



CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA



Universidade Federal
de Campina Grande

CYNTHIA DE LIMA ARAUJO



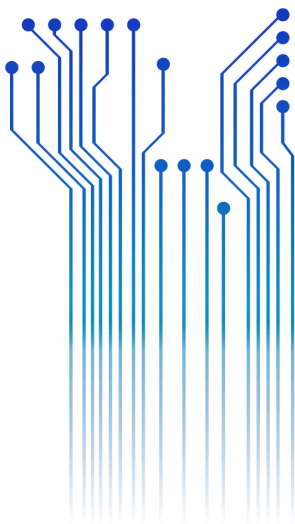
Centro de Engenharia
Elétrica e Informática

TRABALHO DE CONCLUSÃO DE CURSO

**ESTUDO DE CASO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA
NA FATURA DO CONSUMIDOR EM GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**



Departamento de
Engenharia Elétrica



Campina Grande
2019

CYNTHIA DE LIMA ARAUJO

**ESTUDO DE CASO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NA
FATURA DO CONSUMIDOR EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande como
parte dos requisitos necessários para a obtenção
do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Professor Célio Anésio da Silva, D.SC

Orientador: UFCG

Campina Grande
2019

CYNTHIA DE LIMA ARAUJO

**ESTUDO DE CASO DAS TARIFAS DE ENERGIA ELÉTRICA NA
FATURA DO CONSUMIDOR EM GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**

*Trabalho de Conclusão de Curso submetido à
Coordenação de Engenharia Elétrica da
Universidade Federal de Campina Grande como
parte dos requisitos necessários para a obtenção
do grau de Bacharel em Ciências no Domínio da
Engenharia Elétrica.*

Área de Concentração: Eletrotécnica

Aprovado em:06/06/2019

Professor Jalberth Fernandes Araújo, D. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Avaliador

Professor Célio Anésio da Silva, D. Sc.
Universidade Federal de Campina Grande
Orientador, UFCG

Dedico este trabalho à minha família pelo apoio recebido, onde forças foram somadas para continuar essa jornada.

AGRADECIMENTOS

Agradeço a Deus, em primeiro lugar, pela minha vida e pelo dom da perseverança, que me permitiu concluir este trabalho.

Agradeço também à meus pais, Williams e Soraia, que sempre me apoiaram dentro de suas possibilidades, para me oferecer a educação como principal herança que eles poderiam me proporcionar.

A Wendell, meu irmão, pelo apoio e paciência nas horas difíceis.

A Vitor, meu noivo, pela dedicação e apoio sempre ao meu lado.

Agradeço ao professor Célio Anésio pela orientação deste trabalho, onde seus conhecimentos transmitidos foram indispensáveis na minha vida acadêmica, sendo um exemplo de profissional.

Por fim, gratidão a todos que passaram pela minha vida, especialmente Hotoniones Bezerra, Gustavo Pessoa, Thiago Guimarães, Vinicius Freire, Lelia Van der Linden, Telmo Melo, Luan Castro, Adail Silva, Marcus Vinicius por toda ajuda e parceria e todos que contribuíram direta ou indiretamente para a construção deste momento que para mim é tão importante.

*“Não adianta, olhar para o céu,
Com muita fé e pouca luta.”*

Gabriel Pensador.

RESUMO

Este trabalho de conclusão de curso trata-se de um estudo de caso nas tarifas de energia da fatura do consumidor em sistema de compensação de energia em uma geração distribuída, realizando o comparativo entre a Resolução Normativa nº 4842/2012 da ANEEL e a proposta em estudo nº 04/2018 da ANEEL, assim como analisando os impactos nas tarifas de energia elétrica do consumidor, além de mostrar as questões para a desburocratização nos processos e nas técnicas da micro e minigeração distribuída no Brasil.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Compensação de Energia, Energia Solar, Compensação de Energia Elétrica.

ABSTRACT

This work of conclusion of course is a case study in the tariffs of energy of the consumer bill in system of compensation of energy in a distributed generation, comparing between Normative Resolution n° 4842/2012 of ANEEL and the proposal in study n° 04/2018 of ANEEL, as well as analyzing the impacts on the electric energy tariffs of the consumer, besides showing the questions for the de-bureaucracy in the processes and techniques of the micro and the minigeration distributed in Brazil.

Keywords: Distributed generation, Energy compensation, Solar Energy, Compensation of electrical energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - O sistema de microgeração distribuída.....	17
Figura 2 - Etapas para conexão de mini e microgeração distribuída à rede da concessionária.....	19
Figura 3 - Diagrama lógico da revisão da REN n° 482/2010.....	28
Figura 4 - Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa.....	28
Figura 5 - Composição da tarifa de energia elétrica	31
Figura 6 - Conta de energia de um sistema de geração distribuída.	32
Figura 7 - Organização do setor elétrico	36
Figura 8 - Representação gráfica do sistema fotovoltaico.....	40
Figura 9 - Valor do kWh injetado.....	44

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Categorias de Disponibilidade	18
Quadro 2 - Comparativo das Alternativas Propostas.....	43

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ACR	Ambiente de Contratação Regulado
ART	Anotação de Responsabilidade Técnica
ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CHESF	Companhia Hidrelétrica do São Francisco
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CONFAZ	Conselho Nacional de Política Fazendária
CF	Constituição Federal
CIP	Contribuição de Iluminação Pública
COSIP	Contribuição para Custeio do Serviço de Iluminação pública
COFINS	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social
DPS	Dispositivo de Proteção contra Surtos
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
ICMS	Imposto sobre circulação de mercadoria
MME	Ministério de Minas e Energia
NBR	Norma Brasileira
NDU	Norma de Distribuição Unificada
ONS	Operador Nacional do Sistema
PIS	Programa de Integração Social
REN	Resolução Normativa
TE	Tarifa de Energia
TUSD	Tarifa pelo Uso do Sistema de Distribuição
TIP	Taxa de Iluminação pública
UC	Unidade Consumidora

SUMÁRIO

1	Introdução	14
1.1	Objetivos	14
1.2	Organização do trabalho.....	15
2	Fundamentação Teórica.....	16
2.1	Sistema de compensação de energia elétrica.....	16
2.2	Procedimentos de solicitação de acesso	18
2.2.1	Documentação	20
2.2.2	Parecer de acesso	21
2.2.3	Vistoria	21
2.2.4	Medição	21
2.2.5	O Contrato	22
2.3	Tributação sobre a geração distribuída.....	23
2.3.1	Taxa de contribuição de iluminação pública	26
2.4	Revisão das Regras de Compensação de Energia	27
2.5	Entendendo a Fatura de Energia Elétrica	32
3	Revisão Bibliográfica.....	34
3.1	Sistemas fotovoltaicos	39
3.2	Módulos fotovoltaicos	39
4	Metodologia Adotada	41
5	Resultados e Discussões	42
5.1	Análise das novas regras de compensação	42
6	Conclusões	45
7	Proposta para Trabalhos Futuros	46
8	Referências bibliográficas	47

1 INTRODUÇÃO

Neste século, as preocupações com o meio ambiente ganharam maior notoriedade, em virtude dos efeitos de desequilíbrios ambientais provocados pela ação do homem. Assim mundialmente, o sistema elétrico encontra-se diante de uma forte diversificação em sua matriz energética, e no Brasil não é diferente.

No Brasil, vem crescendo as chamadas fontes alternativas de energia, entre as quais pode-se destacar a Energia Solar, apresentando-se nos últimos anos com o maior índice de crescimento dentre as demais, e um dos fatores é o fato do Brasil está localizado ao Norte pela Linha do Equador e ao Sul pelo Tropicó de Capricórnio, com 93% de seu território no Hemisfério Sul e 92% na Zona Tropical, portanto com predominância de climas quentes, diante desse cenário, verifica-se que na maioria do ano há uma grande incidência solar na maioria de suas regiões e que torna a opção por esse tipo de energia renovável.[Mundo Geografia,2016]

O marco principal que incentivou essa alavancada pela Energia Solar foi após a ANEEL (Agencia Nacional de Energia Elétrica), em 17 de abril de 2012, criar a Resolução Normativa nº 482, que trata sobre o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, significando que o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica, a partir de fonte renováveis ou cogeração qualificada e, inclusive, fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade.

Mais recentemente foi publicada a Resolução nº 687/2015, que alterou alguns pontos da Resolução Normativa nº 482/2012, viabilizando ainda mais a possibilidade de implantação de micro e minigeração distribuída no Brasil, como a permissão para o aumento de potência permitida de minigeração que antes era de 1 MW e passará a agora passa a ser 5 MW.

Assim, este presente trabalho aborda um panorama geral acerca do estudo sobre as tarifas aplicadas as faturas de energia elétrica, comprando o panorama atual com e a proposta nº 04/2018 da ANEEL, analisando qual será o impacto para o consumidor após a aprovação da referida proposta.

1.1 OBJETIVOS

Este trabalho de conclusão de curso tem como objetivo geral realizar um estudo de caso nas tarifas de energia elétrica da fatura do consumidor, analisando as taxas atuais com as perspectivas de novas taxas futuras e que impacto trará para os consumidores.

Como objetivos específicos, pode-se elencar os seguintes tópicos:

- ✓ Mostrar os trâmites processuais para solicitação de acesso junto às distribuidoras de energia elétrica, com base nas resoluções normativas da ANEEL;
- ✓ Descrever a decomposição e a valoração das tarifas aplicada à fatura de energia elétrica dos consumidores ligados ao sistema de compensação de energia.
- ✓ Realizar um estudo comparativo das tarifas atuais, com as novas propostas futuras de aumento dessas junto à ANEEL.

1.2 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

O presente trabalho encontra-se dividido em sete capítulos.

No capítulo um foi apresentado a parte introdutória.

No segundo capítulo apresenta-se uma fundamentação teórica, na qual introduz os principais conceitos pertinentes à compreensão do cenário no qual os consumidores e geradores de energia encontram-se inseridos.

No capítulo três denota-se uma revisão bibliográfica sobre o desenvolvimento do setor elétrico brasileiro, iniciando desde 1995 até o presente momento.

No quarto capítulo apresenta-se a metodologia utilizada para realizar simulações do sistema de compensação de energia elétrica de um consumidor frente regras de tributação.

No capítulo cinco realiza-se um estudo de caso de um consumidor com geração distribuída, a fim de esclarecer o sistema de compensação de energia atual. Em seguida, será realizado um exemplo hipotético para exemplificar as diferentes condições de valoração do kWh injetado pelos consumidores.

