. Pág. 33-44.

<sup>39</sup> **Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482/2012 – Relatório de Impacto Regulatório nº 0004/2018 – SRD\SCG\SMA\ANEEL.** Ibis Idem. Pág. 33-44.

adotantes da compensação até o fim de 2019, haveria direito à permanência na alternativa 0 (zero) durante 25 (vinte e cinco) anos, contados a partir da data da conexão. Para os consumidores adotantes da compensação entre 2020 e a configuração do fator gatilho, haveria a manutenção na alternativa 0 (zero) por 10 (dez) anos. Já para os consumidores adotantes de geração distribuída após o gatilho, aplicar-se-ia a alternativa 1 (um). Ressalve-se que os apontamentos do AIR são no sentido de operacionalizar os fatores gatilhos de forma regionalizada, estabelecendo-se a potência projetada de forma proporcional à demanda atendida pelas distribuidoras do país.

Vale notar que o marco de 25 (vinte e cinco) anos de proteção regulatória aos empreendimentos instalados antes do primeiro gatilho tem por consideração a vida útil dos sistemas, tendo em vista que majoritariamente as micro e minigeradoras do país utilizam fonte solar fotovoltaica.

Para a compensação remota, projeta-se a aplicação da mesma sistemática de transição estruturada para a compensação local, diferindo, no entanto, nas alternativas a serem adotadas quando atingidos os fatores gatilhos. Para os consumidores adotantes da geração distribuída remota entre 2020 e o acionamento do primeiro gatilho, seria aplicável a alternativa 0 (zero) durante os 10 (dez) primeiros anos de conexão, aplicando-se em seguida a alternativa 3 (três). Já para os consumidores que instalarem a geração distribuída entre o primeiro gatilho e o segundo gatilho, haveria a faturação da energia pelo alternativa 1 (um) pelos 10 (dez) primeiros anos de conexão e, após, pela alternativa 3 (três). Se instalada a geração remota após o segundo gatilho, a alternativa automaticamente aplicada seria a 3 (três).

No que concerne à modelagem das opções de alteração do sistema de compensação para geração distribuída remota, considera-se ainda a potencialidade de impacto na expansão do setor caso se opere a adoção da tarifa binômica para unidades consumidoras do Grupo B. A modalidade tarifária convencional binômica é até então conceituada pelos Procedimentos de Regulação Tarifária como sendo aquela aplicável a consumidores do Grupo A, em que há demanda de potência e tarifação de consumo de energia elétrica, independentemente de em quantas horas houve a utilização da energia no dia.

## V. REDISTRIBUIÇÃO DE ENCARGOS NO SISTEMA.

Dentro da perspectiva da AIR, também se pontua a rediscussão dos encargos da distribuidora com a conexão do empreendimento de geração distribuída à rede de distribuição. É que esses encargos estariam estimados atualmente em cerca de 71% (setenta e um por cento) do custo total das obras de conexão. Assim, a mudança da tarifação da compensação de créditos de energia também implicaria, em vindouras análises de impacto regulatório, na redistribuição dos sobreditos encargos de conexão.

Tem-se que as condições para acesso ao sistema de distribuição por meio de conexão a instalações de propriedade das distribuidoras é disciplinado pela Resolução Normativa nº 506/2012<sup>40</sup> da ANEEL, a qual considera precipuamente as variáveis de contratação do uso do sistema de distribuição em caráter permanente, o sistema de medição para faturamento, o acesso em caráter temporário e a reserva de capacidade. Apregoa-se ser encargo da distribuidora efetuar estudos, projetos e implantação das instalações de sua responsabilidade necessárias à conexão do acessante. É ainda necessária a assinatura dos Contratos de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD e de Conexão às Instalações de Distribuição – CCD entre a distribuidora e os acessantes, com vistas a faturar os encargos de distribuição.

Os encargos dos acessantes perpassam pela observação dos procedimentos de distribuição estabelecidos no módulo 3 (três) do PRODIST da ANEEL, bem como efetuar os estudos, projetos e implantação das instalações de sua responsabilidade necessárias à conexão. Para os empreendimentos de micro e minigeração distribuída que não optem pela operação em modo ilha, a ligação à rede pela distribuidora é obrigatória. O encargo pelo uso do sistema de distribuição devido pelo acessante deve constar em cláusula no Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD, devendo ser calculado com base no maior valor entre o Montante de Uso do Sistema de Distribuição – MUSD contratado e o MUSD verificado por medição, no ponto de conexão. Reitere-se ainda que para os prosumidores conectados em baixa tensão, enquadrados no grupo B, será devido o pagamento

---

<sup>40</sup> **Resolução Normativa nº 506/2012 da ANEEL.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/038/resultado/atren2012506.pdf>>. Acesso em: 06 de maio de 2019.

do custo de disponibilidade, e para aqueles conectados em alta tensão, partícipes do grupo A, será devido o pagamento da demanda contratada.

Dessa forma, pressupondo que a AIR nº 0004\2018 tem por escopo a reestruturação de encargos do sistema para amortizar a crescente implementação de empreendimentos de micro e minigeração distribuída, é de se sobrepesar que os encargos atribuídos às distribuidoras com as conexões de novos geradores importa igualmente em repasse dos custos para o consumidor final. Considerado que o fator dispositivo para a mudança da alternativa de compensação de créditos de energia foi a justificação do aumento da fatura de energia para consumidores não adotantes de geração distribuída, é de se corroborar os imperativos de rediscussão dos custos de conexão dos geradores à rede, principalmente em face do crescimento vegetativo do setor.

De modo diverso, as inquirições de alternativas ao modelo de compensação de créditos de energia também perpassa pela apuração da incidência tributária sobre o montante de energia injetado na rede. Através do Convênio Confaz nº 16\2015 e o art. 8º da Lei nº 13.169\15, tem-se a isenção de incidência do Imposto de Circulação de Mercadorias e Serviços - ICMS e das contribuições sociais a título de PIS\COFINS para a energia proveniente de micro e minigeração distribuída em quase todos os estados do país.

