



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Campus de Ilha Solteira

**UNIVERSIDADE ESTADUAL “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

Leandro Arthur Pinto

**Inclusão da Geração Distribuída na Base de Remuneração Regulatória de
Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA
“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”
Campus de Ilha Solteira

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Leandro Arthur Pinto

**Inclusão da Geração Distribuída na Base de Remuneração Regulatória de
Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**

Tese apresentada à Faculdade de
Engenharia de Ilha Solteira -
UNESP –Campus de Ilha Solteira,
para obtenção do título de Doutor
em Engenharia Elétrica.

Área de Conhecimento:
Automação

Dr. Dionízio Paschoareli Júnior

Orientador

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

P659i Pinto, Leandro Arthur.
Inclusão da geração distribuída na base de remuneração regulatória de sistemas de distribuição de energia elétrica / Leandro Arthur Pinto. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2021
104 f. : il.

Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista. Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira. Área de conhecimento: Engenharia Elétrica, 2021

Orientador: Dionizio Paschoareli Junior
Inclui bibliografia

1. Base de remuneração regulatória. 2. Cenário econômico. 3. Geração distribuída.


Raiane da Silva Santos

Supervisora Técnica de Seção
Seção Técnica de Referência, Atendimento ao usuário e Documentação
Diretoria Técnica de Biblioteca e Documentação
CRB 8 - 9999

CERTIFICADO DE APROVAÇÃO



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

Câmpus de Ilha Solteira

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA TESE DE DOUTORADO DE LEANDRO ARTHUR PINTO, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE ILHA SOLTEIRA.

Aos 16 dias do mês de junho do ano de 2021, às 09:00 horas, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de TESE DE DOUTORADO de LEANDRO ARTHUR PINTO, intitulada **Inclusão de Geração Distribuída na Base de Remuneração Regulatória de Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. A Comissão Examinadora foi constituída pelos seguintes membros: Prof. Dr. DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR (Orientador(a) - Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP, Prof. Dr. JOSÉ FRANCISCO RESENDE DA SILVA (Participação Virtual) do(a) Coordenadoria de Curso de Engenharia de Energia / Campus Experimental de Rosana - UNESP, Prof. Dr. CARLOS ANTONIO ALVES (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica / Faculdade de Engenharia de Ilha Solteira - UNESP, Prof. Dr. ROGERIO ANDRADE FLAUZINO (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação / Escola de Engenharia de São Carlos - USP, Prof. Dr. EDUARDO COELHO MARQUES DA COSTA (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétrica / Escola Politécnica da Universidade de São Paulo - PEA/EPUSP. Após a exposição pelo doutorando e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, o discente recebeu o conceito final: APROVADO. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.


Prof. Dr. DIONIZIO PASCHOARELI JUNIOR

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente a DEUS por ter me orientado em todos os momentos desta jornada.

A minha família, que sempre esteve do meu lado, em especial minha esposa Deize e minha filha Laura pela paciência e compreensão nos momentos de estudo e pesquisa.

Ao meu orientador acadêmico, a Prof. Dionízio Paschoareli Júnior, pela paciência e tempo atribuídos a mim.

Por fim agradeço a todos que direta ou indiretamente me ajudaram na realização desse trabalho.

Obrigado a todos!

Não deveríamos estar demasiado ansiosos por encorajar a inovação em casos de melhoramento dúbio, pois um sistema velho tem sempre de ter duas vantagens sobre um novo: está estabelecido, e é compreendido - *Charles Caleb Colton*.

RESUMO

No atual modelo de geração distribuída, os ativos inseridos pelos microgeradores não são levados em consideração para a formação da base regulatória conforme resolução em vigência. São considerados para a formação da base de remuneração os ativos inseridos em redes de distribuição. A regulação atual define na composição tarifária que estes ativos fazem parte da parcela da composição tarifária a qual a concessionária consegue fazer gestão, denominada parcela B. O presente trabalho apresenta uma proposta de remodelagem de composição tarifária, considerando os ativos inseridos na geração como parte integrante da Base de Remuneração Regulatória da distribuidora, cujo repasse é feito diretamente para o interessado na inserção de equipamentos geradores, complementando o modelo de compensação de crédito atualmente aplicado.

Palavras Chave: base de remuneração regulatória; cenário econômico; geração distribuída.

ABSTRACT

In the distributed generation model, the assets inserted by microgenerators are not taken into account for the formation of the regulatory base according to the current resolution. Only assets inserted in distribution networks are considered for the formation of the remuneration base. The current regulation defines in the tariff composition that these assets are part of portion B. This paper presents a model of tariff composition remodeling, considering the assets included in generation as an integral part of the distributor's Regulatory Remuneration Basis, whose transfer is made directly for those interested in the insertion of generating equipment, complementing the currently applied credit compensation model.

Keywords: regulatory remuneration basis; economic scenario; distributed generation.

LISTA DE TABELAS

Tabela 01 - Escala de coeficiente e disponibilidade da microgeração	62
Tabela 02 – Materiais para composição da BRR	66
Tabela 03 – Coeficiente equivalente para aplicação da bonificação	67
Tabela 04 - Levantamento dos valores da inserção da microgeração	85
Tabela 05 - Levantamento dos valores de manutenção das instalações da microgeração	85
Tabela 06 - Aplicação do modelo no Assentamento Florestan Fernandes	86
Tabela 07 - Aplicação do modelo no Assentamento São Joaquim	87

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Distribuição da composição tarifária	41
Figura 2 - Descomposição da parcela B a partir de 2015	42
Figura 3 - Fluxo de imobilização dos ativos da concessionária de distribuição	49
Figura 4 - Nova composição tarifária.....	68
Figura 5 - Fluxograma de processo de comissionamento das instalações ...	75
Figura 6 - Fluxograma de imobilização dos ativos	76

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

AIC – Ativo Imobilizado em Curso

AIS – Ativo Imobilizado em Serviço

BRR – Base de Remuneração Regulatória

CAPEX – Capital Expenditure (Investimento)

VNR – Valor Novo de Reposição

PRODIST - Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	12
1.1	ESTADO DA ARTE.....	13
1.1.1	Ativos para remuneração tarifária da distribuidora.....	15
1.2	ESTRUTURA DO TRABALHO	21
2	MODELO TARIFÁRIO BRASILEIRO.....	23
2.1	ASPECTOS REGULATÓRIOS.....	24
2.2	CONCLUSÃO	29
3	METODOLOGIA DE REVISÃO TARIFÁRIA ADOTADA PELA ANEEL	31
3.1	REAJUSTE TARIFÁRIO	32
3.2	BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA	33
3.3	FORMAÇÃO TARIFÁRIA	40
3.4	METODOLOGIA DE CÔMPUTO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.....	43
3.5	CONCEITO DE OBRAS EM ANDAMENTO PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA.....	44
3.5.1	Fluxo de imobilização de ativos	48
3.6	CONCLUSÃO	50
4.	PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA	52
4.1	MÉTODO PARA ALTERAÇÃO REGULATÓRIA VISANDO REMUNERAÇÃO DE ATIVO DA CONCESSIONÁRIA E CONSUMIDORES	53
4.2	BASE DE REMUNERAÇÃO CONSIDERANDO A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	54
4.2.1	Mensuração dos ativos da microgeração	60
4.2.2	Taxa de disponibilidade dos ativos da microgeração	62
4.2.3	Depreciação dos ativos da geração distribuída	62
4.2.4	Bonificação dos ativos da microgeração.....	65
4.3	COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA CONSIDERAÇÃO OS ATIVOS DA GERAÇÃO	68

4.4	RESTITUIÇÃO DOS VALORES DA GERAÇÃO	69
4.5	CRITÉRIOS PARA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ACORDO COM O NOVO MODELO PROPOSTO.....	72
4.6	FLUXO PROPOSTO DE IMOBILIZAÇÃO DOS ATIVOS DA GERAÇÃO.	74
4.7	CONCLUSÃO.	77
5	APLICAÇÃO DO NOVO MODELO DE COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA – ESTUDO DE CASO NOS ASSENTAMENTOS FLORESTAN FERNANDES E SÃO JOAQUIM.....	79
5.1	PREMISSAS PARA APLICAÇÃO DO MODELO	81
5.2	CARACTERIZAÇÃO DO ASSENTAMENTO FLORESTAN FERNANDES	81
5.3	CARACTERIZAÇÃO DO ASSENTAMENTO SÃO JOAQUIM	82
5.4	CONSIDERAÇÕES SOBRE A VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DO NOVO MODELO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.	83
5.5	APLICAÇÃO DO MODELO NA ÁREA DOS ASSENTAMENTOS	84
5.6	CONCLUSÃO	88
6	CONSIDERAÇÕES FINAIS	90
6.1	LIMITAÇÕES DO ESTUDO.....	92
6.2	TRABALHOS FUTUROS.....	93
	REFERÊNCIAS	95
	ANEXO A - Tabela A.1 . Índice de Depreciação dos Ativos das Distribuidoras – 3º Ciclo de Reajuste Tarifário (2011-2014).....	100
	ANEXO A - Tabela A.2 . Materiais Unidade de Cadastro Remunerados pela ANEEL.....	102

1. INTRODUÇÃO

Com a crescente utilização de microgeradores distribuídos ocasionando sua popularização e consequente queda de preços a consumidores pequenos, faz-se necessário um aprofundamento no estudo de sua expansão e uma busca de subsídios que possam demonstrar sua viabilidade financeira.

Por se tratar de um tema com alta relevância para uma análise econômica e possuir grande abrangência dentro da área de sistemas de energia elétrica, o trabalho apresenta uma análise sobre possibilidade de implantação de geradores distribuídos com expectativa de retornos monetários para investidores em potencial no setor.

Observa-se um aumento da complexidade no gerenciamento de redes de distribuição em face do advento de novas condições que passam a interferir em seu funcionamento, fazendo com que as concessionárias de distribuição de energia elétrica sejam forçadas a adotar métodos de gerenciamento – pautados pelas normas regulatórias vigentes – que visem a integração entre ambos.

As distribuidoras buscam mais eficiência em sua gestão de ativos devido à necessidade de assertividade na sua informação de base imobilizada para a agência reguladora.

No processo de mensuração da quantidade de materiais que foram inseridos no sistema de distribuição, uma série de preocupações quanto a veracidade dos montantes em face das fiscalizações amostrais que são realizadas com certa periodicidade pela agência reguladora.

Dentro desse cenário ainda podem ser observadas a inserção de microgeradores distribuídos que realizam a interface com a rede de distribuição, passando a ser elemento integrante do sistema. Tal mensuração de novos ativos pode representar uma oportunidade de ganhos para as concessionárias e os microgeradores, uma vez que mudanças na base de remuneração regulatória e

nos valores de amortização de dívidas de obras inacabadas podem representar uma oportunidade de aumento na sua eficiência operacional.

Diante do cenário que se consolida, faz-se necessário o aprimoramento das normas de composição de tarifas, uma vez que os consumidores-geradores demandam por valores relativos aos montantes de energia gerados. O presente trabalho tem por objetivo propor alterações na base de composição da tarifa aplicada à distribuidora de energia elétrica através de modificações na metodologia de cálculo da “base de remuneração regulatória”.

São levados em consideração determinadas alternativas para atender a demanda por regulação que se apresenta – tanto por parte da concessionária de distribuição, quanto pelos microgeradores métodos de aumento da base de cadastro da distribuidora (base vital para formação de valores tarifários), e amortização de juros da contabilidade regulatória através da consideração dos ativos oriundos da inserção de geradores.

1.1 ESTADO DA ARTE

Observando-se o cenário da microgeração distribuída no contexto brasileiro, pode-se notar uma ampla oportunidade de melhorias nas relações bilaterais entre as empresas distribuidoras e os consumidores que doravante poderão ser tornar *prosumers*. O cenário ainda apresenta uma condição regulatória desvantajosa uma vez que permite que o interessado em implantar elementos geradores possuam retorno com longos prazos, o que torna o investimento inviável como fonte de obtenção de lucratividade.

Segundo a ANEEL (2017), no ano de 2017 no Brasil possuíam 114 distribuidoras de energia elétrica, as quais possuem um monopólio natural na exploração dos serviços da distribuição da energia. Tal condição também deixa claro que a regulamentação da geração distribuída necessita ser aprimorada.

O cenário para geração distribuída apresenta determinadas restrições fazendo com que o público-alvo seja restrito e com pouca possibilidade de expansão. Nesta condição, existem possibilidades que atendam os interesses

dos consumidores são permitidas pela agência reguladora. De acordo com a ANEEL (2017), as condições são descritas a seguir:

- a) **Reforço em rede de média tensão existente:** Todo o reforço a ser realizado em rede de distribuição de média tensão com finalidade de atendimento a geração distribuída de único interesse do cliente, os custos deverão ser atribuídos exclusivamente ao interessado;
- b) **Geração na própria unidade consumidora:** Os créditos gerados pela produção da energia somente poderão ser abatidos em registro de pessoa física ou jurídica similar ao cadastro do produtor;
- c) **Geração compartilhada:** Nesta modalidade, diferentes interessados se reúnem para formação de um conjunto gerador, onde os resultados são compartilhados pelos cooperados.

A premissa adotada no estabelecimento do regimento regulatório fez com que a utilização de geração distribuída alcançasse um grau de crescimento ao qual se encontra. Porém os desafios atualmente são de garantir a qualidade e confiabilidade nas formas geradoras de energia, fazendo com que as mesmas possam suprir uma necessidade crescente dos consumidores (GROUMPOS; PAPAGEORGIOU, 2009).

Um dos principais fatores que levaram as empresas a procurarem fontes de energia renováveis, tem sua explicação na escassez de recursos. Neste cenário, as fontes de energia renováveis são apresentadas como uma alternativa viável para justificar os investimentos na sua implementação.

Pode-se observar que o fator tempo e escala de produção são variáveis decisivas para que seus custos primários possam ser amortizados e o tempo de retorno do investimento possa ser reduzido a períodos aceitáveis para o investidor.