No capítulo seis apresenta-se as considerações finais, identificando se os objetivos foram alcançados e a conclusão geral do estudo.

Por fim, no capítulo sete apresenta-se as propostas para trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

No decorrer deste capítulo serão apresentados conceitos e noções técnico-regulatórias do sistema de compensação de energia elétrica conforme as normas vigentes da ANEEL. Também serão discutidos os aspectos relacionados à tributação da micro e minigeração distribuída, assim como o desenvolvimento das normas de valoração da energia elétrica injetada pelo cliente na rede da concessionária.

2.1 SISTEMA DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O início da reforma do setor elétrico brasileiro, pela outorga da lei nº 10.848 de março de 2004 e pelo decreto 5.163 de julho de 2004, determinou a regulamentação para o processo de comercialização de energia elétrica, para concessão e autorizações para geração, assim como outras medidas.

Apenas em 2012, com a Resolução Normativa nº 482 da ANEEL, estabeleceu-se a micro e minigeração distribuída com os seguintes critérios:

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

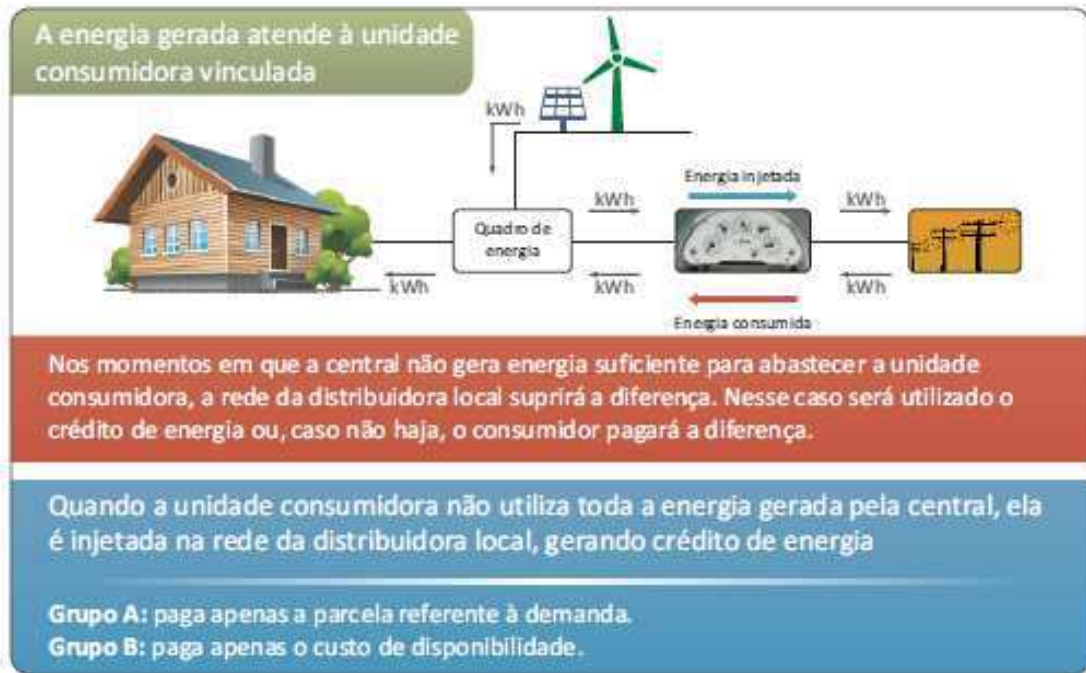
II - Minigeração distribuída: central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 100 kW e menor ou igual a 1 MW para fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conforme regulamentação da ANEEL, conectada na rede de distribuição por meio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

III - Sistema de compensação de energia elétrica: sistema no qual a energia ativa gerada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída compense o consumo de energia elétrica ativa. (BRASIL, 2012, Art. 2º)

Mais recentemente, a Resolução nº 687/2015 altera alguns pontos da resolução de 2012, dando mais flexibilidade ao sistema de micro e minigeração distribuída no Brasil. Um alteração relevante da Res. 482 foi potência instalada, no qual para microgeração passa a ser até 100 kW, e para a minigeração passa a valer dos 75 kW até os 5 MW.

O sistema de microgeração distribuída pode ser facilmente compreendido a partir do esquema apresentado na Figura 1.

Figura 1 – O sistema de microgeração distribuída.



Fonte: (ANEEL, 2016b).

Na Figura 1 ilustra-se um sistema de micro ou minigeração distribuída de energia, onde a unidade consumidora é uma autoprodutora de energia elétrica renovável e se enquadra nos parâmetros da Resolução 482/2012 da ANEEL.

Nos períodos de maior consumo da unidade consumidor (UC), em que a geração instalada não é capaz de ser alto suficiente para a demanda, a concessionária local suprirá essa diferença, entre a demanda gerada e consumida.

Já quando a UC gera mais energia do que o suficiente para sua demanda, o excedente é injetado na rede da distribuidora local, do qual será gerado um crédito para o desconto na conta de energia posteriormente. Os créditos terão validade de até 60 meses.

O faturamento da conta de energia elétrica final do cliente no sistema de compensação, poderá ser realizado de maneira local ou remota. O modo local é caracterizado quando a geração e a UC participante do sistema estão localizados em um mesmo endereço físico. Já o modo remoto permite que a micro ou mini usina geradora tenha uma localidade diferente da UC participante, neste caso, apenas o excedente injetado na rede pela usina geradora será transferido à UC de interesse.

Outro ponto importante nas mudanças nas Resoluções da ANEEL, foi a possibilidade da geração compartilhada, que consiste em poder descontar também do excedente de energia

produzida em outra UC de mesma titularidade do contribuinte e dentro da área de atuação da permissionária de energia.

Para o caso de unidades consumidoras integrantes de cooperativas, geração compartilhada, os créditos alocados seguem o mesmo sentido mesmo para diferentes grupos de tarifação. O excedente de energia, que é a diferença positiva entre a energia injetada e a consumida, pode ser concedido para abater o consumo das unidades consumidoras que integram a geração compartilhada. Cabe ao titular da unidade consumidora com a geração distribuída informar à distribuidora o percentual da energia excedente a ser direcionada para cada unidade integrante da cooperativa ou consórcio.

Uma questão a se considerar, porém, é que conforme o art. 98 da Resolução 414/2011 da ANEEL, que trata da taxa de disponibilidade como o valor mínimo faturável, aplicado ao faturamento de unidade do grupo B, impõe ao consumidor uma taxa mínima para se pagar à concessionária de energia, mesmo que este gere mais que o necessário para o seu consumo. No Quadro 1, pode-se observar como é feito esse custo junto a concessionária.

Quadro 1 -Categorias de Disponibilidade.

Disponibilidade	Custo
Monofásico	30 kWh
Bifásico	50 kWh
Trifásico	100 kWh

Fonte: (ANEEL, 2018).

Já os clientes enquadrados como grupo A, atendidos em média tensão, pagam valores referentes à demanda contratada, independente do montante gerado no período de faturamento.

2.2 PROCEDIMENTOS DE SOLICITAÇÃO DE ACESSO

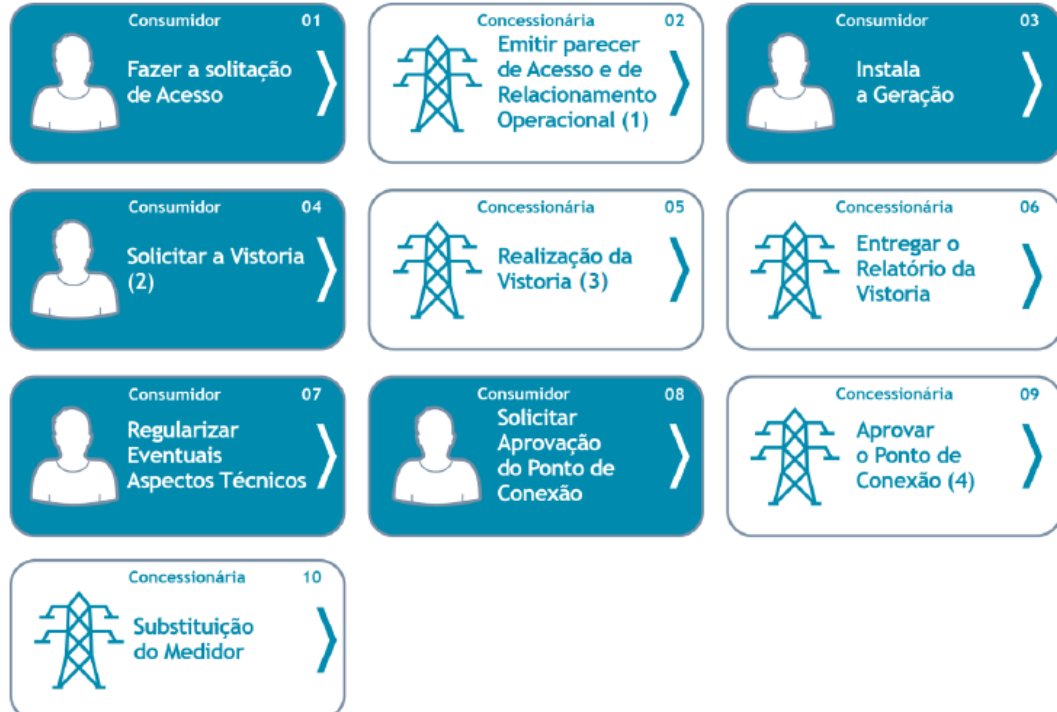
A conexão de uma determinada central geradora de micro ou minigeração fotovoltaica à rede da distribuidora de energia requer uma série de procedimentos. Primeiramente tanto o consumidor como a distribuidora são regulamentados pela ANEEL, por meio da resolução 482/2012, que garante o pleno funcionamento do sistema de compensação de energia elétrica.

Em seguida o consumidor, cativo a área de concessão da distribuidora, deve também obedecer às normas que mantêm os padrões e requisitos de construção e instalações elétricas na região.

Cada concessionária tem as suas Norma de Distribuição Unificada (NDU) que tem por finalidade concentrar e sistematizar os requisitos de informações técnicas pertinentes às novas conexões ou alterações existentes para os consumidores que fazem adesão ao sistema de compensação de energia, e sistema de distribuição em baixa tensão, assim como facilitar o fluxo de informações e simplificar o atendimento a esses consumidores. Os critérios e procedimentos técnicos estabelecidos por esta Norma e exigidos pelas empresas para a conexão de consumidores atendidos em baixa tensão consegue fazer a adesão ao sistema de compensação de energia, em conformidade com as recomendações regulatórias existentes para o assunto no setor elétrico nacional.