A despeito da referida previsão de isenção tributária, o Convênio CONFAZ faz menção aos empreendimentos modulados pela Resolução Normativa nº 482\2012 da ANEEL, não sendo extensível o benefício fiscal à ampliação da modulação dos empreendimentos de geração distribuída trazidos pela Resolução Normativa nº 687\2015 da ANEEL. Minas Gerais figura como o único dos estados brasileiros que adotou os parâmetros atualizados da Resolução Normativa nº 687\2015, em vistas ao fato de ter incorporado as regras da referida Resolução em sua legislação estadual antes da LC nº 160\2017, benefício este que foi convalidado pelo Convênio Confaz nº 190\2017. Em vistas à projeção de crescimento do setor, especula-se a rediscussão do Convênio CONFAZ nº 16\2015, em face principalmente da prospecção de ganho de receita para os estados com as mudanças nas alternativas de compensação de energia, é possível projetar a tributação não somente da

energia liquidamente injetada no sistema, mas na arrecadação incidente sobre os encargos tarifados sobre a energia<sup>41</sup>.

## **VI. CONTRIBUIÇÕES EM AUDIÊNCIA PÚBLICA.**

Considerados os múltiplos fatores envolvidos na repercussão econômica da mudança do sistema vigente de compensação de créditos de energia, importa pontuar algumas das contribuições efetuadas nas etapas da audiência pública que se seguiu à divulgação da análise de impacto regulatório. A despeito de parte das contribuições ter sido no sentido de preconizar alterações nas premissas adotadas nas planilhas que instruem a AIR, ao presente trabalho importa arrolar em caráter principal as temáticas concernentes à possibilidade de comercialização do excedente da geração distribuída, bem como a alocação de créditos em diferentes áreas de concessão.

A Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia - ABRACEEL<sup>42</sup> pautou proposta de venda dos excedentes da micro e minigeração distribuída, de acordo com o modelo operacional desenvolvido pela CCEE na nota técnica nº 004/2015. A comercialização da energia no varejo se daria através de comercializadores de energia, os quais agregariam as pequenas cargas excedentes dos prosumidores, formalizando contratos de compra e venda, a serem remunerados aos micro e minigeradores de acordo com a medição efetuada em cada unidade geradora.

A opção não implicaria em custos de adaptação do sistema de medição e faturamento, já que os medidores bidirecionais presentes na alternativa vigente de compensação de créditos seriam suficientes para indicar as cargas individualizadas injetadas no sistema elétrico. A ABRACEEL pontua inclusive que haveria criação de oportunidade

---

<sup>41</sup> NETO, Urias Martiniano. **Incidência do ICMS na tarifa de energia é ilegal**. Disponível em: <<https://www.conjur.com.br/2018-jan-04/urias-neto-incidencia-icms-tarifa-energia-ilegal#sdfootnote1anc>>. Acesso em 01 de maio de 2019.

<sup>42</sup> Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia – ABRACEEL. **AP 001/2019 – Revisão da REN 482/2012. Venda de Excedentes de GD**. Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p\\_p\\_id=audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_documentoId=3357&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_tipoFaseReuniao=reuniao&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp](http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=3357&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=reuniao&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp)>. Acesso em: 01 de maio de 2019.

negocial para as distribuidoras, as quais seriam responsáveis por fazer os relatórios de gestão dos créditos de energia para que as comercializadoras pudessem remunerar os geradores na proporção de suas cargas.

Pontua-se também que não há, até então, proibição de que as micro e minigeradoras comercializem energia no ambiente de contratação livre, em vistas ao fato de que a Lei nº 9.074\1995 apenas prevê restrição de enquadramento dos compradores de energia no ambiente de livre mercado. A questão circunscreve-se, portanto, na vedação atualmente concebida de que o consumidor cativo venda o excedente de energia proveniente de geração distribuída, já que o arcabouço normativo de formatação dos empreendimentos de micro e minigeração distribuída, apostos na Resolução Normativa nº 687\2015, não abarca a opção de venda de excedente.

Outrossim, ao que propõe a ABRACEEL, as isenções tributárias permaneceriam em vigor para as parcelas compensadas a título de consumo da unidade de prosumidor, somente havendo incidência dos correspondentes tributos sobre a parcela de energia excedente e comercializada na rede. Constituiria, pois, elevação de arrecadação tributária.

Opina a ABRACEEL no sentido de que “o modelo tem grande potencial em função dos ganhos de escala” e que a “viabilidade da parcela excedente está associada às condições de mercado e eficiência dos sinais de preço – sem subsídios”<sup>43</sup>, afinal a energia poderia ser liquidada no mercado de energia a curto ou longo prazo, a depender da estratégia de comercialização adotada. Seria possível, dessa forma, prospectar a venda de energia para outros consumidores, especiais ou livres, bem como para outras geradoras, distribuidoras e comercializadoras.

A possibilidade de instituição de alocação de créditos de energia em diferentes áreas de concessão, por sua vez, colidiria fundamentalmente com a alocação dos custos da distribuição. Isso porque, considerado que a tarifação da energia pela distribuição busca a remuneração das distribuidoras, que são regionalizadas, a alocação de créditos em

---

<sup>43</sup> Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia – ABRACEEL. **AP 001\2019 – Revisão da REN 482\2012. Venda de Excedentes de GD.** Ibis idem. Pág. 07.

diferentes áreas de concessão implicaria na revisão da logística de remuneração do sistema de distribuição propriamente.