O setor de energia tem buscado formas de maximizar sua eficiência através de uma melhor utilização do potencial energético, inserção de novas tecnologias na produção e distribuição de energia elétrica. As tendências regulatórias buscam delinear normativas para tal objetivo.

Uma análise baseada unicamente em custos de instalação e retorno do investimento na implementação de fontes renováveis representa uma análise superficial das características deste setor.

Uma segunda análise a ser realizada tem por base a crescente necessidade de geração de energia para atendimento da demanda, e também uma crescente preocupação com a utilização de fontes de geração limpas. Deve-se levar em consideração também a preocupação crescente na diminuição seus custos de implantação que geralmente são atribuídos a grandes plantas de geração.

No cenário brasileiro a geração distribuída vem se consolidando através da utilização de geradores de pequeno porte que podem estar conectados em baixa ou média tensão. Pode-se caracterizar o atendimento desse tipo de geração como “novidade” uma vez que sua regulamentação inicial foi instituída apenas no ano de 2012 (STADLER, 2010).

O conceito de geração distribuída pode ser definido como a produção de energia elétrica que se encontra próxima a centros de consumo, estando conectada diretamente na rede de distribuição de energia. A geração distribuída apresenta como vantagem a minimização de perdas devido sua localização próxima aos pontos de acoplamento de cargas (LUIZ, 2012).

Nesse contexto, a geração de eletricidade pela produção pulverizada é relativamente recente. Em seu início, sua utilização se deu pela impossibilidade de implantação de redes de média tensão (SALAMONI, 2009).

Buscando-se um conceito inicial de regulação do modelo de geração distribuída, observa-se a lei 10.848 de 2004, onde a modalidade de geração distribuída é destacada como fonte possível de oferta de energia elétrica, estabelecendo um valor de referência limite superior de repasses na tarifa corroborando com a regulação vigente. No mesmo ano, o decreto 5.163 foi criado para estabelecer critérios para geração e comercialização de energia (COPPE, 2013).

1.1.1 Ativos para remuneração tarifária da distribuidora

As distribuidoras são remuneradas no ciclo tarifário pelo somatório de ativos que são imobilizados durante o período de quatro anos. Estes ativos são redes de distribuição aérea ou subterrânea que são construídas ou mantidas dentro do período de análise regulatória

O sistema de distribuição de energia elétrica é parte de um composto que abrange desde as subestações abaixadoras até o ponto de entrega (padrão de entrada do cliente) que contém diversos elementos que o constituem, sendo posteação, transformadores abaixadores, condutores etc. (CAVELUCCI, 1998).

De acordo com a ABRADDEE (Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica), as redes de distribuição são compostas por linhas de alta, média e baixa tensão. As distribuidoras operam com intensidade maior em linhas de média ou baixa tensão, conhecidas como redes primárias ou secundárias, possuindo uma tensão de operação entre 2,3 kV e 44 kV, sendo que as redes secundárias operam em uma tensão entre 110 V e 440 V.

O sistema de distribuição é uma parte da rede elétrica, situando-se entre a subestação e os consumidores finais que podem ser conectados em média ou baixa tensão. Nesse composto encontram-se alimentadores e ramais que alimentam transformadores abaixadores que são conectados com as redes secundárias de baixa tensão.

Os principais componentes do sistema de distribuição constituem-se essencialmente das subestações de distribuição, alimentadores primários, transformadores de distribuição, circuitos secundários e ramais de ligação.

Os sistemas de distribuição são responsáveis pelo atendimento de consumidores primários e os transformadores de distribuição. Dentre os tipos de consumidores primários, podem-se destacar as indústrias, conjuntos comerciais, iluminação pública, etc. Sua configuração tipológica pode ser radial ou que apresentem opções para fechamento em paralelo mantendo o circuito em anel.

Dentre as suas características principais, podem ser elencados os materiais mais utilizados em sua construção, sendo:

- Postes: Geralmente de característica tubular – que apresenta formato circular sendo sua função principal manter uma altura segura entre vias urbanas e edificações de redes de distribuição.
- Cabos: Geralmente possui em sua composição alma de aço – tipicamente condutores utilizados em redes rurais de distribuição – uma vez que o distanciamento das subestações (cujo sistema de proteção para alta impedância) faz com que o uso de condutores que apresentem menor risco de rompimento e seja uma opção mais aceita em sua construção.
- Transformadores rebaixadores: Possuem a função de fazer o rebaixamento da média tensão para tensões secundárias, que por sua vez serão conduzidas ao ponto de entrega aos consumidores.

Historicamente os sistemas de distribuição de energia elétrica foram constituídos para atendimento a demandas locais, levando-se em consideração um crescimento vegetativo para os novos e atuais consumidores. Uma das características principais das redes de distribuição é a conexão de vários consumidores com uma única fonte (subestação). Nesse contexto o planejamento de redes de distribuição de energia elétrica deve seguir um contexto de previsão de fatores não controláveis que podem interferir nas características das redes, bem como evitar uma repotencialização, cuja substituição poderá ser executada em um curto período (JENKINS et al., 2000).

Até o início dos anos 2000, a maior parcela das pesquisas se destinava ao estudo da geração e transmissão de energia elétrica. Com a necessidade da criação de sistemas de distribuição mais confiáveis e mais automatizados, as redes de distribuição passaram a ser objeto de estudo e busca por aprimoramentos.

O planejamento de implantação das redes de distribuição leva em consideração diferentes fatores, tais como traçado, topografia do terreno a serem implantados, e impactos ambientais para sua instalação. Por possuir a premissa de atendimento a consumidores situados a grandes distâncias das subestações rebaixadoras, é comumente previsto em seu planejamento equipamentos de correção de nível de tensão e fator de potência para garantir princípios de qualidade na entrega ao consumidor.

Dentre as características principais das redes de distribuição de energia elétrica situadas em áreas rurais, podem ser destacados os fatores que a diferenciam do padrão construtivo de área urbana, uma vez que são apresentados vãos entre postes com distanciamento significativamente maiores e estruturas que preveem a consideração da topografia do terreno para manutenção de alturas de segurança.

A confiabilidade nas redes de distribuição de energia elétrica tem se apresentado como fator fundamental em seu planejamento, uma vez que busca minimizar o percentual de falhas durante sua operação. Seu formato tradicional engloba condutores nus ou protegidos que possuem exposição permanente a intempéries, que são os maiores promovedores de causas de desligamentos não programados (FINK, 2013)

Devido aos condutores aplicados em áreas rurais serem compostos de alma de aço, o esforço resultante na aplicação de poste requer a utilização de estaiamento complementar visando absorção do esforço excedente.

Na utilização de condutores nus, busca-se identificar nas trações de montagem das redes de distribuição de energia elétrica situadas em áreas rurais qual será o seu padrão construtivo (tração reduzidas ou normais) uma vez que a escolha pode acarretar em vãos maiores e altura em relação ao solo menor.

Em sua base cadastral as concessionárias registram todos os investimentos que são feitos na expansão e manutenção.

A quantidade majoritária de redes de distribuição são construídas de cabos nú, com ou sem alma de aço, embora atualmente as redes de distribuição sejam construídas com condutores isolados e protegidos, esta condição deixa os elementos da distribuição com um menor nível de isolamento, ficando a rede mais exposta a descargas atmosféricas e outras interferências externas.

Quanto maior for o montante de investimentos realizados em redes de distribuição de energia elétrica, maior é sua perspectiva de retorno no cômputo do reajuste tarifário. Portanto, a preocupação com a gestão destes ativos é uma premissa prioritária no planejamento das distribuidoras.

Quando se observa a conjuntura da base de remuneração regulatória das concessionárias de distribuição de energia elétrica, verifica-se que sua composição se dá pela somatória dos investimentos em recursos materiais aplicados na rede de distribuição de média tensão.

Essa composição é formada pelo montante investido em manutenção de redes (troca de cabos, cruzetas, postes e transformadores); obras que pretendem aumentar a capacidade de atendimento do sistema de distribuição (construção de alimentadores, instalação de equipamentos reguladores de tensão e capacitores); ou apenas expansão das redes de distribuição (redes rurais, assentamentos e loteamentos urbanos); e melhorias pontuais para atendimento a reclamações detectadas com medições amostrais.

Além dos investimentos proporcionados pela concessionária de distribuição, também pode ser destacado os ativos que são inseridos pelos clientes, onde a empresa detentora da concessão incorpora (sem ressarcimento) os ativos e posteriormente os informa para a agência reguladora com a finalidade de acréscimo em sua base de remuneração tarifária. Nesta situação, a concessionária de distribuição pode vir a incorporar até mesmo os ativos localizados unicamente no interior da propriedade do cliente.

Para Iudícibus (2010), uma das maiores dificuldades da mensuração dos ativos é a consideração dos montantes aplicados a valores presentes quando não existe mercado ativo para isso. Tal ação por parte da agência reguladora poderá provocar uma subjetividade no julgamento por parte dos avaliadores.

São exemplos de obras tipicamente construídas por terceiros e incorporados pelas concessionárias de distribuição: loteamentos urbanos e rurais, extensão de redes urbanas e rurais, instalação ou troca de transformadores.

Neste caso, existe necessidade de se realizar uma separação entre redes pertencentes a concessionária de distribuição e redes particulares de propriedade do cliente. Apesar de ambas as redes constarem no cadastro da

concessionária, apenas as redes de responsabilidade operacional da distribuidora são elencadas para a composição tarifária.

Em caso de ativos inseridos pelos clientes, são incorporados aos ativos das concessionárias apenas as redes com cargas instaladas inferiores a 75 kW. Os casos que ultrapassam estes valores ficam sob a responsabilidade operacional do interessado e não são elegíveis para composição da base de remuneração regulatória.

O processo de incorporação é realizado de maneira intencional e seletiva não contemplando ativos de geração distribuída, mesmo que os elementos possam contribuir com o aumento da robustez do sistema elétrico, contrapondo a redes aéreas localizadas no interior da propriedade do cliente e que são automaticamente anexadas aos ativos da concessionária de distribuição.

Os equipamentos instalados e conectados na rede de distribuição da concessionária, são considerados apenas para planejamento e alocação cadastral dos clientes e pontos de acoplamento. Não é levado em consideração a geração descentralizada como instrumento de melhoria da qualidade de energia e incentivo a realocação de investimentos em redes de distribuição.

A cada ciclo de revisão tarifária – regularmente ocorrido a cada 4 anos – a concessionária informa o somatório de sua base cadastral para a agência reguladora. Com base nos acréscimos de materiais e resultante do somatório da mão de obra aplicada na manutenção e expansão do sistema elétrico, o novo valor tarifário é criado.

Para buscar uma solução para o problema proposto neste trabalho, foi estabelecido o objetivo de identificar oportunidade de atuação junto ao modelo regulatório existente de produção e comercialização de energia, bem como propor alteração da estrutura regulatória, primando por tornar a atividade mais rentável para microgeradores.

Com a função de desenvolver o objetivo geral, os objetivos específicos deste trabalho foram definidos da seguinte forma:

- Realizar um levantamento bibliográfico sobre modelos regulatórios e características da base de remuneração regulatória;
- Descrever os modelos de geração distribuída – com foco na microgeração existente;
- Apresentar modelo que contemple as necessidades dos investidores que farão a inserção de geração e também que atenda economicamente os interesses das concessionárias de distribuição de energia elétrica;

Esse estudo é relevante, pois analisar o modelo regulatório existente aplicado nas concessionárias de distribuição de energia elétrica pode contribuir para possíveis diagnósticos dos métodos de condução das estratégias organizacionais, refletindo em novas políticas de investimento ou desinvestimento. O presente estudo busca oferecer uma visão mais abrangente sobre a questão e ao mesmo tempo, procurando possibilitar um levantamento de diferentes aspectos a serem repensados e analisados sob um ponto de vista de ganho de eficiência operacional. Também são analisados aspectos de ganho financeiro quanto a expansão da abrangência da base de remuneração regulatória das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Por se tratar de um estudo estritamente acadêmico, o presente trabalho não implicou custos para sua realização, o que, em um primeiro momento, foi considerado para a viabilização da pesquisa. Em segundo lugar foi considerado tanto o interesse deste pesquisador - que por sua vez considerou relevante estudar o tema, por se tratar de um assunto ainda em debate e fase de descobertas, já que aborda um ramo em expansão no mercado - e das concessionárias, que visam aprimorar e incrementar seus processos e métodos de gestão - a pesquisa foi considerada viável. Por fim, a pesquisa consolidou sua viabilidade diante do acesso a bibliografia pertinente ao assunto.

1.2 ESTRUTURA DO TRABALHO

O trabalho está organizado em 5 capítulos. Os capítulos dois e três e são dedicados à Revisão da Literatura, apresentando uma abordagem construída da seleção de material publicado sobre o objeto de pesquisa, bem como de sua leitura e análise, com o intuito de comparar, contrastar, definir e justificar os

conceitos que foram utilizados ao longo dessa pesquisa e que fundamentaram a pesquisa empírica.

O capítulo quatro tem por objetivo apresentar um modelo regulatório que poderá ser utilizado de modo modificar a legislação em vigência. Apresenta alteração de metodologia de cálculo, bem como concatenar com a taxa de disponibilidade dos sistemas de geração distribuída. Apresenta também um modelo contábil para mensuração dos ativos inseridos por microgeradores.

Com base nos estudos de campo realizados e comparação com o material bibliográfico exposto, o capítulo cinco apresenta um estudo de viabilidade econômica da implantação de microgeração considerando o modelo proposto no capítulo 4.

Para concluir a pesquisa, são apresentadas ainda, as considerações finais acerca do tema e ao final, apresentadas as referências bibliográficas. Os apêndices são compostos por imagens que corroboram com o material destacado nesta tese.

2. MODELO TARIFÁRIO BRASILEIRO

O modelo regulatório brasileiro – principalmente no que tange a conexão de microgeradores – ainda apresenta uma série de dificuldades para conexão de novos investidores em produção de energia. Tais restrições fazem com que potenciais investidores se sintam desencorajados em aportar recursos em um mercado que ainda apresenta pouca margem para maximização de lucros.