Segundo o Caderno Temático da ANEEL (2016), para uma central geradora ser entendida como micro ou minigeração distribuída esta deve passar por uma série de etapas junto à concessionária de energia da região. Estas etapas estão representadas na Figura 2.

Figura 2 - Etapas para conexão de mini e microgeração distribuída à rede da concessionária.



Fonte: (ENERGISA, 2018).

Na Figura 2 apresenta-se um fluxograma das etapas necessárias para um consumidor participar do sistema de compensação de energia, conforme REN 482/2012. A primeira etapa para o consumidor é que se conduza à concessionária de energia de sua região com a

documentação necessária, para fins de fazer a solicitação de acesso. Posteriormente, a concessionária terá 15 dias, garantido em lei, para conceder ou não ao acessante tal direito. Em caso negativo, o acessante será notificado das devidas alterações e que após realizadas terá que submeter novamente a documentação exigida.

Com a devida aprovação, o acessando poderá fazer a aquisição dos equipamentos e acessórios necessários ao seu projeto, e quando concluída toda a instalação o acessando irá solicitar a vistoria à concessionária para constatar que o seu projeto está de acordo com os parâmetros estabelecidos pelas normas, tanto da ANEEL como as NDU. Caso não haja nenhuma anormalidade, o acessando poderá dar entrada com o laudo de vistoria junto à distribuidora para efetuar a conexão do sistema de geração com a rede de distribuição local, que poderá ser realizada em até 7 dias. Se o laudo de vistoria for negado o consumidor terá até 5 dias para proceder com as devidas correções e fazer um novo pedido de vistoria, o prazo de vistoria continuará sendo de 7 dias.

2.2.1 DOCUMENTAÇÃO

A documentação exigida irá seguir conforme com as normas da concessionária e ANEEL, sendo exigido entre eles: Anotação de Responsabilidade Técnicas (ART), memorial descritivo, diagrama unifilar, dados para registro da ANEEL, certificação internacional ou do Inmetro.

A ART é um instrumento que se encarrega de definir os responsáveis técnicos por determinada obra ou serviço das áreas de Engenharia, Agronomia, Geologia, Geografia ou Meteorologia.

O Memorial Descritivo refere-se ao documento que detalha todo o projeto a ser realizado, onde estão relacionados, um a um, todos os itens da edificação a ser construída, tais como: estruturas, acabamentos, instalações, proteção, tudo deverá ser informado de acordo com o que será realizado na obra.

O Diagrama Unifilar está baseado em um desenho que se utiliza de uma simbologia específica para representação simplificada de um sistema elétrico, seja este monofásico ou trifásico. No caso das usinas de micro e minigeração são representados no diagrama os módulos fotovoltaicos, condutores, dispositivos de proteção e inversores, além da disposição do esquema de aterramento.

2.2.2 PARECER DE ACESSO

É um documento apresentado pela concessionária e de caráter obrigatório, que não gera ônus para o acessante. Nele consta informações sobre as condições técnicas do sistema de geração fotovoltaico de acesso e os requisitos técnicos que permitem a conexão do sistema de geração do acessante à rede elétrica, assim como dos prazos instaurados para tal procedimento.

2.2.3 VISTORIA

A vistoria deverá ser solicitada pelo acessante à distribuidora em até 120 (cento e vinte) dias após a emissão do parecer de acesso. Esta será realizada por um técnico responsável da distribuidora local, que irá se conduzir ao local da instalação e verificar se todos os aspectos foram atendidos conforme as normas das concessionárias e da ANEEL.

2.2.4 MEDIÇÃO

O Caderno Temático da ANEEL (2016) determina que a medição deve ser feita de forma bidirecional, que tem por finalidade simular e avaliar a medição com o uso de dois medidores unidirecionais, um para medir a energia consumida e outro para a energia gerada.

Conforme as normas estabelecidas pela ANEEL, a distribuidora de energia elétrica será responsável pela aquisição e instalação do todo o sistema de medição do acessante de microgeração distribuída. Já na minigeração, o acessante faz o ressarcimento dos custos da adequação do sistema de medição à distribuidora.

O medidor bidirecional além de medir a energia consumida por uma instalação, mede também a quantidade de energia injetada na rede elétrica. Por exemplo, em uma casa que possua um sistema de Energia Solar, o medidor bidirecional fará a contabilização entre a energia gerada (injetada na rede) e a energia consumida (drenada da rede). Desta maneira, ao final do mês dois valores serão aferidos no medidor, a energia gerada e a energia consumida.

O seu funcionamento acontece da seguinte forma: a companhia de energia elétrica fará a leitura da energia que foi consumida e da energia que foi injetada. A ideia do sistema de energia solar fotovoltaica *grid-tie* ou conectado à rede, é que as duas medidas de energia consumida e injetada sejam iguais. Com isso, o cliente terá uma economia significativa no que diz respeito à quantidade de energia que se tenha injetado com a sua própria usina geradora de energia solar fotovoltaica, ou seja, se for injetado 300 kWh/mês e consumido os mesmos 300

kWh/mês, o consumidor não teria que pagar pela energia consumida, pois o cliente já “pagou” a concessionária com a energia injetada pelo seu sistema solar.

Segundo SCARPIN (2018), a partir de agora as concessionárias de energia elétrica vêm substituindo seus antigos medidores analógicos, por novas versões de medidores, os de alta tecnologia, conhecidos como Medidores de Energia Inteligentes (do inglês *Smart Meters*) que são dispositivos eletrônicos utilizados na aquisição de dados de consumo de energia dos clientes. Com o aumento nas complexidades das medições, estes poderão num futuro próximo auxiliar as medições bidirecionais realizadas hoje na geração distribuída.

A finalidade dos medidores inteligentes é capturar automaticamente informações sobre o consumo de energia elétrica e, em seguida, as transmitir de volta à companhia elétrica, com mais rapidez, evitando assim, as visitas domiciliares para leitura de energia. Por ser uma nova tecnologia, o uso de medidores inteligentes como benefícios e desafios para as concessionárias de energia e os clientes, das quais pode-se citar:

- Eliminar as leituras manuais;
- Realizar as leituras de forma rápida;
- Usar fontes alternativas de energia mais eficiente;
- Fornecer dados em tempo real para reduzir interrupções de energia e agilizar manutenções;
- Permitir alterações de preços, maior ou menor que vai depender da demanda.

Já os desafios para as concessionárias seriam:

- Custear treinamento de pessoal;
- Desenvolver e produzir novos equipamentos;
- Gerenciar uma possível reação apreensiva/negativa do público, no que diz respeito as pessoas que não confiam no sistema digital;
- Comprometer financeiramente a longo prazo com a nova tecnologia de medição e licenças de *software*;
- Gerenciar grandes quantidades dos dados de medição coletados;
- Custear a segurança e a privacidade dos dados de medição.

2.2.5. O CONTRATO

Os contratos são parte relevante e necessária entre uma empresa e os consumidores, que tem por finalidade subsidiar os agentes e consumidores do sistema elétrico nacional, pois tratam-se de acesso e procedimentos legais dentro das normas estabelecidas pela ANEEL, as

quais, disciplinam formas, condições, responsabilidades e penalidades relativas à conexão, planejamento da expansão, operação e medição da energia elétrica, sistematizando a troca de informações entre as partes, além de estabelecer critérios e indicadores de qualidade.

Para o caso dos consumidores participantes do sistema de compensação instituído pela REN n° 482/2018, tem-se a seguinte redação da ANEEL módulo 3 do PRODIST:

“Art. 4º - Fica dispensada a assinatura de contratos de uso e conexão na qualidade de central geradora para os participantes do sistema de compensação de energia elétrica, nos termos do Capítulo III, sendo suficiente a emissão pela Distribuidora do Relacionamento Operacional para a microgeração e a celebração do Acordo Operativo para a minigeração, nos termos da Seção 3.7 do Módulo 3 do PRODIST.

Assim, a assinatura dos contratos para qualificar como geração distribuída é dispensada para os processos de micro e minigeração. Portanto, para a ANEEL se faz necessário que a distribuidora emita para o caso de microgeração, um Relacionamento Operacional, e para minigeração a assinatura do Acordo Operativo.

2.3 TRIBUTAÇÃO SOBRE A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

É notória a importância para os governos Federal, Estadual e Municipal a cobrança de tributos, logo não seria diferente na geração distribuída de energia, donde é cobrado o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) sobre a energia injetada na rede.

O Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS) é um tributo Estadual aplicável à energia elétrica. Este tem incidência sobre as operações relacionadas à circulação de mercadorias e serviços e é de competência dos governos Estaduais e do Distrito Federal. O ICMS tem a regulamentação controlada pelo código tributário de cada Estado, ou seja, estabelecido em lei pelas Assembleias Legislativas.

Em 2013, o Conselho Nacional de Política Fazendária (CONFAZ) instituiu o convênio de ICMS n° 6, que diz que o ICMS deverá incidir sobre o consumo total de energia elétrica dos consumidores, logo desconsidera a compensação de energia própria, independentemente de eles serem ou não geradores de energia

Diante desse cenário, qualquer consumidor que tenha um sistema de geração de energia com injeção na rede da concessionária, não iria pagar qualquer valor à concessionária, entretanto o ICMS teria que ser recolhido sobre a energia que foi gerada à distribuidora. De acordo com o convênio citado e conforme a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), em 2014

a cobrança desse imposto onera o custo médio da geração de energia solar em torno de 20%, portanto essa tributação inviabilizaria a competitividade dessa fonte de energia alternativa.

O Estado de Minas Gerais optou em não seguir as orientações do CONFAZ e por uma lei de nº 20.824 de 31 de julho de 2013 estabeleceu que o ICMS deveria incidir somente sobre o consumo líquido de energia da UC. Posteriormente em 2015, esse Convênio ICMS nº 6 foi revogado pelo Convênio ICMS nº 16, que estabeleceu recomendação diversas.

Desta forma, outros 21 Estados acabaram alterando suas legislações e resolveram seguir o Estado de Minas Gerais, com isso fizeram que a cobrança do ICMS fosse cobrada apenas sobre o consumo líquido das UC's, que refletiu num desenvolvimento da geração de energia solar distribuída em nosso país.

Além do ICMS, outros tributos federais incidem sobre as faturas de energia elétrica dos consumidores, são eles: a Contribuição para o Programa de Integração Social (PIS)/Pasep e a Contribuição para Financiamento da Seguridade Social (COFINS), os quais também oneram as tarifas de energia elétrica.