Sobre a possibilidade, a Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE pontua que:

“Além de todas as dificuldade operacionais tais como a necessidade de faturamento entre concessionárias, cálculo de paridade tarifaria e aplicação diferenciada de impostos, verificar-se-ia ainda a completa dissociação técnica e econômica dos impactos da geração distribuída, haja vista o expressivo impacto tarifário referente à redução do mercado faturado das distribuidoras sem no entanto se vislumbrar quaisquer eventuais benefícios técnicos da difusão da geração distribuída no sistema elétrico”.<sup>44</sup>

Nesses termos, a geração distribuída não seria tão somente ação de eficiência energética, mas sim de matriz energética, principalmente se considerado que o planejamento de expansão do setor elétrico visa coadunar metas setoriais em face das prerrogativas de preservação socioambiental e desenvolvimento sustentável. Considerado que a fonte elétrica preponderante na micro e minigeração distribuída é a fotovoltaica, tem-se que a geração distribuída conjuga na seara nacional opção de eficiência energética principalmente respaldada no fator de matriz elétrica, corroborando os imperativos de expansão sustentável do setor. Dessa forma, discutir opções de comercialização do excedente de energia para o fim de possibilitar a continuidade de desenvolvimento do setor nada mais é do que exercer ação de eficiência energética no intento de majorar os ganhos ao sistema.

---

<sup>44</sup> Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE. **Contribuição ao processo de Audiência Pública nº 001\2019**. Disponível em: < [http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p\\_p\\_id=audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_documentoId=43151&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp](http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=43151&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp)>. Acesso em: 01 de maio de 2019.

### **3. POSSIBILIDADES ALTERNATIVAS DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA PROVENIENTE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.**

Em vistas à continuidade da abordagem acerca das possibilidades comerciais de aproveitamento da energia injetada no sistema proveniente de micro e minigeração distribuída, importa elencar, dentro das modalidades de comercialização de energia já postas no sistema, opções da venda de energia proveniente de empreendimentos aptos a configurar geração distribuída. Pontua-se, precipuamente, que dentro do atual sistema de compensação de créditos de energia, não é possível comercializar o excedente de energia injetado na rede elétrica. Ou seja, as opções de comercialização de energia a que se passa a abordar consistem antes em opção à destinação da energia proveniente de empreendimentos que, embora aptos a configurar geração distribuída, conformam a venda de energia de forma diversa, seja no ambiente regulado, seja no ambiente de livre comércio. São elas: comercialização da energia para a distribuidora a partir de chamada pública; venda da energia no livre mercado, por interposta comercializadora ou não; e a formatação da venda indireta de energia através do aproveitamento de créditos de energia através de consórcios e cooperativas.

Pelos custos que passam a ser agregados ao sistema pela revisão da tarifação incidente na micro e minigeração distribuída, a discussão de modos alternativos de comercialização de energia concerne à proposição tanto da descentralização do setor elétrico, quanto da democratização da inserção do pequeno produtor de energia dentro do cenário nacional. Vale ressaltar que as opções ora abordadas de comercialização de energia elétrica alcançam melhor conformação se alocadas para geração distribuída remota. Isso porque não haveria a problemática inicialmente referida à compensação do consumo local dos créditos de energia, sendo possível que a rentabilidade do empreendimento se dê não no abatimento da fatura mensal de consumo, mas na geração de receita extra ao gerador de energia em pequena escala.

#### **I. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA PROVENIENTE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA A DISTRIBUIDORA ATRAVÉS DE CHAMADA PÚBLICA.**

A Lei nº 13.203/2015 e o Decreto 5.163/04 estabelecem que as distribuidoras podem efetuar a contratação de energia proveniente de geração distribuída até 10% (dez por cento) de sua carga, as quais devem ser precedidas de chamada pública. Para

esta forma de contratação o Ministério de Minas e Energia – MME estabelece o valor anual de referência específico – VREs, representativo do valor máximo a ser pago pelas distribuidoras e repassado aos consumidores finais. Não quer isto dizer que a contratação por geração distribuída se dará automaticamente pelos VREs, uma vez considerado que o processo de chamada pública pode resultar em fixação de valores de remuneração às geradoras em patamar inferior aos VREs.

Os valores anuais de referência específicos vigentes são fixados pela Portaria nº 65\2018 do MME<sup>45</sup>, a saber:

- R\$ 390,00/MWh para projetos de biogás;
- R\$ 537,00/MWh para biomassa dedicada;
- R\$ 349,00/MWh para biomassa residual;
- R\$ 451,00/MWh para cogeração a gás natural;
- R\$ 296,00/MWh para usinas eólicas;
- R\$ 360,00/ MWh para pequenas centrais hidrelétricas e centrais geradoras hidrelétricas;
- R\$561,00/ MWh para resíduos sólidos urbanos;
- R\$ 446,00/MWh para sistema de energia solar fotovoltaica.

Sobressai que a distribuidora não é obrigada à contratação da geração distribuída. Em verdade, as legislações acima referidas estabelecem que as concessionárias, as permissionárias e as autorizadas de serviço público de distribuição de energia elétrica do Sistema Interligado Nacional – SIN deverão garantir o atendimento à totalidade de seu mercado, devendo para isto considerar a energia proveniente de geração distribuída. Ou seja, atualmente há limitação legal para contratação de geração distribuída, mas não há obrigação em se proceder com tal contratação. Note-se ainda que a contratação da energia só poderá ser feita pela distribuidora em que a unidade geradora esteja conectada.

Dentro da perspectiva de direito comparado, a possibilidade de comercialização de energia distribuída para a distribuidora corrobora a modelagem que mais

---

<sup>45</sup> **Portaria nº 65\2018 do MME**. Disponível em: < <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2018065mme.pdf>>. Acesso em: 06 de maio de 2019.