Uma tarifa formada por tributos, custos com transmissão e valores de materiais inseridos pelas concessionárias de distribuição apresenta pequena margem para que se possa obter ganhos com a gestão de ativos da distribuição.

Analizando a metodologia adotada para inserção de microgeradores, observa-se uma concentração em abatimento de créditos de pessoas físicas ou jurídicas, tendo como principal fator de cálculo de retorno de investimento os valores salvos em suas faturas.

Levando-se em consideração os 25 anos de vigência de aspectos regulatórios mais focados em gestão de concessionárias, discute-se neste capítulo a configuração atual demonstra um cenário onde a microgeração distribuída tenha um potencial de crescimento mais acelerado com a modernização do modelo vigente.

Para uma melhor contextualização do objeto de pesquisa deste trabalho, primeiramente optou-se por realizar uma descrição do modelo tarifário aplicado no Brasil, bem como as formas de reajuste de tarifas incidentes sobre as cobranças efetuadas pelas distribuidoras de energia elétrica.

O levantamento bibliográfico apresentado neste capítulo busca descrever os principais aspectos da regulação brasileira, com foco na geração distribuída e, também, na forma de remuneração das distribuidoras de energia elétrica. O modelo descrito toma por base a remuneração regulatória recebida pela concessionária ao final de um ciclo de inserção de ativos em sua rede de

distribuição, originando-se de obras que visem a expansão ou manutenção do sistema elétrico.

2.1. ASPECTOS REGULATÓRIOS

De acordo com Cruz (2009) a atividade regulatória é uma das atribuições do Estado, que poderá ser executada por intermédio de suas agências ou demais estruturas governamentais, que visem observar a atuação dos concessionários e garantir a defesa dos interesses dos consumidores de um modo geral.

Todo serviço cuja responsabilidade de prestação é do poder público e por concessão se delega para um terceiro executá-lo, a fiscalização se torna necessária pois ao final do período de concessão os ativos poderão retornar para a gestão governamental. No cenário das distribuidoras de energia elétrica, a observação das ações do concessionário tornar-se ainda mais relevante por tratar-se de um serviço essencial.

Tem-se um movimento mais difundido de regulação a partir dos anos 90 - em face do grande número de descentralização ou privatizações ocorridas na década – o que fez com que a necessidade de controle e observação das concessionárias fossem mais demandadas (MISSE, 2010).

O modelo de concessão se deu a partir da necessidade de aprimoramento das redes de distribuição (expansão e manutenção), onde o poder público não demonstrava a capacidade necessária para atender estes pressupostos demandados pela sociedade. Trata-se de uma forma de atender à crescente demanda por energia com uma velocidade maior.

A geração descentralizada no Brasil passou a ser uma realidade a partir do momento que os custos de implantação atingiram valores compensatórios para vislumbre de um retorno do investimento, dentro de um prazo adequado para os interessados.

Conforme relatado por Benedito (2009), o processo de regulação no Brasil passa por diferentes marcos, cujo resultado foi a regulamentação mais robusta do modelo brasileiro demonstrada pelo decreto 2.003/1996 que instituiu uma diretriz mais assertiva para os autoprodutores de energia. O decreto 5.163/3004 instituiu a possibilidade da produção da geração distribuída por parte das concessionárias de distribuição.

O módulo 3 do PRODIST (Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional), regulamenta a conexão de microgeradores em redes de baixa e média tensão. Outro aspecto tratado pela regulamentação é uma especificação sobre a concessão de créditos para os montantes injetados na rede de distribuição, geração esta que é convertida em descontos cumulativos para o cliente gerador.

A principal função da agência reguladora (ANEEL) é garantir um processo de melhoria contínua (no caso das distribuidoras de energia elétrica) nos serviços de distribuição de energia elétrica. Concomitantemente com a verificação dos índices de qualidade, são observados os aspectos relativos ao monitoramento de custos tarifários – primando sempre pelo custo-benefício o que equilibra interesses de consumidores finais e concessionária de distribuição.

O objetivo regulatório principal é a reposição dos investimentos realizados pela distribuidora e equilibrar os índices de qualidade percebidos pelo cliente final. Com esta metodologia de remuneração garante-se que os consumidores se beneficiarão com a qualidade na prestação dos serviços de distribuição (expansão e preservação); e dar subsídios para que as concessionárias tenham condições de continuar aprimorando o sistema de distribuição.

Esse processo de reposição é realizado no ciclo de revisão tarifária periódica, cujo objetivo principal é a reposição do nível das tarifas cobradas pelas concessionárias de distribuição. Esse processo também visa a garantia do equilíbrio econômico e financeiro dos concessionários de distribuição, buscando incutir na empresa a busca constante pelos princípios de eficiência operacional e tecnológica.

O processo de revisão tarifária leva em consideração (além do montante de investimentos executados pela distribuidora em um determinado período) os seguintes parâmetros:

- Evolução no cenário de custos apresentados pela distribuidora, observando aumento de valores e eficiência na sua aplicação;
- Criação de valores de referência que é um comparativo executado em distribuidores que possuem similaridade;
- Acréscimo ou decréscimo de valores na devolutiva da tarifa em face dos custos apresentados pela concessionária de distribuição. Este parâmetro é utilizado pela agência regulatória para incentivar a busca da eficiência operacional por parte da distribuidora de energia.
- Necessidade de reposição inflacionária por conta de aumentos de preços;

Em análise aos conceitos apresentados por Nery (2012), é essencial que a ANEEL esteja atenta para a necessidade de reposição dos valores dispendidos da concessionária de distribuição, uma vez que existe a necessidade de garantia de saúde do setor e a continuidade da promoção dos incentivos para que os investimentos possam se tornar permanentes.

No caso da concessionária de distribuição, estes valores dispendidos são caracterizados por construção de redes alimentadoras de 15 kV ou 36 kV, ramais de redes urbanas em média e baixa tensão, subestações e manutenções nos ativos existentes.

A agência reguladora tem por objetivo observar as necessidades de consumidores finais e, também da distribuidora de energia elétrica, primando por sua robustez financeira. Nesta consideração, tem-se um parâmetro analítico cujos fatores que são levados em consideração destacam-se a seguir:

- Mudança dos parâmetros de custos: nesta condição é feita uma retrospectiva dos índices inflacionários ocorridos no Brasil e que impactaram diretamente os custos operacionais da distribuidora. A

sua variação para índices maiores ou menores refletem no índice de correção da tarifa;

- *Benchmarking* de referência: é uma prática utilizada pela ANEEL para definição dos índices de reajuste ou decréscimo. Neste cenário, faz-se uma comparação da distribuidora impactada com o ciclo tarifário conjuntamente com outras empresas pertencentes ao mesmo segmento e com características regionais semelhantes. Neste fator, aplica-se o conceito do reajuste anual apenas para reposição da capacidade de investimento da concessionária;
- Busca pela eficiência operacional: trata-se de um fator que obriga as empresas detentoras de concessão a buscarem um modelo de atuação que possa promover um serviço de qualidade e com custos operacionais cada vez menores. Este estímulo, promovido apenas no ciclo quadrienal de reajuste, estabelece uma maior percepção de qualidade nos serviços prestados por parte dos consumidores atendidos.

Além dos pontos elencados como primordiais (eficiência e reposição financeira), o reajuste tarifário incentiva a concessionária de distribuição a modernizar seus equipamentos de distribuição com objetivo de se manter uma maior confiabilidade e um menor índice de interrupções.

Em um outro aspecto regulatório, e levando-se em consideração a necessidade de observar a entrada de novos geradores, a referência para orientações técnicas são demonstradas através das normas reguladas pela ABNT, uma vez que estas definem parâmetros para realização de interface com a rede elétrica de distribuição, procedimentos de ensaio dos equipamentos geradores e de controle, regulamentação sobre dispositivos de manobra e proteção (ANEEL, 2016b).

Com o objetivo de reduzir barreiras para a conexão de pequenas centrais geradoras na rede de distribuição (desde que utilizem fontes renováveis de energia ou cogeração com elevada eficiência energética), a ANEEL publicou a resolução normativa nº 482/2012 que foi alterada pela resolução normativa nº

687/2015. E complementarmente, na seção 3.7 do módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST, foram estabelecidos os procedimentos para acesso de micro e minigeradores ao sistema de distribuição.

Conforme disposto nesses regulamentos, a micro e a minigeração distribuída consistem na produção de energia elétrica através de pequenas centrais geradoras que utilizam fontes com base em energia hidráulica, solar, eólica, biomassa ou cogeração qualificada, conectadas à rede de distribuição por meio das instalações de unidades consumidoras.

Para efeitos de diferenciação, a microgeração distribuída refere-se a uma central geradora de energia elétrica, com potência instalada menor ou igual a 75 Quilowatts (kW), enquanto a minigeração distribuída diz respeito às centrais geradoras com potência instalada superior a 75 kW e menor ou igual a 5 Megawatt (mW), (ANEEL, 2016b).

As tarifas praticadas no Brasil podem se diferenciar em função de seus valores e de suas classes de consumo, podendo ser monômias ou binômias. A primeira é incidente aos consumidores pertencentes ao grupo tarifário B, ou seja, carga instalada inferior a 75 kW. Já os consumidores classificados como grupo tarifário A, cujo a compra se dá em valores acima de 75 kW, sua denominação junto a agência reguladora é binômia.

De acordo com a ANEEL (2017b) a tarifa visa garantir que a concessionária possa ter seus custos cobertos de maneira adequada, bem como possibilidade de previsão de correção de determinados ciclos. Além da função de reposição, a tarifa também tem a finalidade da promoção de recursos para expansão da capacidade das redes de distribuição.

Existem dois principais modelos de correção de tarifas aplicadas no Brasil, onde seu objetivo é promover as correções inflacionárias e premiar a eficiência operacional das distribuidoras de energia elétrica.

O primeiro modelo é o Reajuste Tarifário Anual (RTA), que possui o exclusivo propósito de repor o poder de compra das concessionárias através de

uma atualização das tarifas cobradas. A fórmula de cálculo leva em consideração o contrato de concessão bem como a área de atuação da concessionária de distribuição.

O segundo método é a Revisão Tarifária Periódica (RTP), que objetiva analisar a eficiência das distribuidoras de energia elétrica na aplicação dos recursos em maximização da eficiência na aplicação de recursos em redes de distribuição de energia elétrica. Esse processo é realizado a cada quatro anos (ou através de outro período a depender do contrato de concessão). Este método não tem por objetivo a reposição inflacionária – nem leva em consideração na sua metodologia de cálculo este indicador – mas equilibrar o modelo econômico-financeiro das distribuidoras de modo a repor sua capacidade de realizar investimentos e possibilitar a devolução do capital de terceiros tomado por empréstimos (ANEEL, 2017).

Cabe ressaltar que em algumas situações, a origem do capital aplicado pelas distribuidoras em ativos da distribuição, provém justamente de financiamentos de entidades públicas.

2.2 CONCLUSÃO

Descreveu-se neste capítulo a existência de um modelo regulatório que avalia as concessionárias de distribuição por sua eficiência operacional - não somente por inclusão de materiais e cômputo de homem-hora alocados na expansão e manutenção de redes de distribuição.

Este modelo tem sido aprimorado à medida que a conjuntura econômica nacional apresenta alterações, visto a necessidade de manter compasso com a estrutura de custos praticada com outras companhias (concessionários) localizados em diferentes regiões do país.

O modelo em vigência, leva em consideração reposições periódicas que tem o viés de proteger o caixa das concessionárias de pressões inflacionárias, e, também as revisões cíclicas que buscam repor a capacidade de investimento das concessionárias de distribuição de energia elétrica.

Neste contexto, fica claro que a concessionária de distribuição possui um espaço de tempo para fazer o somatório de ativos inclusos em redes de distribuição, bem como rever práticas de ciclos passados e adotar estratégias de melhoria para efficientização da alocação dos investimentos e custeio.

3.METODOLOGIA DE REVISÃO TARIFÁRIA ADOTADA PELA ANEEL

O ciclo de revisão tarifária trata-se de um período de cabal importância para às concessionárias de distribuição de energia elétrica, uma vez que sua eficiência operacional e capacidade de auferir retorno do investimento de fato são comprovadas.

Trata-se do momento em que a ANEEL objetiva promover um comparativo entre o que foi informado em montantes de investimentos pela concessionária de distribuição, bem como o que de fato foi imobilizado. No contexto atual, todo investimento feito em ativos, incluindo a alocação de homem-hora nos serviços de distribuição de energia elétrica, são passíveis de comprovação com vistas a sua restituição.

O fator tarifário que mais necessita de atenção das concessionárias de distribuição é a gestão de sua base de remuneração regulatória, que consiste no montante de ativos imobilizados em um período para composição de índice de retorno.

As concessionárias de distribuição são apresentadas aqui como um elemento fundamental na definição dos montantes a serem ressarcidos no momento da análise dos ativos inseridos, visto que cabe a elas todo o processo de cotação, compra, logística, aplicação e energização dos materiais de redes elétricas que compõem sua base de ativos.

O presente capítulo busca apresentar o conceito de revisão tarifária, levando até as características da composição da base de remuneração regulatória adotada pela ANEEL para remuneração das distribuidoras de energia elétrica.

3.1 REAJUSTE TARIFÁRIO

Na incidência de períodos em que se avaliam a mudança do patamar tarifário, cabe à agência reguladora promover esta avaliação junto às concessionárias de distribuição para de fato estabelecer os valores que serão cobrados dos consumidores finais.

De acordo com o contrato de concessão das distribuidoras de energia elétrica, existem períodos em que os valores são revistos com o intuito da manutenção da saúde financeira das empresas prestadoras do serviço. O reajuste também leva em consideração os períodos inflacionários bem como os interesses dos consumidores em geral.

O reajuste das tarifas é executado em duas modalidades diferentes, sendo o Reajuste Tarifário Anual (RTA) e a Revisão Tarifária Periódica.