Programa de Integração Social (PIS) e a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) são tributos Federais cobrados pela União com a finalidade de manter programas voltados ao trabalhador, os quais atendem aos programas sociais do Governo Federal.

Até o ano de 2015, os valores referentes ao PIS/Pasep e COFINS eram cobrados sobre o consumo total ou bruto da UC. Com a promulgação da Lei de nº 13.169, de 6 de outubro de 2015 na qual passou a isentar a cobrança sobre a quantidade fornecida de energia gerada pela UC, como transcrito à seguir:

Conforme estabelecido pela Constituição Federal, compete aos Estados e ao Distrito Federal instituir impostos sobre operações relativas à circulação de mercadorias e sobre prestações de serviços de transporte interestadual e intermunicipal e de comunicação, não sendo possível que legislação federal ordinária disponha sobre o tema.

“Art. 8º - Ficam reduzidas a zero as alíquotas da Contribuição para o PIS/Pasep e da Contribuição para Financiamento da Seguridade Social - COFINS incidentes sobre a energia elétrica ativa fornecida pela distribuidora à unidade consumidora, na quantidade correspondente à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados na própria unidade consumidora no mesmo mês, em meses anteriores ou em outra unidade consumidora do mesmo titular, nos termos do Sistema de Compensação de Energia Elétrica para microgeração e minigeração distribuída, conforme regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.”

Entretanto, a interpretação dessa lei que é de regulamentação da ANEEL, leva a outra interpretação no texto “à soma da energia elétrica ativa injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora” no que diz respeito a isenção de PIS/Pasep e COFINS não abrangeria as alterações pela regulamentação da Resolução nº 687, de 24 de novembro de 2015 da ANEEL, que, retrata a permissão da compensação de energia no sistema *net meeting* por condomínios (empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras) e consórcios ou cooperativas (geração compartilhada).

Assim para se adequar a essa isenção de PIS/Pasep e COFINS constante na Lei nº 13.169, de 2015, com as alterações promovidas no sistema de compensação de energia regulamentado pela Resolução ANEEL nº 482, de 2012, o Projeto de Lei de Conversão nº 29, de 2016, referente à Medida Provisória nº 735, de 2016, aprovado no Congresso Nacional, incluiu o seguinte dispositivo o “Art. 14. O art. 8º da Lei nº 13.169, de 6 de outubro de 2015, passa a vigorar com a seguinte redação:

“Art. 8º
 § 1º Para fins do disposto no caput, são consideradas outras unidades consumidoras do mesmo titular:
 I – as unidades consumidoras da matriz e das filiais de uma mesma pessoa jurídica;
 II – as unidades consumidoras de titularidade de uma mesma pessoa física situadas em locais diferentes das unidades consumidoras com microgeração ou minigeração distribuída, nas quais a energia será compensada.
 § 2º O benefício de que trata o caput se aplica ainda:
 I – aos participantes de empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras que sejam titulares do sistema de microgeração ou minigeração;
 II – aos participantes de consórcio ou cooperativa que sejam titulares do sistema de microgeração ou minigeração na modalidade geração compartilhada.
 § 3º - O benefício de que trata o caput se aplica inclusive aos encargos de conexão ou uso do sistema de distribuição, desde que correspondentes à soma da energia elétrica injetada na rede de distribuição pela mesma unidade consumidora com os créditos de energia ativa originados, no mesmo mês ou em meses anteriores.”

Portanto, após a promulgação dessa regulamentação da ANEEL que retrata sobre múltiplas unidades consumidoras e de geração compartilhada que aderirem ao sistema de compensação serão taxadas somente pelo consumo líquido de energia elétrica como ocorre com as demais UC’s que já haviam aderido ao referido sistema, aderiram a esse sistema de compensação de energia elétrica.

Em 17 de novembro de 2016, de acordo com a Mensagem nº 613 do Projeto de Lei de Conversão que acabou sendo vetado posteriormente pelo Poder Executivo, com a justificativa transcrita a seguir:

“O dispositivo acarretaria renúncia de receita tributária, sem atentar para os condicionantes do artigo 14 da Lei Complementar nº 101, de 2000 (LRF) e não se faz acompanhar dos necessários dimensionamentos do impacto tributário sobre a

arrecadação ou de medidas de compensação. Além disso, compromete o esforço fiscal, contribuindo para o baixo dinamismo da arrecadação tributária”.

Entretanto, o referido veto não foi deliberado pelo Congresso Nacional, como prevê a Constituição Federal, sendo possível sua rejeição pela maioria absoluta tanto da Câmara dos Deputados como do Senado Federal. Assim a cobrança de PIS/Pasep e COFINS sobre o consumo bruto de energia elétrica por empreendimentos de múltiplas unidades consumidoras e de geração compartilhada interpõe obstáculo ao avanço de tais modalidades de geração distribuída por representar cerca de 9% sobre a tarifa final de energia. Além disso, estabelece tratamento mais oneroso em relação às unidades com micro e minigeração, que sofrem cobrança apenas no consumo líquido.

2.3.1 TAXA DE CONTRIBUIÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

Ainda no que concerne a tributações, tem-se que, de acordo com a Constituição Federal em seu art. 149-A, que discrimina sobre um imposto com a denominação de contribuição, devemos entender a diferença entre imposto, taxa e contribuição. Para isso, verifica-se a origem da Taxa de Iluminação Pública (TIP) que antecedeu à Contribuição de Iluminação Pública (CIP) ou a Contribuição para o Custeio do Serviço de Iluminação Pública (COSIP).

Nos anos 80, a TIP foi instituída pelos municípios brasileiros a fim de custear e sanar as despesas de iluminação pública frente as concessionárias de energia, já que a maioria dos municípios contratavam a própria concessionária para a prestação dos serviços, da qual tem como base o art. 145, II da C.F. e do art. 77 do CTN.

Diante da perda de arrecadação dos municípios, já que com a TIP as concessionárias recolhiam a taxa e eram em sua maioria o próprio prestador de serviços, acabava que para os municípios tinham uma grande perda de arrecadação, assim por meio da Emenda Constitucional (EC nº 39/2002) que autorizaram a criação da “contribuição para o custeio da iluminação pública dos municípios”, onde ocorreu apenas a alteração de Taxa de Iluminação Pública (TIP) para Contribuição de Iluminação Pública (CIP) já que a natureza jurídica é a mesma sobre o serviço prestado, assim com a CIP as concessionárias arrecadam e repassam aos municípios que resolvem continuar com as concessionárias de energia para prestação de serviços ou não, assim assumem a própria prestação de serviços de iluminação pública.

A cidade de Campina Grande, apresenta no código tributário da cidade, seção VII, os seguintes artigos:

“Art. 97 – A taxa de iluminação pública tem como fato gerador a iluminação proporcionada pela Prefeitura nas vias e logradouros públicos.

Art. 98 – São contribuintes da taxa referida no artigo anterior, o proprietário do imóvel, o titular do domínio útil ou seu possuidor a qualquer título em vias e logradouros servidos por iluminação pública.

Art. 99 – A taxa de iluminação pública será cobrada mensalmente pela Companhia de Eletricidade da Borborema (CELB), nos termos da Lei Municipal nº 143, de 07 de julho de 1975, obedecendo os critérios por ela adotados.”

A taxa de iluminação pública, mesmo que a unidade consumidora adquira o uso de microgeração, não poderá ser abatida da conta de energia elétrica. A taxa de iluminação pública é de responsabilidade do município, a concessionária apenas arrecada o valor.

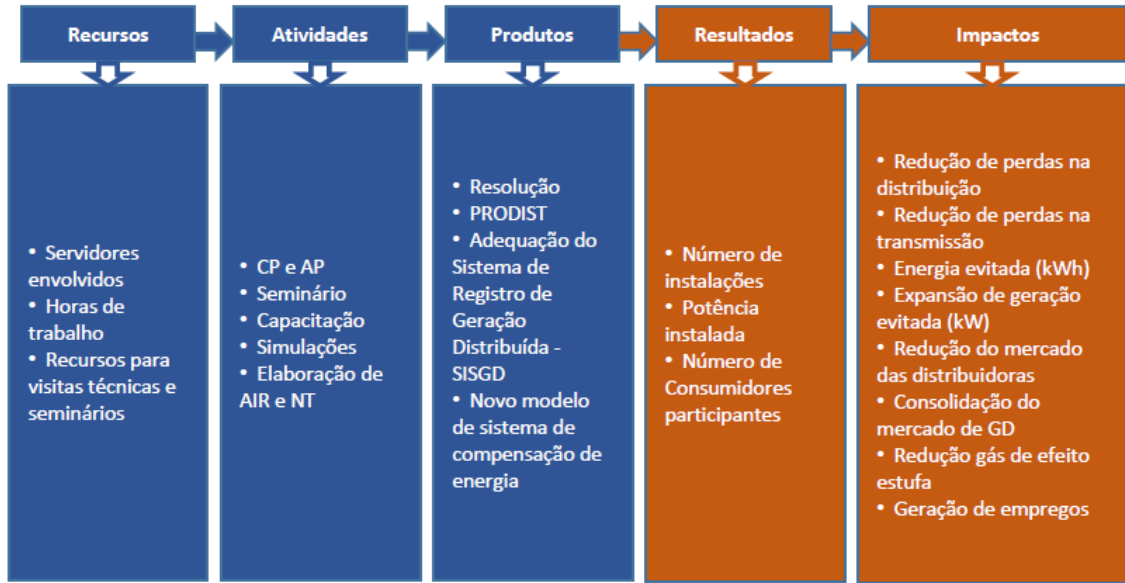
2.4 REVISÃO DAS REGRAS DE COMPENSAÇÃO DE ENERGIA

Atualmente, existem várias discussões sobre a valoração da energia injetada na rede, que pode não refletir o real impacto da geração distribuída para a sociedade. Por um lado, as distribuidoras alegam que o atual Sistema de Compensação não possibilita a adequada remuneração pelo uso da rede de distribuição. Por outro lado, instaladores e consumidores interessados no mercado ressaltam os benefícios da geração distribuída à sociedade e consideram que o modelo atual deve permanecer, de modo a permitir a consolidação do mercado.

Estas discussões surgem porque não existe uma quantificação dos custos e benefícios da geração distribuída de pequeno porte no Brasil, o que gera questionamentos sobre um possível desalinhamento da forma de compensação vigente em relação à atual realidade do sistema de micro e minigeração distribuída.

Uma visão futura sobre alternativas, resultados e impactos no processo de revisão da REN nº 482/2012 e a implementação de um novo modelo para o sistema de compensação de energia deverão ser estruturados na forma de um modelo lógico, que apresenta as relações de causa e efeito de todas as etapas do processo, conforme ilustrado na Figura 3.