se aproxima do sistema norte-americano de remuneração da energia injetada no sistema pela tarifação pré-estabelecida. Entretanto, os entraves regulatórios presentes na própria legislação que disciplina a opção, e a deixa refém de mera liberalidade da distribuidora, corrobora para a tímida expressão dos contratos de geração distribuída no país. Após ingresso com pedido de acesso à informação na ANEEL, a Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição da Agência Nacional de Energia Elétrica – SRD\ANEEL manifestou-se no sentido de apenas existirem 23 (vinte e três) Contratos de Geração Distribuída vigentes. Interessante notar ainda que, a despeito da obrigação legal para tanto, consoante a Resolução Normativa nº 783\2017<sup>46</sup> e o art. 15 do Decreto nº 5.163\04, a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE não possui a disponibilização em seu portal eletrônico dos contratos de geração distribuída para consulta pública. Veja-se a planilha de processos divulgada pela ANEEL:

| Nº DO DOCUMENTO OU Nº DO PROCESSO                  | PARTE COMPRADORA | CLASSE DA VENDEDORA | PARTE VENDEDORA                         | NOME DA USINA  | TIPO DE USINA | INICIO  | FIM      | EE OU POTÊNCIA CONTRATADA | UNIDADE   |
|--|------------------|---------------------|---|--|---------------|---------|----------|---------------------------|-----------|
| 46500.002815/04-43(SFF) E 46500.005448/06-67(SEM)  | CELTNS           |                     | SOCIBE ENERGIA                          | AGRO-TRAFO   | PCH           | 1/1/05  | 12/7/17  | 11,27                     | MW MÉDIOS |
| 46500.002815/04-43(SFF) E 46500.005443/06-79(SEM)  | CELTNS           |                     | ISAMU IKEDA ENERGIA                     | ISAMU IKEDA  | PCH           | 1/1/05  | 30/1/20  | 17,43                     | MW MÉDIOS |
| 46500.002815/04-43(SFF) E 46500.005447/06-20(SEM)  | CELTNS           |                     | ALVORADA ENERGIA                        | LAIJES PCH; TAGUATINGA PCH; LAJEADO PCH; PONTE ALTA CGH; CORUÃO CGH; BAGAGEM CGH       | PCH           | 1/1/05  | 30/1/20  | 4,38                      | MW MÉDIOS |
| 46500.005504/2006-81                               | CEMAT            | PIE                 | TECNOVOLT                               | ARS  | PCH           | 1/3/07  | 31/12/22 | 5,22                      | MW MÉDIOS |
| 46500.0022963/2006-01                              | CEMAT            | PIE                 | SALTO JAURU ENERGÉTICA S/A-SAJESA       | SALTO  | PCH           | 1/7/07  | 30/6/27  | 1,37                      | MW MÉDIOS |
| 46500.001387/2008-00                               | CEMAT            |                     | ELÓI BRUNETTA & CIA LTDA                | NOIDORE  | CGH           | 1/1/08  | 31/12/18 | 0,68                      | MW MÉDIOS |
| 46500.0022835/04-51(SFF) E 46500.005490/06-34(SEM) | CEMAT            |                     | VP ENERGIA                              | ALTO ARAGUAIA PCH; CULENE PCH; POKORÉU PCH; SÃO DOMINGOS (TORIKORÉO) PCH               | PCH           | 1/1/05  | 10/12/27 | 3,90                      | MW MÉDIOS |
| 46500.0022835/04-51(SFF) E 46500.005498/06-55(SEM) | CEMAT            |                     | PRIMAVERA ENERGIA                       | PRIMAVERA  | PCH           | 1/1/05  | 10/12/27 | 5,02                      | MW MÉDIOS |
| 46500.0022835/04-51(SFF) E 46500.005471/06-12(SEM) | CEMAT            |                     | JURUENA ENERGIA                         | ARIPUANÁ CGH; JUINA PCH  | PCH           | 1/1/05  | 10/12/27 | 3,42                      | MW MÉDIOS |
| 46500.0022835/04-51(SFF) E 46500.005451/06-05(SEM) | CEMAT            |                     | CUJABÁ ENERGIA                          | ALTO PARAGUAI PCH  | PCH           | 1/1/05  | 10/12/27 | 1,32                      | MW médios |
| 46500.0022835/04-51(SFF) E 46500.005448/06-92(SEM) | CEMAT            |                     | BRAÇO NORTE ENERGIA                     | BRAÇO NORTE I  | PCH           | 1/1/05  | 10/12/27 | 3,89                      | MW médios |
| 46500.0022835/04-51(SFF) E 46500.005444/06-31(SEM) | CEMAT            |                     | APIACÁS ENERGIA                         | CASCA I PCH; CASCA II PCH  | PCH           | 1/1/05  | 10/12/27 | 8,07                      | MW médios |
| 46512.022188/2006-00                               | COELBA           |                     | AFLUENTE                                | Comentina e Alto Fêmeas  | PCH           | 1/1/05  | 7/8/27   | 17,00                     | MW médios |
| 46500.001580/2007-89                               | ENERGISA MG      |                     | ZONA DA MATA                            | Roca Grande, Miguel Pereira, Matipó, Santa Cecília, Cachoeira Alta e João Camilo Penna | PCH           | 1/3/07  | 7/7/15   | 11,33                     | MW médios |
| 46500.001878/2008-13                               | ENERSUL          |                     | Pantanal Energética Ltda                | Mimoso; Paraíso; São João I; São João II; Coxim  | PCH           | 1/1/08  | 3/12/27  | 22,30                     | MW MÉDIOS |
| 46500.003901/2011-18                               | ENERSUL          |                     | SÃO GABRIEL HIDROENERGIA                | CGII Bela Miragem  | CGH           | 1/8/11  | 1/7/26   | 0,55                      | MW MÉDIOS |
| 46500.00624/3/2013-70                              | ENERSUL          |                     | ENERGISA BIOELÉTRICIDADE VISTA ALEGRE I | UTE VISTA ALEGRE I   | UTE           | 1/12/13 | 31/12/21 | 10,50                     | MW médios |
| 46500.00624/3/2013-70                              | ENERSUL          |                     | RAIZEN CAARAPÓ                          | UTE CAARAPÓ  | UTE           | 1/12/13 | 31/12/21 | 12,5                      | MW médios |
| 46500.000980/2008-95                               | ESCELSA          |                     | CASTELO ENERGÉTICA S/A                  | Rio Bonito; Juçu; Fruteiras; Alegre  | PCH           | 1/1/08  | 1/7/25   | 17,72                     | MW MÉDIOS |
| 46500.005659/2013-71                               | ELEKTRO          |                     | BIOSEV BIOENERGIA                       | LDC Bioenergia Leme  | UTE           | 1/10/13 | 30/9/19  | 4,69                      | MW médios |
| 46500.005659/2013-71                               | ELEKTRO          |                     | FERRARI TERMOELÉTRICA                   | Ferrari  | UTE           | 1/10/13 | 30/9/19  | 4                         | MW médios |
| 46500.005659/2013-71                               | ELEKTRO          |                     | NOBLE BRASIL                            | Meridiano; Noble II  | UTE           | 1/10/13 | 30/9/17  | 3,3                       | MW médios |
| 46500.005659/2013-71                               | ELEKTRO          |                     | NOBLE BRASIL                            | Meridiano; Noble II  | UTE           | 1/10/13 | 30/9/19  | 16,5                      | MW médios |