O reajuste anual visa cobrir desvios no caixa da concessionária provocados por pressões inflacionárias, pois a empresa está diretamente exposta às variações de mercado, uma vez que se faz necessário compra de materiais e equipamentos de redes elétricas para promover seus processos de manutenção e expansão. Observando que existem aumentos constantes dos insumos necessários para a distribuição, a reposição anual corrige o poder de atuação financeira do concessionário.

No reajuste periódico, executado a cada quatro anos, leva em consideração os ativos e a materialização dos ativos inseridos pela concessionária de distribuição. Esse aspecto de remuneração leva em consideração a gestão direta da concessionária sobre seus processos de inserção e manutenção de ativos, podendo ser premiada ou penalizada no cômputo tarifário - dependendo de seu desempenho no quadriênio.

O fator eficiência cobrado das concessionárias pode ser traduzido em maior produtividade percebida pelos consumidores, que de acordo com a ANEEL é feito através do fator X. Essa mensuração visa limitar o montante repassado aos consumidores por entenderem que com o passar do tempo as concessionárias de distribuição auferem ganhos com a expansão do sistema de

distribuição (integração de novos clientes a sua base), bem como a percepção do aumento de consumo dos consumidores existentes ANEEL (2015).

De acordo com a ANEEL (2015) trata-se de um modelo que obriga as concessionárias de distribuição a serem mais eficientes na governança e gestão de seus processos. Esse elemento faz com que estas empresas tenham a atenção voltada diretamente para os seus custos operacionais e que estes possam estar em níveis mais baixos possíveis.

3.2 BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

O processo de revisão tarifária é o principal instrumento de vislumbre de retorno das concessionárias de distribuição de energia elétrica, uma vez que promove o equilíbrio entre o investimento feito pela empresa nos ativos e seu retorno esperado.

O processo de retorno do investimento – neste caso analisando as concessionárias de distribuição de energia elétrica – são regidos pela Lei das Concessões 8.987 de 13.02.1995. Em seu artigo nono é demonstrada a necessidade da manutenção do poder de reinvestimento das concessionárias bem como a promoção de remuneração dos investidores:

“Art. 9º estatui que a tarifa do serviço concedido ‘será preservada pelas regras de revisão’. Os ‘§§ 2º, 3º e 4º do mesmo artigo, ao estabelecerem, respectivamente, que: ‘Os contratos poderão estabelecer mecanismos de revisão das tarifas, a fim de manter-se o equilíbrio econômico e financeiro’; que: ‘Ressalvados os impostos sobre a renda. A criação, alteração ou extinção de quaisquer tributos ou encargos legais, após a apresentação da proposta, quando comprovado seu impacto, implicará a revisão da tarifa para mais ou para menos, conforme o caso’ e que: ‘Em havendo alteração unilateral do contrato que afete o seu inicial equilíbrio econômico-financeiro, o poder concedente deverá restabelecê-lo, concomitantemente à alteração’”. (Lei 8.987 de 13.2.1995)

De acordo com Nery (2012), as regras regulatórias existem para aplicação de um conjunto de aspectos que visem dar equilíbrio aos processos de distribuição, promovendo equidade a todos os atores envolvidos (concessionária e consumidores), levando-se em consideração aspectos e condições regionais. O fundamento regulatório tem por objetivo garantir que o

modelo econômico de concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica seja equilibrado e promova retorno ao prestador.

A remuneração neste sentido visa promover um retorno adequado de cada obra construída ou mantida pela concessionária de distribuição, objetivando atender pressupostos estabelecidos em seu contrato de concessão. Durante sua vigência o contrato também tem por objetivo a manutenção das condições financeiras e econômicas com preservação do horizonte de ganhos. O retorno pactuado também remunera o montante de riscos assumidos por uma das partes no momento de seu estabelecimento (FERNANDES; JURKSAITIS, 2016).

Silva (2006) pondera que esse processo de revisão pode conter distorções em função da assimetria provocada pelo valor definido pela agência reguladora e os custos reais desembolsados pelas empresas prestadoras de serviços públicos.

O sistema de distribuição de energia elétrica é regido por regras que visam a remuneração por um capital investido, onde esse parâmetro é utilizado para estimar o retorno que poderá ser auferido pelos acionistas. O fator “Custo Médio Ponderado Capital”, é uma média entre as diferentes opções de captação de capital e custos de aquisição de materiais (ANEEL, 2015).

De acordo com Assaf Neto e Lima (2014), o custo de capital é baseado nas expectativas mínimas de retorno de investimentos. Levando-se em conta o setor de distribuição de energia elétrica e considerando que as concessionárias conseguem os recursos para expansão via capital de terceiros, o valor da remuneração ditado pela ANEEL deve ser consideravelmente superior ao custo do pagamento do empréstimo efetuado.

Do mesmo modo, Assaf Neto *et. al* (2008) detalha que a opção pelo investimento (análise de custo de capital) é realizada com base em uma análise de riscos que podem considerar fatores internos ou externos ao controle da empresa. Nesse contexto, as distribuidoras de energia elétrica visando expandir seu potencial de distribuição, são obrigadas a cumprir os termos do contrato de

concessão – visto que dependem do órgão regulador para definição da taxa de retorno que irão auferir em um período de quatro anos.

Neste caso o cálculo do retorno imposto na tarifa não segue fielmente as expectativas de mercado ou projeções de crescimento econômico. A agência reguladora leva em consideração também as expectativas do consumidor final, bem como alinhamento com políticas governamentais de fomento e aumento da produtividade – neste caso, tratando-se exclusivamente do setor industrial.

De acordo com a ANEEL (2013) esse período de revisão é definido previamente, e possui como objetivo principal a aferição e manutenção da estabilidade econômico-financeira das prestadoras de serviços públicos diante da necessidade de se obter retorno dos investimentos realizados pelas concessionárias. Tal processo leva em consideração diversos fatores para a composição final da tarifa, dentre eles: gestão dos custos atrelados ao negócio, qualidade na prestação de serviços, níveis inflacionários e recomposição de investimentos através da receita.

A empresa distribuidora deve estar atenta para manutenção da eficiência na sua gestão de ativos uma vez que podem ocorrer processo extraordinário de revisão tarifária. O processo pode ocorrer na condição de existência de instabilidade na relação econômico-financeira, ou mesmo na criação, modificação ou supressão de tributos onde seu objetivo principal é a manutenção da continuidade dos serviços prestados (ANEEL, 2013).

A definição sobre base de remuneração regulatória faz referência ao valor que incidirá sobre os materiais e serviços aplicados nas redes de distribuição, com o intuito de se promover uma avaliação correta dos investimentos que foram alocados em obras, melhorias ou manutenções.

Um dos itens mais importantes para a composição da base regulatória das concessionárias de distribuição é a sua conjuntura de ativos imobilizada em um período, e que venha a atender de maneira efetiva os consumidores por ela atendidos. Trata-se de um somatório de ativos necessários para a prestação dos serviços de atendimento aos consumidores de energia elétrica (ALMEIDA, 2010).

O método adotado é o da mensuração dos ativos através de valores de referência em contraste com o valor indicado pela concessionária. Tal valor de referência adotado pela ANEEL é representado através de módulos que demonstram uma média de valores quando comparados com as demais distribuidoras de energia elétrica (ANEEL, 2009).

A base de remuneração regulatória trata-se da restituição dos valores despendidos de capital promovida à concessionária em um período de ciclo tarifário, oriunda da quantidade de ativos e serviços alocados na manutenção e expansão do sistema elétrico de potência.

De acordo com Andrade (2015), a mensuração do valor dos ativos aplicados em redes de distribuição de energia elétrica deve promover um retorno ao capital empregado pela distribuidora – primando pela justeza dos valores – e, também uma equidade para com os consumidores. Desse modo, evita-se devoluções indevidas para empresas de capital privado e garante-se o princípio da qualidade e atendimento dos interesses dos clientes da concessionária. Neste caso, pode-se citar o exemplo da devolução dos valores dos materiais inseridos pela concessionária de distribuição no período de revisão tarifária, buscando promover o equilíbrio entre o que foi investido nas redes de distribuição e sua compensação tarifária.

O fator buscado é um equilíbrio entre os serviços prestados e o montante do investimento aplicado na construção, operação e manutenção do sistema de distribuição de energia elétrica. Um ponto que tem dificultado as ações da agência reguladora, e tem sido constantemente questionado pelos detentores da concessão, é a assimetria na comparação com concessionárias que atuam em diferentes regiões do país.

Para a definição da base de remuneração regulatória, faz-se uma análise do montante investido em materiais unidade de cadastro na rede de distribuição (aqui definidos por materiais que possuem significativo valor, tais como transformadores, postes, etc.) em um determinado período para cômputo de remuneração através da definição de nova tarifa.

O método adotado para valorar os ativos é definido como VNR (Valor Novo de Reposição) onde se definem um valor mediano de mercado para instalações existentes utilizando o preço informado do ativo inserido. Pode-se adotar uma ponderação de valores entre outro equipamento similar, para assim retirar uma média de cômputo dos valores a serem adotados. A prática de remuneração por valores médios parte da premissa da eficiência nas concessionárias, fazendo com que as mesmas mantenham uma estrutura de custos e implantação de capital compatível com a remuneração almejada no reajuste tarifário (ALMEIDA, 2010).

De acordo com Anuatti Neto, *et. al.* (2004), mencionam que esse método é pouco produtivo entre as empresas no Brasil, uma vez que retratam os valores através de um banco referencial que poderá subestimar ou superestimar os valores médios praticados no mercado. Tal metodologia pode incorrer em prejuízos a concessionárias de distribuição quando estes estiverem inferiores aos valores de compra praticados pela mesma.

Por outro lado, o VNR desperta na concessionária de distribuição a necessidade de aumentar a eficiência na gestão de ativos e processos de compras atrelados a eles.

Quando se adota uma escala de remuneração para o ativo novo, toma-se um valor de referência a ser utilizada pelo agente regulador. Devido os ciclos tarifários adotarem uma periodicidade típica de 4 anos, o valor do ativo no momento do cômputo da tarifa – devido a uma atualização tecnológica ou mesmo redução de valores de referência por aumento de escala produtiva – for menor do que o valor informado no momento do início da inserção, a empresa distribuidora poderá ser punida com uma queda na perspectiva de retorno no investimento.

A situação oposta também poderá ocorrer uma vez que se os custos de reposição forem superiores aos informados em anos anteriores, o distribuidor poderá auferir ganhos acima do esperado. Por outro lado, o consumidor poderia sair prejudicado uma vez que é o principal financiador das obras em redes de distribuição.

Johnstone (2003) pondera que os valores destinados a mensuração dos custos de reposição quando ignoram um valor histórico médio, poderão expor as tarifas a índices inflacionários e consequentemente desvantagens aos consumidores finais. Sugere que o modelo de correção seja ponderado entre tendências de aumentos devido as condições da economia e fatores atrelados as variáveis históricas vivenciadas nos aumentos passados.

Trata-se de uma situação controversa, uma vez que o cenário para atrair investidores preconiza-se uma previsibilidade à longo prazo e um cenário que apresente volatilidade não contribui para que possa existir entidades capazes de promover financiamentos para as empresas que atuam com expansão de redes elétricas de distribuição.

Os custos de referência podem ser descritos através das seguintes distinções:

- Custos Diretos: Tratam dos materiais e equipamentos principais aplicados nas redes de distribuição, entrando neste cômputo os materiais com custo significativamente elevado ou referencial;
- Custos Indiretos: Trata-se da mão-de-obra associada à construção, operação e manutenção do sistema elétrico;

Portanto, observando os custos indiretos pode-se entender que não somente os materiais são fonte para a definição da base de remuneração regulatória, mas a quantidade de homem-hora alocado na manutenção, expansão e restabelecimento de emergência no sistema elétrico de potência.

Assim, a Base de Remuneração Regulatória (BRR), consiste na aplicação dos preços estabelecidos pelo custo de referência e os ativos (materiais e mão-de-obra) aplicados no sistema elétrico de potência e que estejam em plenitude de atendimento aos consumidores. Tal premissa fez com que concessionárias de energia elétrica revisem seu conceito de administração de ativos e possam desenvolver maneiras de mensurar cada atividade direta ou indireta relacionada a qualquer tipo intervenção em redes de distribuição de energia elétrica (ONS, 2017).

Os ativos que serão utilizados para prestação de serviços públicos devem ser valorados de modo a proporcionar um retorno adequado à concessionária prestadora de serviços, bem como alcançar a qualidade no atendimento ao consumidor final. A remuneração de capital deve evitar que qualquer um dos lados possa obter perdas pela devolutiva inadequada do retorno esperado por ambas as partes (FOSTER; ANTMANN, 2004).

Levando em conta um cenário de ampliação da inserção de microgeradores distribuídos e enfocando o objetivo deste trabalho que é a análise e propositura de uma estrutura de retorno do investimento através da tarifa, cabe uma análise de redefinição dos conceitos de base de remuneração regulatória, ampliando-a para os produtores da geração distribuída. Tal conceito levaria em consideração o montante investido nos recursos de geração distribuída (neste caso levando-se em consideração os materiais aplicados e quantidade de homem-hora utilizados para manutenção e instalação) para definição de valores de remuneração ao capital investido na geração distribuída.

O conceito leva em consideração apenas a concessão de benefícios de créditos ao produtor que vende o excedente de geração na rede de distribuição da concessionária de energia, fazendo com que o retorno do investimento seja calculado unicamente no decréscimo de valores de sua conta de energia elétrica, ocasionando um prazo para reaver o capital investido seja demasiadamente longo. A proposta se baseia na devolução de valores por parte da concessionária de energia (uma vez que a mesma detém o monopólio da distribuição da energia em sua área de concessão) que também usufruiria dos equipamentos da geração distribuída como fonte de aumento da disponibilidade de energia e necessidade de menor reforço nos ativos principais da distribuição.

Sugere-se neste contexto, que os créditos devolvidos sejam substituídos por remuneração em valores monetários norteados pela inserção de base de ativos por parte do interessado na microgeração distribuída.