Figura 3 - Diagrama lógico da revisão da REN n° 482/2012.

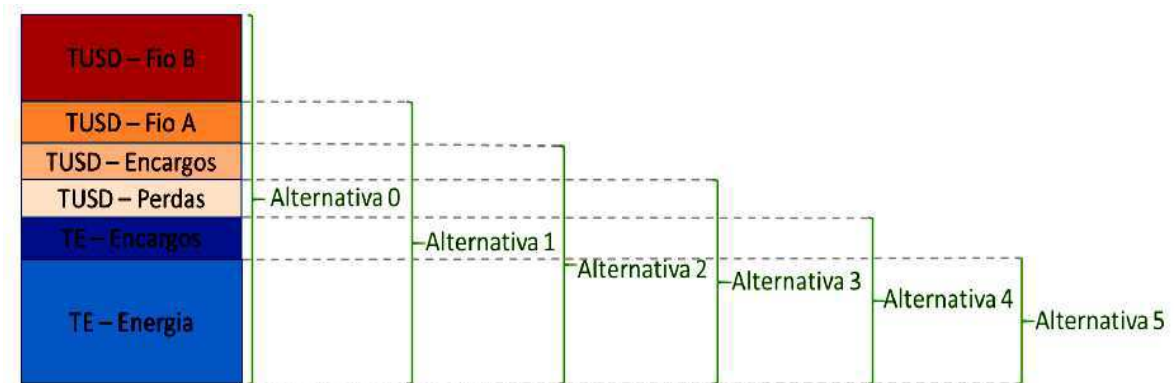


Fonte: (ANEEL, 2018).

O modelo lógico apresenta o passo a passo de um processo de intervenção (uma política pública, ou como no presente caso, a alteração de um regulamento), demonstrando como os recursos (humanos, financeiros) e as atividades desenvolvidas, utilizando-se desses recursos, geram produtos (novas regras), resultados, e os respectivos impactos.

Segundo a ANEEL (2018), de acordo com as características da composição das tarifas, foram propostas as seguintes alternativas regulatórias para tratamento da forma de compensação de energia, conforme ilustra a Figura 4.

Figura 4 - Componentes tarifárias consideradas em cada alternativa.



Fonte: (ANEEL, 2018).

Na Figura 4 encontra-se ilustradas as componentes tarifárias que incidiriam somente sobre a diferença entre consumo e geração, de acordo com as diferentes alternativas propostas, são elas:

- **Alternativa 0 – Cenário atual:** a compensação da energia injetada na rede se dá por todas as componentes da Tarifa de uso dos sistemas elétricos de distribuição (TUSD) e da (Tarifa Elétrica) TE;
- **Alternativa 1 – Incide Fio B:** a componente Transporte Fio B incidiria sobre toda a energia consumida da rede. As demais componentes tarifárias continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- **Alternativa 2 – Incide Fio A e Fio B:** as componentes referentes ao Transporte (Fio A e Fio B) incidiriam sobre toda a energia consumida da rede. As demais parcelas da tarifa continuariam incidindo sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede.
- **Alternativa 3 – Incide Fio A, Fio B e Encargos:** equivalente à alternativa anterior, mas incluindo a parcela de Encargos da TUSD entre as componentes que seriam aplicáveis a todo o consumo de energia registrado na unidade.
- **Alternativa 4 – Incide toda a TUSD:** com esta alternativa, as componentes da TE incidiriam sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede, de maneira que a TUSD continuaria incidindo sobre toda a energia consumida da rede.
- **Alternativa 5 – Incide toda a TUSD e os Encargos e demais componentes da TE:** neste caso, apenas a componente de Energia da TE incidiria sobre a diferença entre a energia consumida e a energia injetada na rede. As demais componentes tarifárias incidiriam sobre toda a energia consumida da rede.

As mudanças se aplicam conforme as os próximos itens a seguir:

i. Para geração Local:

- Consumidores que instalem GD para compensação local até o fim de 2019: continuariam com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos durante um período equivalente a 25 anos, contados a partir da conexão;
- Consumidores que instalem GD para compensação local entre 2020 e o acionamento do gatilho: seria aplicada a Alternativa 0 (compensação integral)

durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando-se, em seguida, para a Alternativa 1 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio B);

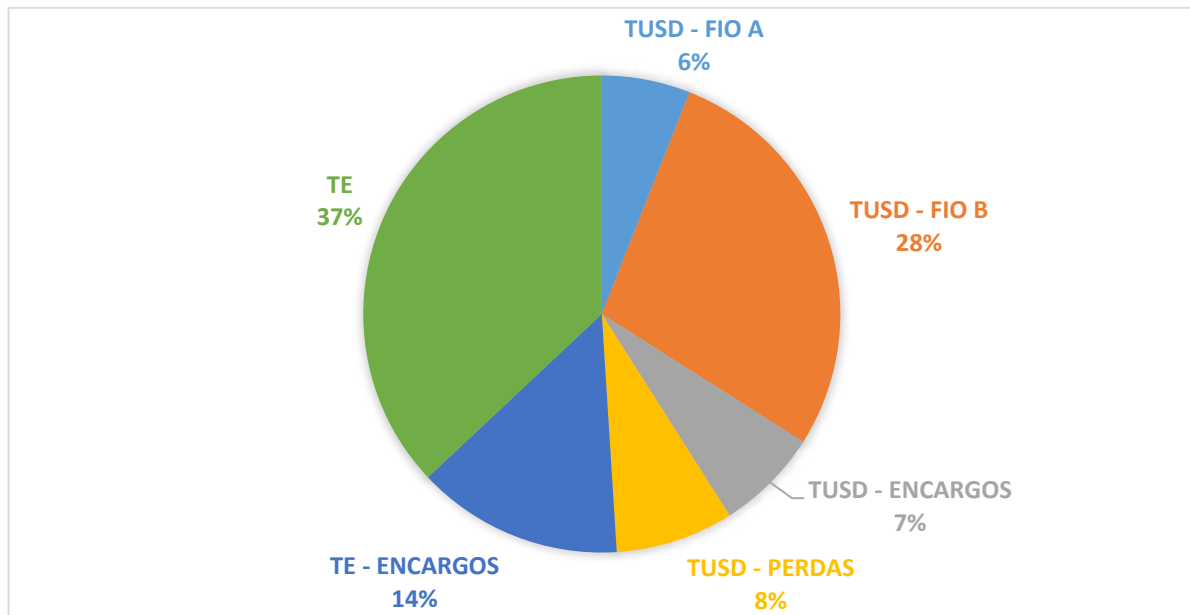
- Consumidores que instalem GD para compensação local após o gatilho: seriam faturados pela Alternativa 1;
- Gatilho: a mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1) ocorreria quando fosse atingido o limite de GD local para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 3,365 GW no país, proporcionalizado para cada distribuidora conforme seu mercado de energia na baixa tensão.

ii. Para geração remota:

- Consumidores que instalem GD para compensação **remota** até o fim de 2019: continuariam com as regras atualmente vigentes aplicáveis a seus empreendimentos durante um período equivalente a 25 anos, contados a partir da data de conexão;
- Consumidores que instalem GD para compensação **remota** entre 2020 e o acionamento do 1º gatilho (1,25 GW): seria aplicada a Alternativa 0 (compensação integral) durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando-se, em seguida, para a alternativa vigente, no caso, Alternativa 3 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio A, a TUSD Fio B e os Encargos);
- Consumidores que instalem GD para compensação **remota** entre o 1º gatilho (1,25 GW) e o 2º gatilho (2,13 GW): seriam faturados pela Alternativa 1 durante os 10 primeiros anos de conexão, alterando, em seguida, para a Alternativa 3 (compensação de todas as componentes da tarifa, exceto a TUSD Fio A, a TUSD Fio B e os Encargos);
- Consumidores que instalem GD para compensação **remota** após o 2º gatilho (2,13 GW): seriam faturados conforme Alternativa 3;
- Gatilhos: a primeira mudança da alternativa aplicável (da 0 para a 1) ocorreria quando fosse atingido limite de GD **remota** para a concessionária onde o consumidor se localiza. Esse limite seria de 1,25 GW no país, proporcionalizado para cada distribuidora conforme seu mercado de energia na baixa tensão. Já a segunda mudança de alternativa (da 1 para a 3) aconteceria quando fosse atingida a potência local equivalente à potência nacional de 2,13 GW.

Na Figura 5, ilustra-se o percentual das componentes tarifárias como se segue:

Figura 5 - Composição da tarifa de energia elétrica.



Fonte: (ANEEL, 2018).

Na Figura 5 pode-se observar a divisão das componentes tarifárias por meio do gráfico de pizza, na qual a maior porcentagem está na tarifa de energia com 37%, seguida da TUSD – FIO B com 28 % e a menor refere-se a TUSD – FIO A com 6 %. Elas podem ser relacionadas como segue:

- a) TUSD – FIO A: Custo referente ao transporte de energia pelo sistema de transmissão. Corresponde a em média 6% do kWh utilizado;
- b) TUSD – FIO B: Custo referente ao transporte de energia pelo Sistema de distribuição. Corresponde em média 28% do kWh utilizado;
- c) TUSD – ENCARGOS: Custos vinculados aos encargos pelo uso dos serviços do sistema de distribuição. Corresponde a em média 7% do kWh utilizado;
- d) TUSD – PERDAS: Custos devido às perdas na transmissão da energia. Corresponde a em média 8% do kWh utilizado;
- e) TE – ENCARGOS: Custos vinculados aos encargos referentes a compra de energia elétrica. Corresponde a em média 14% do kWh utilizado;
- f) TE: Tarifa de energia, referente ao preço da compra de energia elétrica. Corresponde a em média 37% do kWh utilizado;

2.5 ENTENDENDO A FATURA DE ENERGIA ELÉTRICA

Na Figura 6 mostra-se um exemplo da fatura de energia elétrica para um consumidor que tem geração própria de energia segundo a resolução até então vigente.

Figura 6 - Conta de Energia de uma Sistema de geração distribuída.