TABELA 01

<sup>46</sup> **Resolução Normativa nº 783\2017**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017783.pdf>>. Acesso em: 06 de maio de 2019.

Neste sentido, pela análise amostral acima informada pela própria ANEEL, é possível inferir que a opção de contratação de geração distribuída com as distribuidoras do país ainda apresenta tímida expressividade, constituindo alternativa a ser explorada dentro da perspectiva de comercialização da produção proveniente de micro e minigeração distribuída. Observa-se que o empecilho à conformação da opção ainda reside ainda na não obrigatoriedade da realização periódica de chamadas públicas, as quais constituem mera liberalidade das distribuidoras, conforme preconizado pela legislação que regula a matéria.

## **II. COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA PROVENIENTE DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM LIVRE MERCADO.**

No ambiente de livre mercado, podem participar geradores, comercializadoras, consumidores livres e especiais, de forma que a contratação da energia elétrica seja de livre negociação entre compradores e vendedores, inclusive nesse acordo o tipo de contrato a ser adotado e o preço de remuneração pela energia. Nesses termos, pode a venda de energia ser tanto efetuada diretamente entre vendedor e comprador, quanto intermediada por comercializadora. É a lei nº 9.074/95<sup>47</sup> que estabelece as condições para participação no mercado livre de energia. São considerados como produtores independentes de energia elétrica a pessoa jurídica ou as empresas reunidas em consórcio que recebam concessão ou autorização do poder concedente para produzir energia elétrica destinada ao comércio de toda ou parte da energia produzida, por sua conta e risco.

Note-se que não há limite estabelecido de potência instalada no empreendimento para que o gerador participe como vendedor no ambiente de livre mercado, as restrições apenas importam aos compradores, os quais devem possuir demanda de consumo maior ou igual a 500 kW (quinhentos quilowatts). A venda pelo produtor independente de energia elétrica é autorizada aos seguintes compradores, nos termos do art. 12 da Lei nº 9.074/95:

---

<sup>47</sup> **Lei nº 9.074/95**. Disponível em: < [http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/19074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19074cons.htm)>. Acesso em 06 de maio de 2019.

“Art. 12. A venda de energia elétrica por produtor independente poderá ser feita para:

I – concessionário de serviço público de energia elétrica;

II – consumidor de energia elétrica, nas condições estabelecidas nos arts. 15 e 16;

III – consumidores de energia elétrica integrantes de complexo industrial ou comercial, aos quais o produtor independente também forneça vapor oriundo de processo de co-geração;

IV – conjunto de consumidores de energia elétrica, independentemente de tensão e carga, nas condições previamente ajustadas com o concessionário local de distribuição;

V – qualquer consumidor que demonstre ao poder concedente não ter o concessionário local lhe assegurado o fornecimento no prazo de até cento e oitenta dias contado da respectiva solicitação.”

Assim, tem-se que os consumidores no livre mercado são categorizados por serem especiais ou livres, os quais diferem entre si pela demanda de consumo de energia. Os consumidores especiais possuem consumo estimado entre 500 kW (quinhentos quilowatts) a 3.000 kW (três mil quilowatts), enquanto que os consumidores livres possuem consumo acima de 3.000 kW (três mil quilowatts). Note-se que as demandas estimadas podem ser geridas a partir da soma dos consumos de unidades com a mesma raiz de CNPJ.<sup>48</sup>

A categorização dos consumidores em livres e especiais importa no tipo de energia a ser consumida, tendo em vista que os consumidores livres podem comprar energia incentivada ou convencional, enquanto que os consumidores especiais tão somente podem comprar energia incentivada. Pesa saber ainda que a energia convencional é aquela proveniente de fontes convencionais de energia, tais como hidrelétricas e termoeletricas, constituindo uma energia de menor custo, em que não se garante desconto na TUSD. De

---

<sup>48</sup> Soma Energia. **Como o Mercado Livre pode reduzir os custos da sua empresa?** Disponível em: <<http://blog.somaenergia.com.br/mercadolivre/assets/QUBz3YGOt9wDiZE4/Soma%20-%20Ebook%20Mercado%20Livre.pdf>>. Acesso em: 01 de maio de 2019. Pág. 13.

modo diverso, a energia incentivada é gerada por fontes sustentáveis, que são subsidiadas, possuindo, portanto, desconto na TUSD.<sup>49</sup>

Os consumidores que não tiverem cláusulas de tempo determinado em seus contratos de fornecimento só poderão exercer a opção de compra por energia no mercado livre de acordo com os prazos, formas e condições fixadas em regulamentação específica, havendo limite máximo de 36 (trinta e seis) meses, contados a partir da data de manifestação formal a autorizada de distribuição que os atenda. Frise-se que o consumidor que exercer a opção de compra de energia no mercado livre deverá garantir o atendimento da totalidade de sua carga, através de um ou mais fornecedores, havendo implicação em penalidade caso seja descumprida tal previsão.