Neste modelo a concessionária de distribuição não promoveria a incorporação dos ativos aos seus bens, apenas realizaria uma remuneração

mais justa ao produtor, incentivando assim uma universalização da inserção de microgeradores que naturalmente assumiria uma escala maior.

A base de remuneração regulatória trata do montante de capital investido pela concessionária de distribuição em um determinado tempo. Esse capital investido é a somatória dos valores de custo médio móvel dos materiais de sistema elétrico inseridos em uma base cadastral, onde seu montante é utilizado como base de cálculo para reajuste da tarifa em determinado ciclo tarifário implantado pela ANEEL.

3.3 FORMAÇÃO TARIFÁRIA

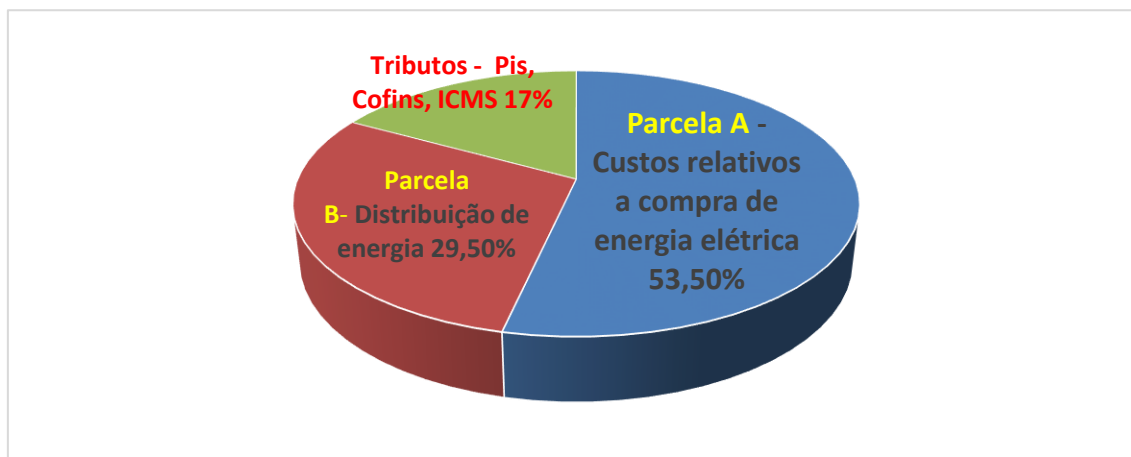
Os valores de tarifa necessariamente devem ser revisados periodicamente com o objetivo de se manter o equilíbrio econômico-financeiro da empresa, equiparando valores de mercado com a remuneração a ser auferida pela concessionária. Para a finalidade de cômputo na formação da tarifa das concessionárias de distribuição de energia elétrica – levando-se em conta apenas os valores da parcela “B” tidos como gerenciáveis - o cômputo dos ativos como terrenos, edificações, reservatórios e redes de distribuição são acrescidos ao valor informado junto a agência reguladora.

De acordo com o decreto 62.724 cuja data de publicação se deu em 17 de maio de 1968, a fração dos custos da distribuidora (considerando o cenário de cálculo para o reajuste tarifário) será rateada para cada grupo de consumidor referente aos valores dos serviços que lhe são prestados.

De acordo com a ANEEL (2016) os custos da parcela “B” são somados aos tributos e valores obtidos na compra de energia elétrica, sendo que o somatório das 03 vertentes demonstra o valor final da energia a ser repassado ao consumidor.

A Figura 1 apresenta os percentuais atrelados a cada parcela da distribuição acrescido dos tributos.

Figura 1 – Distribuição da composição tarifária



Fonte: ANEEL (2016)

Na parcela “A” são atribuídos os valores destinados aos custos com energia comprada, bem como os custos de se manter possibilidades de interligação com o sistema nacional. Embutidos nesta parcela estão a reposição com perdas não recuperáveis (NOTA TÉCNICA nº 187/2014-SRE/ANEEL)

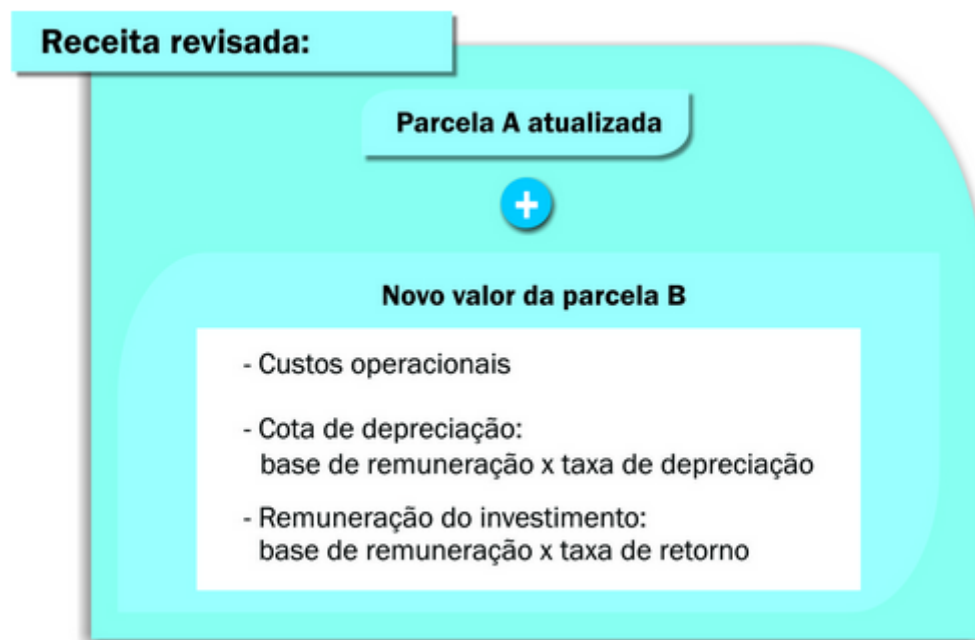
Em observação aos valores demonstrados na figura 01, pode-se notar que a maior parcela da formação dos custos tarifários é tida como não gerenciáveis, ou seja, a concessionária de distribuição não detém qualquer poder para interferir (diretamente) na formação de tais custos ou dispêndio de tais impostos.

A parcela “B” trata exclusivamente dos valores necessários para realização dos serviços de distribuição de energia elétrica. Nele estão inclusos os valores necessários para realização dos serviços de distribuição classificados como expansão ou manutenção do sistema elétrico.

O modelo de observação da parcela “B” sofreu alterações a partir do ano de 2015, visto que sua análise passou a ser realizada separadamente da parcela A, desvinculando-a do montante de análise conjunto com as outras distribuidoras. Este novo modelo tem por objetivo adequação as características únicas de cada distribuidora e corrigir de maneira mais adequadas os reajustes.

A Figura 2, apresenta os fatores considerados dentro da parcela B de acordo com o novo entendimento da ANEEL.

Figura 2 – Decomposição da parcela B a partir de 2015



Fonte: (ANEEL, 2015b).

Um fator importante a ser destacado na figura 02 é a depreciação dos ativos em redes de distribuição considerados na parcela “B”. Tipicamente, os elementos tidos como unidades de cadastro (postes, transformadores, cabos) possuem uma vida útil para incidência de depreciação de 20 anos. Neste aspecto, cabe também as concessionárias uma governança para que os ativos estejam dentro de seu período de remuneração – sendo necessária uma análise para substituição – pautada por questões de eficiência dos materiais/equipamentos ou mesmo com fins de ressarcimento regulatório.

Juntamente com os materiais de redes elétricas inseridos no sistema de distribuição, também são passíveis de alocação a mão de obra empenhada na operação e manutenção do sistema de distribuição. Seus valores são agregados de forma única e convertidos em valores apresentados junto a ANEEL.

Todavia, os valores apresentados pela concessionária de distribuição são passíveis de fiscalização por parte da agência reguladora e que podem promover “g/osas” quando discrepâncias ou não conformidade são detectadas.

No relatório apresentado pela concessionária de distribuição junto a agência reguladora, encontra-se além dos valores, os materiais unidade de cadastro de característica mais robusta constando seu georreferenciamento de acordo com sua localização em campo. Compõe também neste relatório a data em que os ativos foram imobilizados e passaram a fazer parte da base de ativos da empresa.

Nota-se o grande desafio em promover uma efficientização nas atividades de distribuição, visto que a dificuldade está em controlar a parcela equivalente a 29,5% do montante tarifário (ANEEL, 2016).

3.4 METODOLOGIA DE CÔMPUTO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA DAS CONCESSIONÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A remuneração das distribuidoras de energia elétrica possui fundamentação na quantidade de ativos imobilizados que a empresa consegue informar em um período. Seus programas de investimentos são pautados entre o capital contraído por empréstimos e o tempo que levará para promover retorno através da composição tarifária.

Os investimentos em redes de distribuição são aplicados de maneira a atender novos consumidores, manter e melhorar a qualidade de energia para os já atendidos. Nesse contexto, existe a necessidade de se vislumbrar o prazo em que tais ativos comporão a base cadastral da concessionária de distribuição, pois dela proverá as informações quantitativas que serão informadas para a agência reguladora para composição da parcela atrelada a composição da tarifa. As demais informações necessárias são compostas com valores oriundos de homem-hora e outros recursos gastos na operação e manutenção do sistema elétrico. A representação do cômputo demonstra a Receita Requerida da

Distribuição (RRD), tratando-se do montante compatível com a cobertura dos custos e promoção de retorno de capital.

De acordo com Ministério de Minas e Energia (2013) complementa o cálculo de remuneração de capital aplicado pelas distribuidoras, a aplicação do fator de custo de capital, cujo valor é definido por módulos de paridade e média entre todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica.

O grande desafio enfrentado pelas concessionárias de distribuição é a realização da gestão do “custo médio ponderado de capital”, onde os valores são previamente definidos pela ANEEL através de módulos comparativos com outras distribuidoras. Se valores estiverem abaixo do custo de referência (por material) tem-se a devolução integral do capital, em caso contrário, ocorre punição com decréscimo de 10% do valor a ser rebatido nos valores apresentados pela empresa.

3.5 CONCEITO DE “OBRAS EM ANDAMENTO” PARA REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O conceito de obras em andamento visa apresentar quais as quantidades físicas de projetos para incremento de redes de distribuição que estão em andamento em um determinado período. Trata-se de projetos que estão em construção física e que recebem custos proporcionais ao seu andamento.

Devido tais obras não terem condições de ser energizadas e promover sua finalidade, as mesmas não podem ser computadas no ativo da concessionária até a sua plena finalização contábil. Nesse contexto, não basta apenas a sua finalização física, mas uma ativação na base cadastral e posterior informação para a ANEEL, ação essa que se faz necessária para que estas possam ser de fato computadas em seu montante patrimonial.

Devido ao conceito de custo de oportunidade, grande parte do montante investido nas obras são oriundos de recursos extra caixa da concessionária de distribuição, ou seja, advém de empréstimos contraídos a juros aplicados no mercado financeiro. Trata-se de uma estratégia que avalia o risco, custo e

retorno, uma vez que se espera auferir ganhos superiores aos juros pagos sobre capital e terceiros.

Um outro fator a ser destacado no andamento das obras é a contabilidade regulatória, que despreza diversos fatores na composição da dívida da concessionária de distribuição.

Os custos de remuneração de capital somente poderão ser ativados quando estiverem limitados ao percentual previamente definido pela agência reguladora. O juro sobre as obras em andamento é a remuneração em percentual que a concessionária auferir em função do período em que a obra está em fase de construção.

Observa-se também que concessionárias de distribuição têm adotado estratégias de divisão de um empreendimento em diversos outros de porte menor, permitindo sua ativação mais rápida na base de ativos e consequente maior velocidade no ressarcimento regulatório promovido pela ANEEL.

Mesmo com esta estratégia em operação, a concessionária não está livre de ser remunerada com percentuais de juros de dívida menores promovidos pela agência reguladora, comparando-se com o custo real do capital adquirido. O regramento de processo de contabilização de mão de obra é determinado pelo Manual de Contabilidade do Sistema Elétrico, tratando-se de uma ferramenta utilizada pela agência reguladora para classificação dos custos.

De acordo com a ANEEL (2014), o Manual de Contabilidade do Sistema Elétrico é uma ferramenta utilizada para o controle patrimonial do montante de ativos inseridos no sistema de distribuição. Ele permite ao órgão regulador facilitar a atividade de fiscalização e regulação das concessões emitidas pela ANEEL.

Os processos descritos pelo manual e que regem a mão de obra são classificados em valores dispendidos com projetos, gerenciamento, fiscalização, montagem e custos de suporte.

Dentre as atividades a serem valoradas na confecção do projeto estão:

- Estudos e levantamentos na fase preliminar: definição de traçado e quantificação do montante (em linhas gerais) que o empreendimento apresentará;
- Definição do memorial e escopo técnico: quantifica de forma técnica e financeira a quantidade de materiais e serviços que serão usados no empreendimento;
- Licenças: compreende a atividade de obter autorização para regularização da interferência que o empreendimento irá efetuar, podendo ser em rodovias e áreas de preservação ambiental;
- Finalização do projeto da rede de distribuição: Elaboração do memorial descritivo e liberação definitiva para construção física do empreendimento;

A fase que compreende o gerenciamento do empreendimento – seja ele projeto de manutenção ou expansão do sistema de distribuição - engloba os esforços aplicados para que estes sejam concluídos dentro do menor prazo possível e empregando o menor nível de recursos possível. Suas atividades são:

- Planejamento da abrangência do empreendimento: nesta atividade são verificadas as prioridades do sistema elétrico e elaborada uma matriz de atuação, primando por setores da rede de distribuição que apresentem maior demanda demonstrada pelos indicadores de continuidade e frequência DEC e FEC;
- Gestão de prazos: trata-se da atividade de acompanhamento de prazos para imobilização dos ativos, visto que enquanto o empreendimento não tem sua conclusão física ele é apenas informado para a agência reguladora – porém não pontuado para formação da base regulatória;
- Supervisão técnica: atividade de monitoramento das parciais diárias de execução visando atender ao cronograma de construção do projeto.
- Licenças: Atividades necessárias para obtenção de averbações necessárias para a energização do empreendimento;

De acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico, a fase de fiscalização compreende a etapa de confirmação de que o ativo imobilizado em

sua base cadastral corresponde fielmente ao montante construído fisicamente. A etapa se desdobra nas seguintes atividades:

- Verificação *in loco*: Inspeção física do empreendimento – podendo ser realizada de maneira amostral (projetos/obras relevantes) ou total (completude das obras executadas dentro de um período);
- Inventário: atividade de verificação se os materiais aplicados fisicamente correspondem aos valores que foram debitados do estoque da concessionária;
- Encerramento técnico: nesta atividade são encerradas as atividades de inserção de materiais e demais custos (indiretos) relativos as atividades de construção ou manutenção;
- Inserção cadastral: trata-se da atividade de imobilização dos ativos e representação cadastral dos montantes inseridos na construção ou manutenção da rede de distribuição;

Na etapa destinada a montagem trata-se de todos os valores de suporte para instalação das redes de distribuição (estruturas de suporte) e compreendem testes, comissionamentos, edificações e demais atividades que se inter-relacionam com a construção ou manutenção das redes de distribuição.