Classe Residencial Bifásico	1 Subclasse Residencial Ger Distribuída	Datas da Leitura Anterior Atual Próxima			Datas da Nota Fiscal Emissão Apresentação		Nº da Instalação XXXXXXXXXXXX
Informações Técnicas							
Tipo de medição	Medição	Leitura Anterior	Leitura Atual	Constante de Multiplicação	Consumo kWh		
Energia kWh	XXXXXXXX	X	239	1	239		
3 Energia Injetada	XXXXXXXX	X	528	1	528		
Informações Gerais				Valores Faturados			
5 SALDO ATUAL GERAÇÃO DISTRIBUIDA 289 KWH				Descrição	Quantidade	Preço	Valor (R\$)
_____				Energia Elétrica kWh	239	0,807	192,85
_____				Dif. Custo Disponib. Res. 482	2 50	0,807	40,32
_____				Energia Injetada kWh	4 239	0,807	-192,85
Bandeiras tarifárias Mês anterior - Mês atual				Encargos / Cobrança			
				Contrib. Custeio Ilum. Pública			17,80
				Tarifas aplicadas (sem impostos)			
				Energia Elétrica kWh		0,534	
				Dif. Custo Disponib. Res. 482		0,534	
				Adicional bandeiras			
				Bandeira vermelha			1,59
Indicadores de Qualidade de Fornecimento				VENCIMENTO XX/XX/XXXX		VALOR A PAGAR 6 R\$ 58,12	
Informações de Faturamento							
Histórico do Consumo							
Mês/Ano	Consumo kWh	Média kWh/dia	Dias de Faturamento	ICMS		PASEP	COFINS

Fonte: (SHAREENERGY, 2018).

Analisando a Figura 6, observa-se os seguintes pontos:

1. Destaca-se a subclasse do consumidor, neste caso, residencial básico, ou tipo B, com atendimento em baixas tensões;
2. Este ponto apresenta a taxa de disponibilidade cobrada ao consumidor, daí observa-se que o mesmo possui um tipo de ligação bifásica, conforme o quadro I;

3. Aqui se apresenta a energia injetada na rede pelo cliente durante o período de faturamento;
4. Apresenta apenas energia injetada e utilizada para faturamento;
5. Mostra o saldo atual que corresponde à geração menos o consumo do cliente;
6. Valor final a pagar pelo cliente, composto pela taxa de disponibilidade e pela taxa

3 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Segundo RODRIGUES (2016), o setor de energia elétrica no Brasil foi criado a partir do século XIX, passando por vários períodos de crescimento e com tendências de expansão. Assim, para a compreensão desses períodos, faz-se necessário abordar o comportamento desse setor até os dias atuais.

No período de 1950 a 1995, predominou o modelo Monopolista, pois o Brasil tinha uma política econômica que necessitava majorar a demanda deste setor. Como o próprio nome do modelo supracitado sugere, o principal agente seria o governo federal, que assumia o controle total da geração e transmissão de energia, e, aos estados, cabia apenas a distribuição. Os investimentos neste setor foram altíssimos, com a construção de hidrelétricas de grande porte como a Companhia Hidrelétrica do São Francisco (CHESF) e Furnas, que foram situadas em locais estratégicos para melhor atenderem os consumidores. Então, o governo dividiu o país em malhas com um sistema de transmissão interconectado, começando, em um primeiro momento, por duas grandes malhas que interligavam SUL/SUDESTE e NORTE/NORDESTE. A partir de 1962, o governo criou a Empresa Centrais Elétricas Brasileira S.A. (ELETROBRAS) com a finalidade de centralizar todas as decisões a respeito de investimentos no setor, desde a captação de recursos até a expansão do sistema.

Para SCHUTZE (2010), na década de 70, os investimentos no setor sofreram um avanço, pois as baixas taxas de juros atraíram os investidores, fazendo com que alavancasse o progresso. Sendo assim, foi implantada a equalização da tarifa em todo país e a câmara de compensação intrasetorial, na qual as empresas mais rentáveis socorriam as deficitárias.

A partir de 1980, o setor começa a entrar em crise por causa de vários fatores, dentre eles:

a) Situação econômico-financeira desastrosa das concessionárias, devido aos altos endividamentos e impossibilidade de geração de caixa para novos investimentos;

b) O sistema tarifário que era adotado gerou a ineficiência de algumas empresas, pois as companhias que estavam em uma melhor situação financeira tinham que ajudar as deficitárias.

c) A política adotada pelo governo de compensação tarifária como combate à inflação.

GOLDENBERG e PRADO (2003) citam que de 1993 em diante, entra em ação o Novo Modelo, com o intuito de amenizar a crise que continuava e o governo através da Lei 8.631

passou a promover a desqualificação das tarifas a fim de alavancar o setor. Acabou que o governo não conseguiu e gerou-se os problemas para além de uma atualização tarifária e sim gestão econômica/financeira, travando os investimentos das empresas.

O ano de 1995 pode ser considerado o marco para o setor, pois se iniciou o processo de criação do Novo Modelo do setor de energia elétrica brasileiro. Nesse mesmo ano, SCHUTZE (2010) relata que aconteceu a primeira reestruturação do setor elétrico com a criação do Modelo de Livre Mercado, sob o comando do governo de Fernando Henrique Cardoso. Este Modelo tinha por finalidade inserir a concorrência na indústria de energia elétrica, onde os principais pilares foram:

- Privatização do setor;
- Criação de um mercado livre;
- Redefinição do papel do Estado.

Entre 1995 e 2004, houve um significativo avanço no setor energético brasileiro, com a criação de novas perspectivas de melhorias e investimentos para alavancar o setor, entre eles: a cartilha do Novo Modelo e do Modelo de Mercado Livre.

Em 2004, Rodrigues afirma que foi realizada a segunda reestruturação sob o comando do governo de Luiz Inácio Lula da Silva, conhecida como Novo Modelo, a qual foi implementada com o intuito de promover mudanças institucionais para marcar o papel do Estado que deveria ser o principal responsável pelo planejamento do setor de energia elétrica.

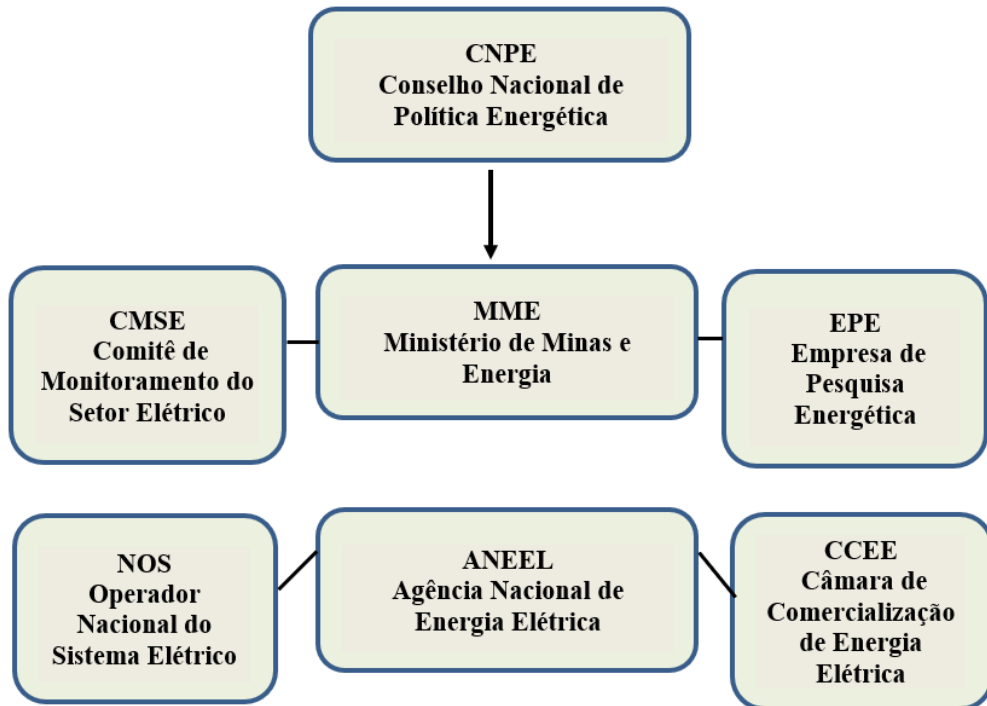
De acordo com o Ministério de Minas e Energia, MME, através de sua Cartilha Novo Modelo, propôs como objetivos principais:

- Promoção da modicidade tarifária;
- Garantia da segurança do suprimento de energia elétrica;
- Estabilizar o marco regulatório, através da atratividade dos investimentos na expansão do sistema; e
- Inserir socialmente através do setor elétrico, os programas de universalização de atendimento.

As Leis nº 10.847 e nº 10.848O foram promulgadas em março, e criaram o novo modelo do setor elétrico que definiram as regras de comercialização de energia elétrica e criaram a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com a função de subsidiar o planejamento técnico, econômico e sócio ambiental dos empreendimentos de energia elétrica, petróleo e gás natural e seus derivados e fontes energéticas renováveis.

De acordo com a Cartilha do Novo Modelo, MME (2004) o setor energético tem como estrutura, que segue até os dias atuais o seguinte fluxograma (Figura 7):

Figura 7 - Organização do setor elétrico.



Fonte: O próprio autor.

Onde:

O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) tem como uma das suas principais funções a elaboração da política energética nacional, incluindo diretrizes e medidas necessárias para garantir o suprimento de insumos energéticos em todo o território, para as áreas mais remotas e de baixa acessibilidade;

O Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE), criado com a função de acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em todo o território nacional;

O Ministério de Minas e Energia (MME), responsável pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico, criado para acompanhar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento elétrico em toda unidade nacional;

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que tem por finalidade a prestação de serviços na área de estudos e pesquisas destinadas a subsidiar o planejamento do setor energético;

O Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), responsável por operar, supervisionar e controlar a geração de energia elétrica no Sistema Integrado Nacional - SIN e por administrar a rede básica de transmissão de energia elétrica no Brasil;

Agência Nacional de Energia Elétrica, que regula e fiscaliza a produção, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica. Zela pela qualidade dos serviços prestados, pela universalização do atendimento e pelo estabelecimento das tarifas para os consumidores finais, sempre preservando a viabilidade econômica e financeira dos agentes e da indústria, também é responsabilidade da Aneel;

Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), responsável por assegurar a comercialização de energia elétrica do SIN nos Ambientes de Contratação Regulada e de Contratação Livre.

Em 2006, a empresa de Pesquisa Energética (EPE) concluiu os estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica – PDEE 2006-2015, propondo diretrizes, metas e recomendações para a expansão dos sistemas de geração e transmissão do país até 2015.

Em 2008, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou um modelo de contrato de permissão para as cooperativas de eletrificação rural atuarem como distribuidoras de energia. A permissão será concedida por 20 anos, a partir da assinatura de contrato, sem direito a prorrogação.