Tal como discriminado na proposta da ABRACEEL a título de contribuição em audiência pública, a comercialização da energia excedente proveniente de micro e minigeração distribuída constitui opção de majoração dos ganhos em eficiência energética para a rede. Primeiramente porque o excedente vendido poderia ser tarifado tal como nas demais modalidades de comercialização de energia. Outrossim, seria possível dinamizar a destinação da carga produzida em relação aos centros de consumo, de forma a integrar a utilização da energia regionalmente. Seria tal como fomentar a modelagem do par a par, em que se dinamizaria a comercialização de energia entre prosumidores e outros consumidores finais, propulsionando o alcance da geração distribuída como conformação de ação de sustentabilidade e eficiência energética.

### **III. COMERCIALIZAÇÃO INDIRETA DE ENERGIA ELÉTRICA ATRAVÉS DO APROVEITAMENTO DE CRÉDITOS DE ENERGIA NO MODELO CONSORCIAL E DE COOPERATIVA DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.**

O art. 2º, VII, da Resolução Normativa nº 482/12 da ANEEL prevê a possibilidade de conformação de empreendimentos de geração distribuída compartilhada. Através desta modelagem, é possível que o proprietário do empreendimento de geração compartilhada firme cooperativa ou consórcio com as potenciais unidades consumidoras, operando-se a venda indireta de energia, à medida que os consumidores se apropriariam dos

---

<sup>49</sup> Soma Energia. Ibis Idem. Pág. 12.

créditos de energia injetados na rede, nos termos do estabelecido pela Resolução da ANEEL. Por não se tratar de venda direta, mas de modelo de compensação de crédito de energia, a remuneração das unidades consumidoras pelos créditos tomados do gerador deve ser remunerada nos preceitos do consórcio ou da cooperativa.

A priori, a formatação do empreendimento de geração distribuída compartilhada é inoportuna se em comparação com a comercialização do excedentes dos créditos de energia. Isso porque o modelo de consórcio e de cooperativa esbarra em seus próprios marcos regulatórios no que concerne à flexibilização da utilização dos créditos de energia. Ou seja, considerando-se que a validade de compensação dos créditos de energia é de 60 (sessenta) meses, bem como o fato de que a comunicação de alteração do percentual de aproveitamento dos créditos de energia por cada unidade consumidora deve ser feita como no mínimo 60 (sessenta) dias de antecedência à distribuidora, tem-se que a geração distribuída compartilhada ainda é modelagem incapaz de permitir a majoração da democratização do acesso à geração distribuída.

Nesses termos, a atual opção de compartilhamento de geração distribuída fomenta certa conotação de desvirtuamento do sistema de compensação de créditos de energia, promovendo venda indireta de créditos de energia, segunda a qual não se procede à distribuição dos custos do sistema para a operação. Sendo assim, a propositura de inclusão normativa de venda direta do excedente de energia injetada à rede, quer seja através da flexibilização regulatória para a contratação do excedente pelas distribuidoras, seja pela venda em mercado livre, representa tanto a conformação de cunho mais democrático da geração distribuída como melhor distribuição de remuneração de custos no setor elétrico.

#### **4. CONCLUSÃO**

A Análise de Impacto regulatório nº 0004\2018 importou em ganhos críticos à discussão acerca do sistema de compensação de créditos de energia, principalmente no que concerne à compreensão da geração distribuída como ação de eficiência energética alocada na opção por matrizes energéticas sustentáveis. Ao que importa à prospecção de desenvolvimento da implementação de empreendimentos de geração distribuída, tem-se a revisão dos processos tarifários das distribuidoras, em vistas à repassar gradualmente os custos de conexão das micro e migeradoras aos prosumidores, de forma que a implementação

das alternativas aos sistemas de compensação seja fundamentalmente abalizada pelo desenvolvimento integrado do setor no país.

De se ver ainda que, por mais que o AIR nº 0004\2018 tenha construído cerne na continuidade da viabilidade econômica e na majoração dos ganhos do sistema pela implementação de geração distribuída, os debates tecidos até então apontam para a necessidade de flexibilidade regulatória da opção, de modo a se conceber a inserção de novas modelagens de empreendimentos de geração distribuída, principalmente no que tange às possibilidades de remuneração da energia excedente injetada pelo prosumidor na rede, seja através de contratos de geração distribuída firmados com a distribuidora, seja através de comercialização da energia no livre mercado.

Pelos fundamentos utilizados à adoção da geração distribuída na reestruturação do setor elétrico brasileiro, alinha-se o marco regulatório brasileiro às rediscussões igualmente travadas em modelos advindos em direito comparado, principalmente na União Europeia e nos Estados Unidos. Quer isto dizer que dentro de um panorama internacional, a geração distribuída é enxergada como um dos alicerces das economias de baixo carbono, em que se possa readequar os custos do mercado de energia relativas à coordenação de investimentos na capacidade de produção e de infraestrutura da rede. A geração distribuída insere-se mais do que nunca como o futuro do mercado de energia, em que se possa constituir organizações comunitárias para geração de energia de forma regionalizada.

Em face da não conclusão do processo de revisão da Resolução Normativa nº 482\2012 da ANEEL, é de difícil precisão o apontamento exato das opções a serem efetuadas pela ANEEL principalmente no que concerne à adoção dos fatores gatilhos e das alternativas ao sistema de compensação de créditos de energia. Pondera-se, no entanto, que o amplo engajamento dos diversos agentes do setor elétrico no trato da matéria que circunscreve a geração distribuída corrobora a continuidade da concepção de sua inserção cada vez mais eficiente e enraizada no sistema elétrico nacional.

## 5. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALVES, Job Figueiredo S.; DANTAS, Guilherme; FERREIRA, Daniel Viana; CASTRO, Nivalde de. **Estado da arte da difusão de recursos energéticos distribuídos em quatro estados norte-americanos.** Disponível em: <  
[http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/36\\_tdse72.pdf](http://www.gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/36_tdse72.pdf)>. Acesso em 05 de maio de 2019.

**ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. PRORET – Procedimentos de Regulação Tarifária – PRORET. Módulo 7: Estrutura Tarifária das Concessionárias de Distribuição.** Disponível em: <  
[http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775\\_Proret\\_Submod\\_7\\_1\\_V24.pdf](http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2017775_Proret_Submod_7_1_V24.pdf)>. Acesso em 21 de abril de 2019.

Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADDEE. **Contribuição ao processo de Audiência Pública nº 001\2019.** Disponível em: <  
[http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p\\_p\\_id=audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_documentoId=43151&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp](http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=43151&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp)>. Acesso em: 01 de maio de 2019.

Associação Brasileira dos Comercializadores de Energia – ABRACEEL. **AP 001\2019 – Revisão da REN 482\2012. Venda de Excedentes de GD.** Disponível em: <  
[http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p\\_p\\_id=audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_documentoId=3357&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_tipoFaseReuniao=reuniao&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsulta](http://www.aneel.gov.br/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=3357&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=reuniao&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsulta)>

sPortletportlet\_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp>.

Acesso em: 01 de maio de 2019.

**Bandeiras tarifárias.** Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset\\_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800](http://www.aneel.gov.br/tarifas-consumidores/-/asset_publisher/e2INtBH4EC4e/content/bandeira-tarifaria/654800)>. Acesso em: 16 de abril de 2019.

**Decreto nº 5.163\20014.** Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/\\_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2004-2006/2004/Decreto/D5163.htm)>. Acesso em 05 de maio de 2019.

Energy Informative. **What's the difference between net metering and feed-in tariffs?**

Disponível em: < <https://energyinformative.org/net-metering-feed-in-tariffs-difference>>.

Acesso em 05 de maio de 2019.

GAUTIER, Axel; JACQMIN, Julien; POUDOU, Jean-Christophe. **The prosumers and the Grid.** Disponível em: <

[https://www.researchgate.net/publication/304246432\\_The\\_Prosumers\\_and\\_the\\_Grid?enrichId=rgreq-ce02598203526cd09a9615a1b270af3c-](https://www.researchgate.net/publication/304246432_The_Prosumers_and_the_Grid?enrichId=rgreq-ce02598203526cd09a9615a1b270af3c-XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzMwNDI0NjQzMjBUzo1NjYzMdk3MzQ2MzM0NzJAMTUxMjAzMDE3MDc4Mg%3D%3D&el=1_x_3&_esc=publicationCoverPdf)

[XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzMwNDI0NjQzMjBUzo1NjYzMdk3MzQ2MzM0NzJAMTUxMjAzMDE3MDc4Mg%3D%3D&el=1\\_x\\_3&\\_esc=publicationCoverPdf](https://www.researchgate.net/publication/304246432_The_Prosumers_and_the_Grid?enrichId=rgreq-ce02598203526cd09a9615a1b270af3c-XXX&enrichSource=Y292ZXJQYWdlOzMwNDI0NjQzMjBUzo1NjYzMdk3MzQ2MzM0NzJAMTUxMjAzMDE3MDc4Mg%3D%3D&el=1_x_3&_esc=publicationCoverPdf)>. Acesso em 04 de maio de 2019.

**Glossário ANEEL.** Disponível em:

<[http://www.aneel.gov.br/glossario?p\\_p\\_id=display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij&p\\_p\\_lifecycle=0&p\\_p\\_col\\_id=column-](http://www.aneel.gov.br/glossario?p_p_id=display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij&p_p_lifecycle=0&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=3&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_letra=D&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_titulo=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_delta=2&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_keywords=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_advancedSearch=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_andOperator=true&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_resetCur=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_cur=9)

[2&p\\_p\\_col\\_pos=1&p\\_p\\_col\\_count=3&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_letra=D&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_titulo=&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_delta=2&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_keywords=&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_advancedSearch=false&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_andOperator=true&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_resetCur=false&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_cur=9](http://www.aneel.gov.br/glossario?p_p_id=display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij&p_p_lifecycle=0&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=3&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_letra=D&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_titulo=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_delta=2&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_keywords=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_advancedSearch=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_andOperator=true&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_resetCur=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_cur=9)

[E\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_titulo=&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_delta=2&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_keywords=&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_advancedSearch=false&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_andOperator=true&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_resetCur=false&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_cur=9](http://www.aneel.gov.br/glossario?p_p_id=display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij&p_p_lifecycle=0&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=3&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_letra=D&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_titulo=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_delta=2&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_keywords=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_advancedSearch=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_andOperator=true&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_resetCur=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_cur=9)

[2&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_keywords=&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_advancedSearch=false&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_andOperator=true&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_resetCur=false&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_cur=9](http://www.aneel.gov.br/glossario?p_p_id=display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij&p_p_lifecycle=0&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=3&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_letra=D&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_titulo=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_delta=2&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_keywords=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_advancedSearch=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_andOperator=true&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_resetCur=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_cur=9)

[u2vEKt9G2Ij\\_andOperator=true&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_resetCur=false&\\_display\\_WAR\\_glossariocontratosdisplayportlet\\_INSTANCE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_cur=9](http://www.aneel.gov.br/glossario?p_p_id=display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij&p_p_lifecycle=0&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=3&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_letra=D&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_titulo=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_delta=2&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_keywords=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_advancedSearch=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_andOperator=true&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_resetCur=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_cur=9)

[CE\\_Gu2vEKt9G2Ij\\_cur=9](http://www.aneel.gov.br/glossario?p_p_id=display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij&p_p_lifecycle=0&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=3&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_letra=D&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_titulo=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_delta=2&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_keywords=&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_advancedSearch=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_andOperator=true&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_resetCur=false&_display_WAR_glossariocontratosdisplayportlet_INSTANCE_Gu2vEKt9G2Ij_cur=9)>. Acesso em: 05 de maio de 2019.

**Lei nº 9.074\95.** Disponível em: <[http://www.planalto.gov.br/ccivil\\_03/leis/l9074cons.htm](http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9074cons.htm)>.

Acesso em 05 de maio de 2019.

MACEDO, Luziene Dantas de. **Formação e estruturação do setor elétrico brasileiro: dos anos de 1930 a 1950.** Disponível em: <<https://periodicos.ufrn.br/rerut/issue/download/858/Luziene%20Dantas%20de%20Macedo>>.