Outro quesito categorizado pela ANEEL – levando-se em conta os parâmetros para capitalização da mão de obra - são os custos de suporte. Para Assaf Neto (2006), os custos operacionais são aqueles classificados como investimentos, ou seja, espera-se que sua aplicação promova um retorno pretendido dentro de um tempo determinado pela empresa que administra sua implantação.

Dentre as atividades que compõem a classificação de capitalização nas atividades de suporte são aluguel ou manutenção de imóveis utilizados no processo, valores alocados em funcionamento da frota, folha de pagamento de funcionários envolvidos diretamente no processo de construção ou manutenção e demais custos administrativos necessários para a gestão de pessoal.

3.5.1 Fluxo de imobilização de ativos

Os ativos elegíveis para a composição da base de remuneração regulatória das distribuidoras de energia elétrica possuem um fluxo de imobilização anterior para posterior informação a agência reguladora ANEEL. Trata-se de um conjunto de etapas que dividem o empreendimento em fases de modo a gerenciá-lo de uma maneira mais eficaz.

De acordo com Lopes (1999), o estabelecimento de métricas para valoração dos ativos imobilizados é um método consistente de avaliação de seu valor econômico. Nesse sentido, sua mensuração representa o valor presente dos benefícios líquidos futuros decorrentes de seu uso e aplicação.

Os ativos imobilizados são bens que a concessionária de distribuição faz uso para execução de sua atividade fim, ou seja, fornecimento de serviços que reflitam a ela benefícios. São de natureza permanente e classificam-se como essenciais para o desempenho operacional da companhia (MARTINS, *et. al.*, 2013)

O principal objetivo da concessionária de distribuição é garantir que todos os valores dispendidos na operação, construção e manutenção de redes de distribuição sejam devidamente apontados em diagramas contábeis para posterior apreciação junto da ANEEL. Neste sentido, a busca pela eficiência – seja na aquisição racional de materiais ou mão de obra – passa a ser um dos pontos principais da empresa.

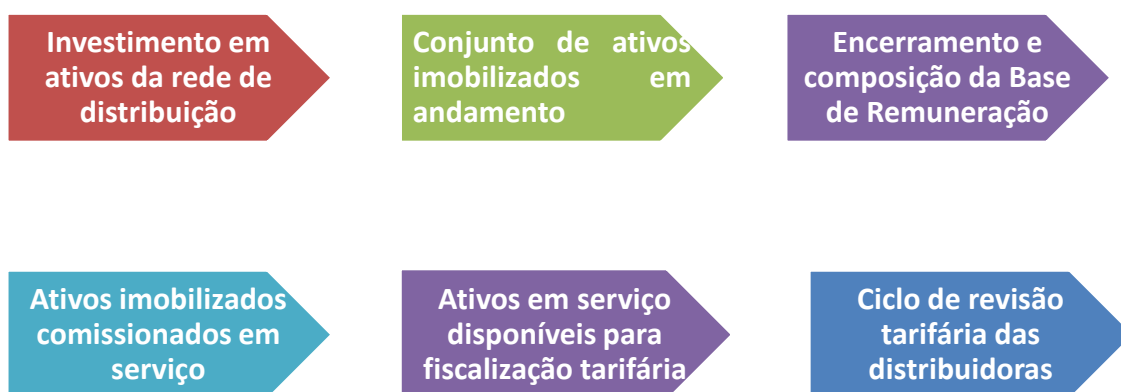
O estabelecimento de métricas de governança interna que garanta o correto apontamento de todos os custos passíveis de devolução deve ser um dos principais objetivos. A criação de uma cadeia sequencial que prime pelo investimento ao menor nível possível, e uma imobilização rápida de ativos a sua base passa a ser questão primordial para a sua sobrevivência.

Algumas terminologias são adotadas pela concessionária de distribuição para apurar o estágio de imobilização em que suas obras ou manutenções se enquadram. O estágio do Ativo Imobilizado em Curso (AIC)

descreve empreendimentos que já tiveram seu início físico, porém ainda não estão aptas para unitização e composição da base regulatória. Já o Ativo Imobilizado em Serviço, trata-se de redes de distribuição que já se encontram concluídas fisicamente, comissionadas e em condições de atendimento a consumidores.

O fluxo do processo é descrito na Figura 3.

Figura 3 - Fluxo de imobilização de ativos da concessionária de distribuição



Fonte: Elaboração do próprio autor

Como apresentado na figura 3, o fluxo que antecede a disponibilização dos ativos é composto de uma série de etapas que tem por objetivo a correta unitização dos materiais aplicados evitando inconsistências nas informações oferecidas para a agência reguladora. O levantamento do capital para imobilização de ativos pode vir através de alavancagem (capital de terceiros) ou de recursos oriundos do caixa da concessionária.

De acordo com Padovese e Benedicto (2011), o grau de alavancagem das empresas se traduz em um montante de passivos de médio e longo prazo que devem ser contemporizados em seu fluxo de caixa para quitação, sendo aplicados geralmente em ativos que compõe um processo de expansão. Na aplicação do conceito a gestão das concessionárias de distribuição, estes valores podem vir de financiamentos de entidades públicas ou privadas e que tem por finalidade a expansão ou preservação do sistema de distribuição de energia elétrica.

As obrigações de médio e longo prazo contraídas pelas concessionárias são informadas no processo de obras em andamento (assim como o juro da dívida contraída), todavia não compõem o ciclo de revisão tarifária quadrienal. Este montante é observado no reajuste anual, onde se pretende manter o saneamento do caixa da empresa bem como a manutenção de sua capacidade de investimento.

Os ativos imobilizados em um primeiro momento não necessitam promover atendimento de consumidores para compor a base de remuneração regulatória. Os ativos que estiverem comissionados, energizados e disponíveis na base cadastral da concessionária são passíveis de remuneração por parte da ANEEL.

Todos os materiais inseridos nas redes de distribuição da concessionária são passíveis de fiscalização amostral pelo agente regulador, mesmo que tais ativos ainda não tenham sido computados para composição da nova tarifa dentro do período de reajuste. A fiscalização poderá ser executada pelos agentes reguladores a qualquer momento, sendo que a formação do critério é de responsabilidade da ANEEL.

3.6 CONCLUSÃO

O presente capítulo teve por objetivo apresentar a metodologia de remuneração ao qual é submetida a concessionária de distribuição de energia elétrica.

As metodologias aplicadas não levam em consideração os ativos que estejam em fase de construção ou mesmo que já foram alocadas parcelas de capital. Cabe ressaltar que a concessionária de distribuição nem sempre consegue o ressarcimento integral das taxas contraídas no mercado.

A agência reguladora leva em consideração outros aspectos que fazem com que a concessionária venha a ter que apresentar um grau de eficiência e gestão operacional que possa suprir os valores eventualmente não repostos em um ciclo de revisão tarifária.

Foi apresentado o desafio enfrentado pelas concessionárias de distribuição para adotarem políticas de eficiência operacional na inserção de ativos que compõem a parcela da tarifa ao qual têm direito de almejar ressarcimento. Para isso, uma série de fases são adotadas na gestão dos ativos já energizados e dos em andamento para garantia de enquadramento dos investimentos dentro do ciclo de reajuste tarifário.

Nesse sentido, uma série de ações são desenvolvidas para efetuar a garantia de que os ativos construídos ou mantidos refletem o real montante informado para a agência reguladora, evitando assim glosas ou inconformidades quando da fiscalização por parte do agente de estado.

Assim, o capítulo buscou dar enfoque no método de composição tarifária e nas barreiras enfrentadas pelo concessionário para manter sua capacidade de investimento e primar pelo prêmio de eficiência ofertado durante a análise do ciclo tarifário.

4. PROPOSTA DE METODOLOGIA DE CÁLCULO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA

Tomando por base o modelo regulatório de regimento da inserção da geração distribuída, bem como os aspectos sobre a remuneração regulatória dos ativos das concessionárias de distribuição de energia elétrica, faz-se necessário uma análise sobre a junção dos dois temas de modo a se criar um ambiente mais favorável ao consumidor final e, também para as empresas que promovem a distribuição de energia elétrica.

Os investidores em geração distribuída têm se deparado com um setor pouco favorável ao retorno do investimento, quando se analisa a produção de energia como um negócio com potencial de lucratividade.

Aproveitar todos os equipamentos conectados nas redes de distribuição passa a ser uma maneira de mitigar os desafios encontrados em melhorar a qualidade dos serviços prestados e auferir retornos da remuneração de capital junto ao material aplicado na produção de energia.

A descentralização da geração tem demonstrado benefícios ao consumidor no tocante a redução dos valores de sua conta de energia e levantamento de interesse das concessionárias de distribuição que detém a gestão do remanejamento dos investimentos para redes prioritárias ou mesmo postergação de investimentos.

O modelo de valoração de ativos já é adotado pela ANEEL com materiais inseridos em redes de distribuição, portanto, o tabelamento de consideração dos materiais e mão de obra necessita ser ampliado para contemplar o conjunto de equipamentos instalados nas microgerações.

O presente capítulo busca apresentar um método para tornar mais atrativo o negócio da produção de energia elétrica através de microgeradores distribuídos, criando alternativas regulatórias para que o investidor possa ser remunerado adequadamente pelo investimento realizado. Tal alternativa poderá

promover ganhos mútuos seja para a concessionária de distribuição ou mesmo o cliente-investidor.

4.1. MÉTODO PARA ALTERAÇÃO REGULATÓRIA VISANDO REMUNERAÇÃO DE ATIVOS DA CONCESSIONÁRIA E CONSUMIDORES

O sistema de geração distribuída apresenta como contrapartida um processo de compensação de crédito para novas unidades geradoras que são conectadas nas redes de distribuição.

O gerador ao inserir sua produção de energia na rede de distribuição da concessionária de energia elétrica não vislumbra incentivos para que os equipamentos sejam instalados, uma vez que o tempo de retorno do capital investido pode ser demasiadamente alto.

Visando um incremento na base de remuneração regulatória, bem como tornar a condição de gerador mais “atrativa” para potenciais investidores, propõe-se o incremento dos valores investidos pelos geradores na inserção dos equipamentos geradores na composição da base de remuneração regulatória da concessionária.

Para viabilização de tal proposta, primeiramente a estrutura regulatória deve ser modificada a tal ponto que permita o incremento de novos materiais de microgeração como parte integrante do repertório de unidades de materiais cadastro a serem ressarcidos no reajuste tarifário promovido pela ANEEL.

Para a concessionária de distribuição os materiais com maior recorrência de aplicação são postes, cabos e transformadores. No composto da base de remuneração regulatória também são inseridos os componentes menores, que possuem valores inferiores quando comparados aos itens tidos como unidades de cadastro, dentre eles: cruzetas, isolares e ferragens.

No somatório da composição dos valores de referência para composição da tarifa, também são elencados a quantidade de homem-hora aplicados em novas instalações de redes elétricas ou mesmo para reparos pontuais ou emergenciais nas mesmas. Estes valores são obtidos dividindo-se

o custo com remuneração de pessoal pelas quantidades de horas disponíveis e multiplicando-se pela quantidade de horas utilizadas na obra ou manutenção que está sendo analisada para o ciclo de revisão tarifária.

Observando-se o início do quinto ciclo de revisão tarifária 2015-2019, a ANEEL buscou promover premiações nas concessionárias de distribuição que apresentaram maior eficiência operacional na sua gestão de ativos. Caso a concessionária de distribuição apresente custos menores aos valores de referência da agência reguladora poderá auferir bônus de 10% no reajuste tarifário a ser homologado (ANEEL, 2016).

4.2. BASE DE REMUNERAÇÃO CONSIDERANDO A GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

Aproveitando um contexto de expansão dos geradores distribuídos conectados em redes de média e baixa tensão, vislumbra-se a oportunidade de se aproveitar os materiais e serviços acoplados pelos investidores que se propõe a utilizar esse tipo de geração. Ademais, o modelo regulatório apresenta lacunas que podem ser exploradas de modo a favorecer concessionárias e consumidores.

No composto da formatação da base de remuneração regulatória, os materiais da geração distribuída que são inseridos pelo cliente computariam na base cadastral da concessionária, porém sem fazer parte do seu patrimônio.

Este trabalho propõe que os materiais acrescidos sejam utilizados unicamente como parte da base de remuneração a ser computada pela agência reguladora na composição da revisão tarifária.

Conforme ANEEL (2016), no modelo atual, multiplica-se a Base de Remuneração Líquida pelo custo médio ponderado de capital, conforme descrito na Equação 01.

$$RC = BRRI * WACC \quad (1)$$

Onde:

RC : Remuneração de Capital

BRRI : Base de Remuneração de Capital Líquida

WACC : Custo médio ponderado de capital do capital antes dos impostos

A Base de Remuneração de Capital Líquida é composta do somatório dos ativos inseridos na rede de distribuição no período de análise do ciclo tarifário. O custo médio ponderado de capital é um fator de remuneração mínima aplicada aos ativos inseridos pela distribuidora.