Em 17 de abril de 2012, foi estabelecido o marco regulatório quando entrou em vigor a Resolução Normativa ANEEL nº 482/2012. Segundo esta resolução, “o consumidor brasileiro pode gerar sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e inclusive fornecer o excedente para a rede de distribuição de sua localidade”.

Neste modelo proposto, os consumidores não podem vender energia elétrica. Simplesmente, eles passam a fazer parte de um sistema de compensação, onde o kWh gerado é reduzido de sua conta como um crédito, o que caracteriza o “sistema de compensação de energia elétrica”.

MENDONÇA (2011), cita que este é um tipo de geração de energia que permite a todo e qualquer consumidor fazer parte do mercado de geração de energia. Como o modelo está sendo construído, apresenta algumas limitações e muitos benefícios a saber:

- Impacto ambiental pequeno;
- Investimentos em expansão podem ser adiados;
- Redução na carga das redes;
- Perdas são mínimas;

- Aumento da disponibilidade do sistema;
- Matriz energética diversificada;
- Consumidor protegido quanto a sazonalidade do valor da tarifa de energia.

Ainda de acordo com MENDONÇA (2011), os desafios são:

- Estimar o potencial energético, considerando fontes intermitentes;
- Aumentar a complexidade de operação da rede;
- Dificuldade na cobrança de uso do sistema elétrico;
- Eventual incidência de tributos;
- Alteração dos procedimentos de operação das distribuidoras;
- Operação, controle e proteção das redes.

De 2015 até hoje está em vigor a resolução 687/2015, que define a microgeração distribuída como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 kW e que utiliza cogeração qualificada. Trata também da minigeração distribuída, definindo-a como uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 3 MW para fontes hídricas ou menor ou igual a 5 MW para cogeração qualificada.

Segundo JUNIOR e PINTO (2018), a definição presente na resolução 482/2012 sobre o sistema de compensação de energia elétrica, que era definido como o sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração distribuída ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa dessa mesma unidade consumidora ou de outra unidade consumidora de mesma titularidade da unidade consumidora onde os créditos foram gerados, desde que possua o mesmo Cadastro de Pessoa Física (CPF) ou Cadastro de Pessoa Jurídica (CNPJ) junto ao Ministério da Fazenda, foi alterada também pela resolução 687/2015, para “sistema no qual a energia ativa injetada por unidade consumidora com microgeração ou minigeração distribuída é cedida, por meio de empréstimo gratuito, à distribuidora local e posteriormente compensada com o consumo de energia elétrica ativa”.

A mudança ocorrida nesta resolução permitiu a inserção, na resolução 687/2105, de novos agentes na lógica de geração distribuída, em especial as figuras dos empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, que estão associados aos condomínios; da geração compartilhada, que está associada a uma reunião de consumidores na forma de consórcios ou cooperativas e do autoconsumo remoto, pessoa física ou jurídica, que possua unidade

consumidora com microgeração ou minigeração distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão.

Ao comparar as definições expostas nas resoluções, é possível afirmar que a mudança ampliou o público alvo da geração distribuída, ou seja, as mudanças trazidas pela resolução 687/2015 objetivaram a simplificação dos procedimentos administrativos, bem como definir que a potência nominal máxima da central de geração distribuída deve tomar como referência a potência disponibilizada pela concessionária para unidade consumidora, e não a carga instalada.

3.1. SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

PEQUENO (2018) cita que os sistemas de geração solar fotovoltaicos são classificados em dois grupos:

- Sistemas isolados ou Off-Grid e
- Sistemas conectados à rede ou On-Grid.

Não há conexão entre os sistemas isolados e a rede de distribuição das concessionárias, pois faz-se uso de bancos de baterias para armazenamento do excedente gerado. Para garantir o aumento da confiabilidade, estes sistemas também podem fazer uso de geradores para evitar falta de energia quando da ocorrência de problemas com os módulos fotovoltaicos.

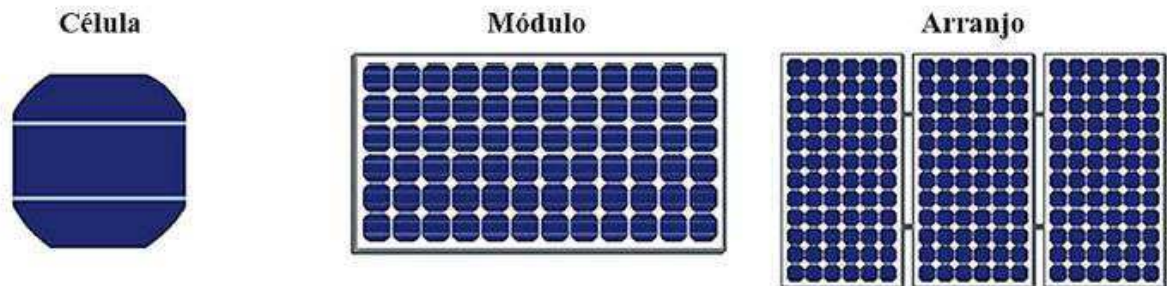
Para PEQUENO (2018), os sistemas conectados à rede elétrica que ao injetarem o excedente da produção diretamente na rede de distribuição, não necessitam o emprego de baterias nem de controladores de carga. Graças a esse acesso, estes sistemas satisfazem a todos os critérios de qualidade de energia elétrica e segurança das instalações, definidas tanto nos módulos 3 e 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST) como na norma de distribuição da distribuidora local, regulamentada no estado da Paraíba pela Norma de Distribuição Unificada (NDU) 013.

3.2. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS

Segundo PEQUENO (2018), na instalação solar fotovoltaica, o módulo fotovoltaico, é constituído por células capazes de converter a radiação solar incidente em energia elétrica, pois configura o componente básico do sistema gerador. Individualmente, eles possuem uma tensão muito baixa, máximo de 0,8 V, daí essas células são conectadas para produzirem tensão e

corrente suficientes para a utilização prática de energia elétrica, formando os módulos fotovoltaicos que são vendidos comercialmente, conforme ilustração da Figura 8.

Figura 8 – Representação gráfica do sistema fotovoltaico.



Fonte: PEQUENO,2018.

Na Figura 8 pode-se observar as representações gráficas da célula, módulo e arranjo fotovoltaico, de acordo com a terminologia definida na NBR 10899 (ABNT, 2013).

Para PEQUENO (2018), a conversão de energia solar em energia elétrica só ocorre devido ao efeito fotovoltaico, pois, em 1839, o físico francês Edmond Becquerel, estudou que este efeito consiste no surgimento de uma diferença de potencial nos extremos de um semicondutor, quando da absorção de luz visível. Logo, o processo de conversão requer um material que, por meio da absorção de energia solar, eleve os elétrons a um estado mais elevado de energia, fluindo estes elétrons energizados para um circuito externo (MAYFIELD, 2010).

4 METODOLOGIA ADOTADA

Na parte introdutória de trabalho, têm-se com o objetivo geral um estudo de caso nas tarifas de energia elétrica da fatura do consumidor, analisando as taxas atuais com as perspectivas de aprovação de novas taxas e que impacto trará para os consumidores. Especificamente, objetiva-se: Mostrar os trâmites processuais para solicitação de acesso junto às distribuidoras de energia elétrica, com base nas Resoluções Normativas da ANEEL 482/2012 e a Proposta 04/2018, descrever a decomposição e a valoração das tarifas aplicada à fatura de energia elétrica dos consumidores ligados ao sistema de compensação de energia e realizar um estudo comparativo das tarifas atuais, com as novas propostas futuras de aumento dessas junto à ANEEL.

Para alcançar tais objetivos, empregou-se os seguintes métodos de pesquisa: bibliográfico, descritiva e estudo de caso. Na pesquisa bibliográfica foi realizada a coleta das informações utilizadas e que serviu para o embasamento e desenvolvimento do assunto pesquisado. Na Descritiva foi realizada a revisão teórica sobre as Resoluções das ANEEL a fim de identificar, analisar e comparar as informações que possibilitaram se chegar a uma conclusão diante das variáveis analisadas. E no Estudo de Caso buscou-se investigar se com a aprovação das novas regras do sistema de compensação de energia elétrica em sistema fotovoltaico ainda seria viável ou não a instalação mediante a aplicação das novas taxas, caso entre em vigor.

Buscando-se a resposta sobre como as novas taxas terão impacto nas tarifas de energia elétrica da fatura dos consumidores, assim hipoteticamente entende-se que poderão diminuir os investimentos em novos sistemas de energia solar distribuídos.

Portanto para responder tal questão fez necessário fazer um comparativo, mediante as interpretações dos dados e assim identificar se seria viável ou não a instalação de novos sistemas de energia solar distribuídos para os consumidores pela regra atual e para as novas regras, se para todos os consumidores ou para algumas classes de consumidores, caso venham a ser aprovadas.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 ANÁLISE DAS NOVAS REGRAS DE COMPENSAÇÃO

A análise em questão levou em consideração os seguintes requisitos técnicos, dos quais foram extraídos de uma fatura de energia elétrica de um consumidor no Estado da Paraíba, conforme retratado a seguir.

- Cliente do grupo B;
- Ligação trifásica;
- Taxa de iluminação pública de R\$ 65,00;
- Conta de energia média de R\$ 775,95;
- Consumo em kWh de 929,00
- Valor da tarifa de energia 0,76 R\$/kWh;

Diante desses dados, constata-se que o cliente pertence ao Grupo B por ter uma ligação trifásica, com um consumo mensal de 929 kWh, paga em média um valor de R\$ 775,95 em sua fatura de energia elétrica.

Portanto para a análise tentou-se verificar para um cenário de uma possível aprovação das novas Resoluções da ANEEL em que altera os valores cobrados nas tarifas de energia elétrica criando novas faixas de Alternativas, das quais já forma citadas anteriormente e que serão analisadas mediante os cálculos a seguir, expostos no quadro 2.

Para realizar os cálculos, utilizou-se da seguinte equação(1), segundo a ANELL, 2018.

Logo, tem-se que:

$$\text{Valor Componente (R\$)} = \text{Consumo} \times (\% \text{ da componente}) \times \text{Tarifa de Energia} \quad (1)$$

$$\text{Valor Componente (R\$)} = 929,0 \times 28\% \times 0,76 = \text{R\$ } 197,69$$

$$\text{Valor Fatura} = \text{R\$ } 76,00 + \text{R\$ } 65,00 + \text{R\$ } 197,69 = \text{R\$ } 338,69$$

No Quadro 2, verifica-se os diversos cenários desde a Alternativa 0 até a Alternativa 5, das quais estão propostas na nova Resolução da ANEEL e que mudarão a relação de

compensação de energia dos consumidores de Energia Solar, com isso verificou-se os impactos para o caso de virem a serem aprovadas.