Acesso em: 05 de maio de 2019.

**Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica \ Agência Nacional de Energia Elétrica.** 2. Ed. – Brasília: ANEEL, 2016. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/14913578/Caderno+tematico+Micro+e+Minigeraçã+Distribuida+-+2+edicao/716e8bb2-83b8-48e9-b4c8-a66d7f655161>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

NETO, Urias Martiniano. **Incidência do ICMS na tarifa de energia é ilegal.** Disponível em: <<https://www.conjur.com.br/2018-jan-04/urias-neto-incidencia-icms-tarifa-energia-ilegal#sdfootnote1anc>>. Acesso em 01 de maio de 2019.

**Nota Técnica nº 0062\2018-SRD\SCG\SRM\SGT\SRG\SMA\ANEEL.** Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p\\_p\\_id=consultaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_consultaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_documentoId=4575&\\_consultaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&\\_consultaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Fconsultas-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp](http://www.aneel.gov.br/consultas-publicas?p_p_id=consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=4575&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_consultaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fconsultas-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp)>. Acesso em 04 de maio de 2019.

PARAG, Yael; SOVACOOOL, Benjamin K. **Electricity Market design for the prosumer era.** Disponível em: <<http://pierrepinson.com/31761/Literature/nature-prosumermarketdesigns.pdf>>. Acesso em 04 de maio de 2019.

**Plano Decenal de Expansão de Energia 2019 \ Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética.** Brasília: MME\EPE, 2010. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256592/PDE2019\\_03Maio2010.pdf/d6bf6183-c8ff-440d-a8e2-2b50ae6c5d15](http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256592/PDE2019_03Maio2010.pdf/d6bf6183-c8ff-440d-a8e2-2b50ae6c5d15)>. Acesso em 05 de maio de 2019.

POULLIKKAS, Andreas. **A review of net metering mechanism for electricity renewable energy sources.** Disponível em: <

[https://www.researchgate.net/publication/260290446\\_A\\_review\\_of\\_net\\_metering\\_mechanism\\_for\\_electricity\\_renewable\\_energy\\_sources](https://www.researchgate.net/publication/260290446_A_review_of_net_metering_mechanism_for_electricity_renewable_energy_sources)>. Acesso em 05 de maio de 2019.

**Resolução Normativa nº 167\2005 da ANEEL.** Disponível em <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2005167.pdf>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

**Resolução Normativa nº482\2012 da ANEEL.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

**Resolução Normativa nº 687\2015 da ANEEL.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>>. Acesso em: 05 de maio de 2019.

**Resolução Normativa nº 673\15 da ANEEL.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015673.pdf>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

**Resolução Normativa nº 435\2011 da ANEEL.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2011435.pdf>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

**Resolução Normativa nº 479\2012 da ANEEL.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012479.pdf>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

**Resolução Normativa nº 783\2017 da ANEEL.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2017783.pdf>>. Acesso em: 06 de maio de 2019.

**Resolução Normativa nº 506\2012 da ANEEL.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2011/038/resultado/atren2012506.pdf>>. Acesso em: 06 de maio de 2019.

**Revisão das regras aplicáveis à micro e minigeração distribuída – Resolução Normativa nº 482\2012 – Relatório de Impacto Regulatório nº 0004\2018 – SRD\SCG\SMA\ANEEL.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656877/18485189/6+Modelo+de+AIR++SRD+-+Geração+Distribuida.pdf/769daa1c-51af-65e8-e4cf-24eba4f965c1>>. Acesso em 06 de maio de 2019.

**Portaria nº 65\2018 do MME.** Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/prt2018065mme.pdf>>. Acesso em: 06 de maio de 2019.

**Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST. Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição.** Disponível em: <[http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-Módulo3\\_Revisão7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99](http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODIST-Módulo3_Revisão7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99)>. Acesso em 05 de maio de 2019.

**Procedimento de Regulação Tarifária – PRORET.** Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/procedimentos-de-regulacao-tarifaria-proret>>. Acesso em 05 de maio de 2019.

**Submódulo 7.1 do PRORET.** Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Submódulo%207.1\\_6ª%20revisão.pdf](http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/PRORET%20Submódulo%207.1_6ª%20revisão.pdf)>. Acesso em 05 de maio de 2019.

Soma Energia. **Como o Mercado Livre pode reduzir os custos da sua empresa?** Disponível em: <<http://blog.somaenergia.com.br/mercadolivre/assets/QUBz3YGOt9wDiZE4/Soma%20-%20Ebook%20Mercado%20Livre.pdf>>. Acesso em: 01 de maio de 2019.

**Unidades consumidoras com geração distribuída – resumo por tipo de geração.** Disponível em: <[http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD\\_Fonte.asp](http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GD_Fonte.asp)>. Acesso em 13 de abril de 2019.

**Variáveis de faturamento das componentes tarifárias.** Disponível em: <[http://wap.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas?p\\_p\\_id=audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet&p\\_p\\_lifecycle=2&p\\_p\\_state=normal&p\\_p\\_mode=view&p\\_p\\_cacheability=cacheLevelPage&p\\_p\\_col\\_id=column-2&p\\_p\\_col\\_count=1&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_documentoId=42515&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_tipoFaseReuniao=fase&\\_audienciaspublicasvisualizacao\\_WAR\\_AudienciasConsultasPortletportlet\\_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp](http://wap.aneel.gov.br/web/guest/audiencias-publicas?p_p_id=audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_documentoId=42515&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_tipoFaseReuniao=fase&_audienciaspublicasvisualizacao_WAR_AudienciasConsultasPortletportlet_jspPage=%2Fhtml%2Faudiencias-publicas-visualizacao%2Fvisualizar.jsp)>. Acesso em 05 de maio de 2019.

WINTERS, B. M; HANCHER, L. **The EU Winter Package.** Disponível em: <<http://fsr.eui.eu/wp-content/uploads/The-EU-Winter-Package.pdf>>. Acesso em 05 de maio de 2019.