De acordo com a ANEEL (2016), a aplicação dos itens que compõem o WACC no modelo atual são apresentados na equação 02.

$$WACC = 1 + P/(P+D).rp. + D/(P+D).rd.(1-T) \quad (2)$$

Onde:

WACC : Custo Médio Ponderado de Capital (taxa de retorno)

rp : Custo do Capital Próprio

rd : Custo de Dívida

P : Capital Próprio

D : Capital de Terceiros

T: Alíquota Tributária

A equação 02 contém variáveis que consideram o custo de capital próprio e de terceiros nos valores apresentados para a agência reguladora. O modelo adotado para reposição de caixa das distribuidoras faz com que o custo de dívida (grau de endividamento) seja levado em consideração no momento da análise do ciclo tarifário.

O método de custo de capital deverá ser considerado quando se avalia o montante de recursos dispendidos em um período. Neste caso, leva-se em consideração os valores desembolsados do próprio caixa e o montante contraído de terceiros para a composição final da dívida.

Para Assaf Neto (2006) o WACC é uma taxa mínima a ser exigida nas aplicações de uma empresa, de modo a promover um retorno adequado aos investimentos realizados por acionistas ou para pagamento de capital de terceiros. Uma atenção especial deve ser dada ao custo da dívida do capital oriundo de terceiros, uma vez que a reposição promovida pela ANEEL pode não ser adequada para a cobertura deste custo de capital.

O conceito proposto por Damodaran (2008) prevê diversos elementos para a composição dos custos da empresa, dentre eles: custo ponderado de capital, custo de capital de terceiros, e custo de dívida própria.

O custo de dívida das concessionárias também é levado em consideração na equação 02, permitindo também a inserção de valores de capital de terceiros (variável rd).

A equação 02 leva em consideração o modelo atual aplicado pela ANEEL para determinação dos custos da distribuidora, dentro do período de revisão tarifária para reposição de capital dos investimentos aplicados nos últimos 04 anos.

No regime contábil de amortização das obras em redes de distribuição difere do agente emissor da dívida, uma vez que a contabilidade regulatória exige um teto de acordo com a resolução 338 de 2009, que estabelece critérios de atualização dos valores monetários gastos no período. Nesse contexto, as obras que se encontram em execução (aqui adotados o modelo de construção de redes elétricas de média e baixa tensão) podem apenas demonstrar os valores parciais da base de congelada informada para a ANEEL naquele momento.

De acordo com a ANEEL¹ os valores que são destinados a remuneração das obras em andamento seguem parametrização conjuntural, ou seja, são estabelecidos por módulos que levam em consideração diversas concessionárias de distribuição. Tal fator pode se tornar vantajoso para

¹ Nota Técnica nº 187/2014 SER/ANEEL

empresas que possuem porte maior, elevada capacidade de aquisição de materiais e condições de contração de empréstimos a juros menores.

A remuneração subestima o valor real da dívida da concessionária que pode contrair empréstimos a valores maiores do que as médias estipuladas pela agência reguladora. A decisão de traçar medianas para definição de valores pode apresentar uma ilusória sensação de “menor” endividamento das concessionárias.

Tal metodologia acaba desprezando os juros sobre o capital de terceiros que são pagos pela concessionária, uma vez que a construção da obra estando em estágio intermediário, não gera retornos para amortização do montante tomado por empréstimo.

A metodologia proposta por este trabalho prevê que a incorporação dos ativos inseridos na rede de distribuição por intermédio da microgeração distribuída poderá contribuir na amortização dos juros sobre obras em andamento, uma vez que o capital inserido é de responsabilidade dos *prosumers*.

A metodologia adotada pela ANEEL prevê um custo de remuneração sobre as “obras em andamento” tido como referencial, o que em determinadas situações podem ser inferiores ao custo da dívida contraída pela concessionária, contrapondo-se ao valor base de remuneração de materiais que segue uma referência de compras passadas.

A remuneração total segue a seguinte metodologia:

- Equipamentos principais que serão referenciados através dos valores de fábrica, ou seja, o preço de aquisição expurgados gastos com impostos capazes de recuperação;
- Componentes menores que tem sua formação de valores atreladas a constituição de módulos referenciais. A esse valor de materiais também é adicionado o valor de custos adicionais;

- A existência dos juros sobre obras em andamento (capital de terceiros) que estima um valor contábil regulatório para apresentação do montante de dívida da concessionária;

Por possuir um tempo de construção menor comparativamente com redes de baixa e média tensão, os valores podem contribuir para o aumento dos valores alocados na composição da base informada pela concessionária junto a agência regulatória. O tempo de obras em andamento para a microgeração distribuída terá sua base de cálculo e partindo da data de aprovação do projeto e informe de início de obras feito pelo construtor. Seu fim deverá ser computado na data de vistoria e adequação da medição no ponto de entrega do consumidor.

A concessionária de distribuição possuiria um poder de amortização da contabilidade maior em face da utilização dos recursos inseridos no sistema de distribuição através do sistema distribuído, fazendo com que os valores próprios de inserção de “obras em andamento” apresentassem valores mais robustos e por consequência amortizariam o custo de dívida inferior informado a agência reguladora.

De acordo com a ANEEL (2015) os valores básicos considerados para definição do grau de endividamento da concessionária de distribuição foram de 10% a.a. Caso a concessionária de distribuição tenha obtido tal capital de terceiros a juros maiores, seu grau de endividamento é subestimado, fator este que pode influenciar negativamente na avaliação da agência reguladora para cômputo de revisão tarifária.

Uma vez que a legislação considera uma contabilidade regulatória diferente das diferenças regionais enfrentadas pelas concessionárias de distribuição, a consideração de ativos com construção em andamento por terceiros apresenta-se como uma boa alternativa visto que o capital não proverá de financiamento contraído pela empresa.

O modelo regulatório em vigor também preza pela remuneração baseado em índices econômicos para criação de uma paramétrica de formação de média padrão de custo de dívida.

No cenário brasileiro observa-se uma não correspondência da redução de índices referenciais emitidos por órgãos governamentais, e juros aplicados por instituições financeiras que fomentam os recursos empenhados pela concessionária de distribuição em suas redes de distribuição. Tal fato ocorre devido a inexistência de número satisfatório de instituições financeiras capazes de promover o aporte que as empresas distribuidoras necessitam.

Analisando-se mercado de crédito brasileiro uma baixa competitividade entre instituições financeiras capazes de fornecer financiamentos mais robustos para atendimento aos aportes de crédito solicitados pela concessionária de distribuição de energia elétrica.

Observando-se o contexto econômico-financeiro, constata-se a necessidade de estabelecer critérios regulatórios mais próximos das características do mercado de crédito brasileiro. Tal premissa evitaria desbalanceamento de caixa das concessionárias de distribuição de energia elétrica e, também, tornaria projetos de concessões de empresas - ainda sobre a regulação governamental – mais interessantes para investidores.

De acordo com o Manual de Contabilidade do Sistema Elétrico (2015), os custos incorridos nas obras não concluídas não são objeto de apreciação no período do ciclo tarifário. Esses valores somente serão ativados em sua base cadastral quando tornarem-se AIS (Ativo Imobilizado em Serviço). Todavia, os valores em decorrência de estarem recebendo apropriação de custos e rateio, são demonstrados para a ANEEL como um percentual dos ativos que formarão base para próxima revisão.

O modelo proposto por este trabalho altera a equação 2 inserindo os valores da microgeração elencadas durante o período de 4 anos. A alteração proposta é ilustrada na Equação 3.

$$WACC_{mod} = 1 + P/(P+D).r_p. + D/(P+D).r_d.(1-T) + G/(P+G) \quad (3)$$

onde:

WACC_{mod} : Custo Médio Ponderado de Capital com microgeração

r_p : Custo do Capital Próprio

r_d : Custo de Dívida

P : Capital Próprio

D : Capital de Terceiros

G : Valor Total dos Ativos de Microgeração

T: Alíquota Tributária

A Equação 3 leva em consideração a metodologia de retorno de investimento e faz a inserção do custo de equipamentos microgeradores, aqui determinada como variável G, que acrescenta na equação de formação dos custos da distribuidora os valores dispendidos para a inserção dos equipamentos e mão de obra.

Diferentemente do modelo atual demonstrado pela equação 2, a alteração proposta na equação 3 considera o custo da dívida do microgerador dentro da variável G, não separando em variável o capital de terceiros.

Os valores de microgeração considerados para a formação tarifária são aqueles que foram instalados durante o período de análise do ciclo tarifário.

Na formação da Base de Remuneração Líquida prevista (BRRI) ilustrada na equação 2, o fator que G deverá fazer parte do seu cálculo. O modelo de composição da Base de Remuneração Líquida é apresentado na Equação 4.

$$BRRI=AD+G \quad (4)$$

onde:

BRRI : Base de remuneração líquida

AD : Valores dos ativos de redes de distribuição inseridos pela distribuidora

Dessa forma, a Equação 4 faz o somatório dos ativos que compõem a Base de Remuneração Líquida tanto da concessionária de distribuição quanto da microgeração conectada a ela.

4.2.1 Mensuração do valor dos ativos da microgeração

A variável G ilustrada na Equação 3 tem na sua formação elementos como o valor de todos os ativos e mão de obra que foram alocados na construção da microgeração durante o período de análise do ciclo tarifário.

Para a composição deste valor, o trabalho propõe que seja levado em consideração fatores como o custo dos ativos inseridos, a taxa de disponibilidade em que os equipamentos de geração estiveram disponíveis, a depreciação dos ativos inseridos e a bonificação da agência reguladora, tomando por base sua tabela de Valor Novo de Referência aplicado aos materiais e mão de obra.

A composição do cálculo é ilustrada na Equação 05.

$$G=VI * TD * DA *BR \quad (5)$$

onde:

G : Valor Total dos Ativos da Microgeração

VI : Valor dos ativos inseridos

TD : Taxa de disponibilidade da microgeração

DA : Índice de depreciação dos ativos

BR : Bonificação de resultados

Para formação da variável VI apresentada na equação 05, faz-se o somatório da dos custos de capital próprio e de capital de terceiros utilizados na imobilização da microgeração. O cálculo do valor total dos ativos inseridos é apresentado na Equação 6.

$$VI=Pm+Dm \quad (6)$$

Onde:

VI : Valor do capital próprio e de terceiros investido na microgeração

Pm : Custo do Capital Próprio da Microgeração

Dm : Custo do Capital de Terceiros da Microgeração

4.2.2 Taxa de disponibilidade dos ativos da microgeração

Para garantir que os equipamentos de microgeração estarão disponíveis a maior parcela do tempo, é proposto neste trabalho a criação do coeficiente de utilização (TD), o qual pode ser constatado na Equação 5.

O objetivo é assegurar que o microgerador mantenha uma taxa elevada de disponibilidade dos equipamentos, e que seja ressarcido na base de remuneração em escala proporcional ao tempo em que o conjunto de geração esteve disponível no período compreendido pelo ciclo tarifário

A escala de disponibilidade e coeficiente de multiplicação proposta neste trabalho são demonstrados na Tabela 1.

Tabela 1 - Escala de coeficiente e disponibilidade da microgeração

Disponibilidade da Microgeração (% horas)	Coeficiente Equivalente (TD)
$TD \geq 90\%$	1
$70\% > TD \geq 80\%$	0,9
$60\% > TD \geq 70\%$	0,8
$50\% > TD \geq 60\%$	0,7
$0\% \leq MA < 60\%$	0,6
$MA < 50\%$	0.0

Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Tabela 1, são apresentados os percentuais de disponibilidade em horas da microgeração, considerando-se o período de 24 horas diárias. Para uma remuneração integral, o microgerador deverá manter os equipamentos disponíveis para a geração minimamente 90% das horas diárias. A escala apresenta um decréscimo no coeficiente proporcional ao percentual de disponibilidade.

4.2.3 Depreciação dos ativos da geração distribuída

Incidirão sobre os valores dos ativos da microgeração distribuída os valores de depreciação acumulada que visa a atualização do ativo no ano que

ele é informado para composição da BRR. Para se determinar o valor do ativo no momento do ciclo tarifário, o trabalho propõe o método da depreciação soma dos dígitos dos anos que promove uma desvalorização mais acentuada dos ativos em seus anos iniciais e vai diminuindo no final de sua vida útil, diferenciando-se do modelo em vigência. Para depreciar os ativos da distribuição que possuem vida útil de 20 anos, utiliza-se o Manual de Controle Patrimonial do Sistema Elétrico cuja depreciação segue uma linearidade de 5% ao ano.

O modelo da soma dos dígitos dos anos apresenta uma diminuição dos ativos não linear, tendo uma maior concentração de sua desvalorização nos primeiros anos de ativação, e decrescendo à medida que seu período de imobilização aumenta.

De acordo com Coelho e Paes, (2018, pg 7):

O método da soma dos dígitos dos anos compõe-se pelo somatório que compõe o número de anos de vida útil do bem. Sendo assim, se a vida útil é de 10 anos, soma-se 1+2+3+4.....+10. A depreciação de cada ano é uma fração em que o numerador é o algarismo referente ao ano: para cálculo da depreciação no primeiro ano, o numerador é 1; para o segundo ano é 2 e assim por diante. O denominador é a soma dos algarismos que compõe o número de anos de vida útil do ativo.

O método da soma dos dígitos dos anos é apresentado na equação 7:

$$SDA = VR (VR+1) / 2 \quad (7)$$

onde:

SDA : Soma dos Dígitos dos Anos

VR : Vida Útil Restante do Ativo

A equação 5, apresenta na sua variável DA, o percentual de perda de valor contábil do ativo no momento que é realizada a análise para o cômputo tarifário.