No Quadro 2 demonstra-se que o cliente teria um redução de R\$ 634,95 em sua fatura mensal caso estivesse utilizando da tarifa da Alternativa 0 pelas regras atuais, já após as novas regras da Resolução da ANEEL e passasse a ser enquadrado na Alternativa 1, donde o percentual aplicado a Tarifa do Fio B, seria em média 28% da sua tarifa total de energia elétrica, com isso a redução seria de R\$ 437,26 de sua mensal e pagaria um valor de R\$ 338,69 na fatura de energia elétrica mensal.

Caso fosse enquadrado na Alternativa 2, que corresponde em média à 34% aplicado a sua tarifa total de energia elétrica, passaria a pagar um valor de R\$ 381,05 com uma redução de R\$ 394,90 em sua fatura mensal.

Na Alternativa 3, correspondendo em média a um percentual de 41% da sua tarifa total, passaria a pagar um valor de R\$ 430,48 e uma redução de R\$ 345,57 em sua fatura mensal.

Já na opção da Alternativa 4, em que na média teria um percentual de 49% da sua tarifa total, daí iria passar a ter uma fatura mensal no valor de R\$ 486,96 e uma redução de R\$ 288,99 em sua fatura mensal.

Por fim, se o cliente fosse enquadrado na Alternativa 5, onde teria em média uma redução de 63% em sua tarifa total, assim sua fatura mensal passaria a ser de R\$ 585,81 com uma redução de R\$ 190,14 em sua fatura mensal.

Comparando o cenário atual da Alternativa 0 com o último da Alternativa 5, o cliente deixaria de compensar o valor de R\$ 444,81 mensalmente em sua fatura de energia elétrica e saindo dos atuais R\$ 141,00(Alternativa 0) para o R\$ 585,81(Alternativa 5).

Quadro 2 - Comparativo das alternativas propostas.

	% da Componente tarifária	Tarifa	Consumo (kWh)	Taxa de Ilu. Pública	Disponibilidade	Fatura Final
Alternativa 0	0%	R\$ 0,76	929,00	R\$ 65,00	R\$ 76,00	R\$ 141,00
Alternativa 1	28%	R\$ 0,76	929,00	R\$ 65,00	R\$ 76,00	R\$ 338,69
Alternativa 2	34%	R\$ 0,76	929,00	R\$ 65,00	R\$ 76,00	R\$ 381,05
Alternativa 3	41%	R\$ 0,76	929,00	R\$ 65,00	R\$ 76,00	R\$ 430,48
Alternativa 4	49%	R\$ 0,76	929,00	R\$ 65,00	R\$ 76,00	R\$ 486,96
Alternativa 5	63%	R\$ 0,76	929,00	R\$ 65,00	R\$ 76,00	R\$ 585,81

Fonte: o próprio autor.

Figura 9 – Valor do kWh Injetado.



Fonte: O próprio autor.

Na Figura 9 trata-se da variação do valor do KWh injetado na Rede de Energia Elétrica a ser compensado pelo consumidor também sofrerá alterações em seus valores cobrados, onde atualmente é cobrado a tarifa de R\$ 0,76 por cada KW/h injetado para o caso da Alternativa 0 e de R\$ 0,28 por cada KW/h injetado para o caso da Alternativa 5.

Se vierem a serem aprovados esses novos valores das tarifas e que foram analisados nesse trabalho, constatou-se que para os consumidores participantes do sistema de compensação de energia elétrica fotovoltaica essas alterações irá influenciar no tempo de retorno de seus investimentos.

6 CONCLUSÕES

O objetivo geral do referido trabalho foi alcançado, em que passou-se pelos objetivos específicos para atingi-lo, que consistiu em realizar um estudo de caso das tarifas de energia elétrica da fatura do consumidor pelas regras atuais da Resolução Normativa 482/2012 da ANEEL e também quais os impactos, caso as novas taxas sejam aprovadas na proposta 04/2018 da ANEEL.

Para ambos os casos verificou-se nesse estudo mediante a definição dos prazos para a adequação das novas regras e acreditando em uma crescente evolução tecnológica de fabricação dos módulos solares nos últimos anos em que há um aumento na eficiência desses equipamentos e por conseguinte uma redução nos preços do sistema de geração de energia solar como um todo, mesmo que as novas regras venham a serem implementadas, os consumidores ainda poderão usufruírem desses benefícios, mesmo que o tempo de retorno de seus investimentos também aumente.

Assim conclui-se que ainda é viável a instalação de sistema de geração distribuídas em energia solar para ambos os casos, principalmente para as classes de consumidores, cujo valores mensais de suas faturas de energia elétrica sejam de valores mais elevados.

7 PROPOSTA PARA TRABALHOS FUTUROS

Em possíveis trabalho futuros derivados deste trabalho de pesquisa, destacam-se os seguintes itens:

- Realizar um estudo sobre os medidores bidirecionais mostrando seus modelos e sua funcionalidade;
- Estudar medidores inteligentes mostrando as suas vantagens e desvantagens;
- Como elaborar um projeto de micro ou minigeração;
- Analisar a evolução da geração solar fotovoltaica nos estados do Brasil.

8 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. ABNT. Norma Brasileira 10899: Energia Solar Fotovoltaica - Terminologia. Rio de Janeiro, 2013.
2. ANEEL. Resolução ANEEL no 479 de 3 de abril de 2012. Relatório técnico, 2012a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedo/ren2012479>. Acesso em: 13 de maio de 2019.
3. ANEEL. Resolução ANEEL no 733 de 6 de setembro de 2016. Relatório técnico, 2016a. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/cedo/ren2016733>. Acesso em: 13 de maio de 2019.
4. ANEEL. Resolução Normativa n° 482, de 17 de abril de 2012b. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2012482.pdf>. Acesso em: 12 de maio de 2019.
5. ANEEL. Resolução Normativa n°687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 10 de maio de 2019.
6. ANEEL. Cadernos temáticos de Micro e Minigeração Distribuída. 2ª ed. Brasília, 2016b.
7. ANEEL. Revisão das regras aplicáveis a micro e minigeração distribuída. 2018.
8. CRUZ, Daniel Tavares. Micro e minigeração eólica e solar no Brasil: propostas para desenvolvimento do setor. 2015. 157 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Ciências, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.
9. ENERGISA. NDU – 013 Critérios para a Conexão de Acessantes de Geração Distribuída ao Sistema de Distribuição para Conexão em Baixa Tensão, ENERGISA/C-GTCD- NRM/N°074/2018
10. ESTEBAN Andrés Vieira Garcete. Requisitos de Conexão para Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil e o Sistema de Compensação de Energia. Curitiba, 2013.
11. GOLDENBERG, José; PRADO, Luiz Tadeu S. (2003). Reforma e crise do setor elétrico no período FHC. Tempo social. vol.15 no. 2. São Paulo, nov./2003. Disponível

em:<http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103207020030002009>. Acesso em: 25 fev. 2016.

12. JUNIOR, Edísio A. A. e PINTO, Vinicius M. Breve Avaliação do Cenário Regulamentar da Geração Distribuída no Brasil. XIV SEGeT - Simpósio de Excelência em Gestão e Tecnologia, 26 e 27 de outubro de 2018.

13. LACCHINI, Corrado; RÜTHER, Ricardo. The influence of government strategies on the financial return of capital invested in PV systems located in different climatic zones in Brazil. *Renewable Energy*, v. 83, p. 786-798, 2015.

14. LUIZ, Cicéli Martins. Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico. 2012. 154 f. Dissertação (Mestrado) - Curso de Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2012.

15. MAYFIELD, R. *Photovoltaic Design & Installation*. 1. ed. Indianapolis: Wiley Publishing, 2010.

16. MENDONÇA, L. P. introdução às microrredes e seus desafios, 2011, 78 p., UFRJ.

17. (MME) Ministério Minas e Energia. (2011). Manual de Tarifação da Energia Elétrica. Brasília: MME. Disponível em <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1985241/Manual%20de%20Tarif%20En%20El%20-%20Procel_EPP%20-%20Agosto-2011.pdf>. Acesso em: 18 mai. 2019.

18. MUNDO GEOGRAFIA. Disponível em: <https://www.mundoedu.com.br/uploads/pdf/534e3c89af021.pdf>. Acesso em 30 de maio de 2019.

19. NETO, Reieli, Scarduelli; MADRUGA, Kátia Cilene Rodrigues e GEREMIAS Reginaldo. A micro e minigeração de energia fotovoltaica distribuída como política pública para sustentabilidade. Encontro Internacional sobre Gestão Empresarial e Meio Ambiente - ENGEMA (2016).

20. PEQUENO, Danilo. Geração Distribuída de Energia Solar Fotovoltaica no Estado da Paraíba: Estudo da Eficiência Energética de Projetos em Operação. Trabalho de Conclusão de Curso, Campina Grande, 2018.
21. RODRIGUES, Isabel S. Geração Distribuída no Setor de Energia Elétrica no Brasil. 2016. Monografia de Final de Curso. Rio de Janeiro, 2016.
22. ROMAGNOLI, Henrique. Identificação de Barreiras à Geração Distribuída no Marco Regulatório Atual do Setor Elétrico Brasileiro. Março de 2015. 110p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica). Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/102160>. Acesso em 12 de maio de 2019.
23. SCHUTZE, Amanda M. Efeitos da Regulação no Custo de Aquisição de Energia Elétrica no Brasil. 2010. 120f. Dissertação (Mestrado em Finanças e Economia Empresarial) - Escola de Pós-Graduação em Economia (EPGE), Fundação Getúlio Vargas (FGV), Rio de Janeiro
24. SHAREENERGY. Minha conta após instalar energia fotovoltaica. 2018. Disponível em: <http://shareenergy.com.br/como-fica-minha-conta-de-luz-apos-instalar-energia-fotovoltaica/>. Acesso em 15 de maio de 2019.
25. STREET, Alexandre. A crise energética de 2015. Jornal Valor Econômico. Versão online, 24/02/2015. Disponível em <http://www.valor.com.br/opiniao/3922020/crise-energetica-de2015>. Acessado em 26 mar. 2015.
26. VERGÍLIO, Karen Evelline Perusso. Geração Distribuída e Pequenas Centrais Hidrelétricas: Alternativas para a geração de energia elétrica no Brasil. 2012. 32 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica Com ênfase em Sistemas de Energia e Automação, Universidade de São Paulo, São Carlos, 2012.