O método de determinação do valor da variável DA utilizada na equação 5 é apresentada na equação 8.

$$ID = 1 - VR/SDA \quad (8)$$

onde:

ID : Índice de Depreciação do Ativo

VR : Vida Útil Restante do Ativo

SDA : Soma dos Dígitos dos Anos

Para determinação da depreciação acumulada DA é a soma do índice de depreciação computado entre a data de instalação do ativo até o período de revisão tarifária. O método é apresentado na equação 9.

$$DA = 1 - \sum_{n=1}^{CR} ID(n) \quad (9)$$

onde:

DA : Depreciação Acumulada dos Ativos

ID : Índice de Depreciação do Ativo

Utilizando o método de cálculo demonstrado na Tabela 2 e utilizado na Equação 8, é possível determinar qual o percentual de perda do ativo em relação ao ano de vida útil em que a análise está sendo feita.

Caso a avaliação dos ativos ser realizada no instante de sua implantação, ou seja, sem uso de sua vida útil, o índice de depreciação acumulada a ser utilizado na equação 5 será igual a 1.

Os ativos inseridos pelos investidores em microgeração deverão demonstrar capacidade ativa de atender a uma demanda e leva-se em consideração seu desgaste por seu uso continuado.

De acordo com Andrade (2015), a depreciação aplicada na análise dos ativos da distribuição leva em consideração o aspecto linear e com cotas constantes. Neste método de depreciação, considera-se um valor residual que é subtraído dos custos com aquisição e montagem das redes elétricas de distribuição.

O modelo adotado é passível de questionamentos como definido por Wanderley, *et. al.* (2011), que verifica que o modelo não analisa a capacidade de atendimento dos ativos (elementos da rede de distribuição), mas o período em anos que os materiais têm de imobilização na base cadastral da distribuidora.

Neste sentido, o modelo pode subestimar ou superestimar a capacidade dos ativos em atender a distribuição de energia com a robustez necessária.

De acordo com Barbosa (2013), a depreciação é um método utilizado pelas instituições públicas ou privadas com intuito de manter o registro em suas demonstrações contábeis. A vida útil e econômica de um ativo é evidenciada através de desgastes por utilização contínua ou desuso, concessão de benefícios e obsolescência tecnológica.

Para efeitos de depreciação de ativos em redes de distribuição – e já considerando o modelo adotado pela ANEEL para redes aéreas – adapta-se a proposta o modelo de soma dos dígitos dos anos, onde a perda de valor do conjunto de ativos geradores tem sua valoração computada anualmente. Dessa forma, o ciclo de revisão tarifária considera os valores presentes no momento da análise dos ativos.

O modelo é mais equilibrado – visto que não pode ser preciso na determinação de qual será a taxa fixa de desgaste que um ativo poderá sofrer com o passar dos anos – balanceando de uma formação contábil a diminuição dos valores dos ativos implantados pela concessionária.

4.2.4 Bonificação dos ativos da microgeração.

Os valores ressarcidos na tarifa para a concessionária de distribuição levam em consideração preços de referência de materiais aplicados em redes de distribuição. Para que a nova metodologia deste trabalho possa ser operacionalizada, faz-se necessário a adoção de uma base de dados com materiais utilizados na construção de estruturas de geração distribuída.

Uma base de remuneração de materiais já existe junto ao cadastro da agência reguladora, uma vez que as concessionárias já utilizam sistemas de geração fotovoltaica com uso de baterias para atendimento a clientes que necessitam de grandes extensões de rede, ou localizam-se em áreas isoladas ou com restrições ambientais.

A tabela de referência deverá levar em condição médias aplicadas em fornecedores do mercado, preferencialmente nas regiões de atendimento em que a concessionária de distribuição está inserida. Desta forma, mantém-se a capacidade de reposição dos investimentos do *prosumer* bem como promover retorno sobre o investimento realizado.

Neste caso, a eficiência da manutenção e operação da geração distribuída ficará sob responsabilidade (fiscalização) da concessionária de distribuição, tendo como premissa a observância e validação dos comprovantes apresentados e posterior repasse das informações em períodos de formação da base remuneratória.

Visto que a mão de obra com manutenção e operação do sistema de distribuição atual são objeto de análise e composição da base de remuneração, o modelo sugere que os valores apresentados pelo microgerador sejam vinculados com os materiais aplicados, e dessa junção seja refletido um valor final a ser devolvido para o investidor.

Conforme demonstrado na Equação 5, a variável bonificação por resultados (BR), trata-se de um parâmetro de análise da ANEEL, tendo como base uma tabela de referência para comparação se os valores apresentados estão abaixo ou acima de suas referências.

A Tabela 2 ilustra o critério de análise em vigência da agência reguladora e que faz parte da proposta de alteração discutida neste trabalho.

Tabela 2: Materiais para composição da “BRR”

Descrição	Classificação	Valor da Concessionária	Valor ANEEL	Remuneração BR
Poste 11M 300DAN	Unidade de Cadastro	R\$ 445,62	R\$ 445,62	R\$ 445,62
Serviços de Implantação de Poste	Serviços alocados por homem-hora	R\$ 1.009,75	R\$1.154,40	R\$ 1.110,72
Cruzeta	Componentes Menores	R\$ 73,10	R\$ 186,60	R\$ 80,41

Fonte: Elaboração do próprio autor

Na tabela 2 são ilustradas três situações contendo duas condições diferentes na informação de valores e materiais para composição da remuneração regulatória. Na primeira condição (poste 11m 300 dan) os valores são idênticos ao que a agência reguladora tem de referência, portanto a remuneração segue o valor apresentado pela concessionária. Na segunda e terceira condição (serviços de implantação de poste/cruzeta) os valores estão abaixo do referencial, portanto ocorre bônus de 10% incidente sobre o que foi apresentado pela concessionária (coluna Remuneração BRR). Da mesma maneira em que a agência reguladora premiará a concessionária pelo seu desempenho operacional, efetuando punições na ordem de 10% em caso de não atingir os valores de referências previamente definidos.

Conforme apresentado na Tabela 3, estando o VI (valor dos ativos inseridos) em valores superiores ao VNR (valor novo de reposição), têm-se o coeficiente 0,9. No caso dos ativos apresentarem valores inferiores ao referencial utilizado pela ANEEL, utiliza-se o coeficiente 1,1.

Tabela 3: Coeficiente equivalente para aplicação da bonificação

Comparativo do valor dos ativos e valor novo de reposição	Coeficiente Equivalente (BR)
VI $\geq$ VNR	0,9
VI < VNR	1,1

Fonte: Elaboração do próprio autor

Na Tabela 3, estando o resultado da BR em percentual positivo, ou seja, quando os valores dos ativos informados estão abaixo do referencial, aplica-se o acréscimo de 10% no valor informado pelo microgerador. Se o percentual estiver em valores negativos, ou seja, os valores estão acima dos referenciais, aplica-se o decréscimo de 10% no valor informado pelo microgerador. As variáveis BR e VA estão descritas respectivamente nas colunas 4 e 3 da Tabela 2.

O modelo representa um desafio para as concessionárias de distribuição, uma vez que necessitam adquirir materiais de redes elétricas a custos cada vez menores. Para empresas de maior porte os custos tendem a ser menores em face da quantidade de materiais adquiridos para execução de suas obras de manutenção e expansão.

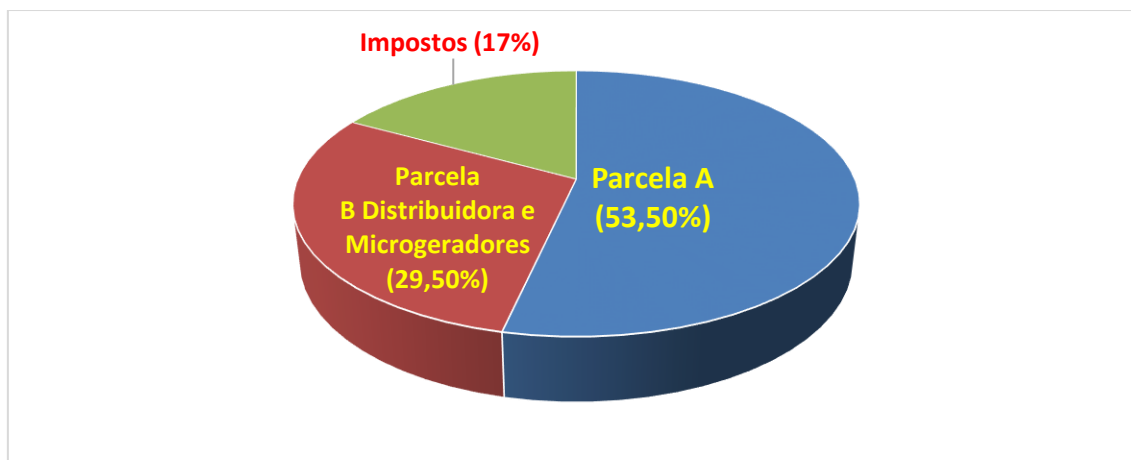
Por outro lado, a adoção de módulos de referência pela agência reguladora vem a punir concessionárias menores que não possuem alto volume de compras. Existe um desafio nesse contexto de se buscar novas alternativas para que as concessionárias não tenham “glosas” em seus processos de revisão tarifária.

4.3 COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA CONSIDERANDO OS ATIVOS DA GERAÇÃO

Os valores da remuneração regulatória e composição da tarifa levam em consideração o montante em ativos adicionados pela concessionária de distribuição de energia elétrica.

Os percentuais de impacto da tarifa continuarão inalterados, sendo que a parcela B, seria diluída com a entrada de novos atores na sua composição, promovendo uma postergação de investimentos por parte de concessionárias de distribuição, mas com a manutenção dos valores a serem ressarcidos em seu processo de reajuste tarifário.

Figura 4 – Nova composição tarifária



Fonte: Elaboração do próprio autor

Na proposta, a concessionária teria sua responsabilidade na composição da parcela B diluída conjuntamente com os ativos oriundos da microgeração. Os valores em investimentos postergados poderão ser utilizados em amortização de dívidas (juros sobre obras em andamento) que trabalhariam como ferramenta para diminuição do grau de alavancagem que a empresa foi exposta.

Para efeito de composição do fator G (equação 3), faz-se necessária a inserção de uma série de condicionantes para que seu fator final possa ser computado e inserido na fórmula de cálculo da recomposição tarifária.

Fatores como indicadores de disponibilidade, depreciação acumulada, e valores dos materiais e serviços, bonificação ou decréscimo de eficiência são elementos para sua composição final. A formação da parcela B dos equipamentos de microgeração instalados seguirão o método adotado na tabela 3 e na equação 6.

4.4 RESTITUIÇÃO DOS VALORES DA GERAÇÃO

O modelo proposto deve primar pela justeza dos valores devolvidos ao investidor bem como para o consumidor, portanto o retorno do investimento promovido também pelos ativos implantados no interior de sua unidade consumidora, atuam de forma complementar ao modelo existente de compensação de créditos.

Quando da realização do processo de reajuste tarifário, o conjunto de ativos é avaliado e define-se o montante a ser repassado para concessionária bem como a parcela que caberá a cada. No modelo proposto, a restituição se dará de modo recorrente, ou seja, o montante pertencente à microgeração será repassado durante o restante da vida útil dos ativos a microgeração. Prevê então ao final da análise dos valores para serem devolvidos no ciclo tarifário, que os ativos sejam ressarcidos pelo intermédio da distribuidora durante o período de vida útil restante dos ativos, permanecendo neste ciclo até seu valor de depreciação atingir a sua vida útil de 20 anos.

Neste modelo de devolução, além da compensação de créditos empregado pela resolução em vigência, a unidade consumidora com microgeração instalada também obterá uma fonte de receita. Neste sentido, a

busca pela eficiência, e tendo assegurado o prêmio de 10% que a agência reguladora acrescenta nos valores dos ativos que estão dentro de sua tabela limite, faz com que o *prosumer* possa auferir retornos sustentáveis.

Realizada a inserção da base de cômputo, o consumidor passará a não mais receber somente créditos pela geração, mas um percentual equivalente do montante representativo que sua geração equivale perante o restante da rede elétrica de distribuição, ou seja, receberia por parte da concessionária percentual proporcional aos valores acrescidos pelos equipamentos de geração.

Neste sistema acrescenta-se além dos materiais, a mão de obra necessária para a manutenção e repotencialização de equipamentos geradores instalados pelo produtor, mediante comprovação junto a ANEEL. Para implementação do modelo há necessidade de promover apontamentos de todos os investimentos em mão de obra aplicados na manutenção ou expansão da geração distribuída, uma vez que seu valor irá compor o módulo de custos adicionais e comparado com a base da ANEEL, conforme modelo descrito na Tabela 3.

Tal como os ativos regulares de distribuição (postes, cabos e transformadores), os ativos da geração distribuída também sofrerão um processo de depreciação contábil – diferentemente da depreciação apresentada em balanços patrimoniais regulares – que faria com que os materiais passassem a remunerar em parcela menor o investidor de geração distribuída à medida que a sua vida útil diminua. O modelo faz com que o produtor também se veja obrigado – assim como na concessionária de distribuição – a manter seus ativos com capacidade operacional elevada e auxiliar na manutenção e aumento da robustez do sistema elétrico.

Os apontamentos da geração distribuída serão de responsabilidade da concessionária de distribuição, ou seja, a empresa fica com a incumbência de realizar o comissionamento dos ativos inseridos pelo cliente, inseri-los em sua base cadastral (base congelada de ativos que serve de referência para prestação de informações a agência reguladora), e utilizá-los para composição dos valores tarifários no momento da realização de seus ciclos de revisão. Por sua vez, a

responsabilidade pelos valores gastos com mão-de-obra para manutenção e expansão dos ativos da geração distribuída seria do próprio produtor.

Para a operacionalização da prestação de contas dos valores gastos com mão-de-obra pelo produtor/investidor necessita ser realizado por portal eletrônico específico, que possa realizar cruzamento de dados entre as informações prestadas pelo *prosumer* bem como sua veracidade quanto os valores e as horas utilizadas na manutenção dos equipamentos. Tal processo também deve ser passível de fiscalização por parte da distribuidora de energia, a qual realiza as mesmas de maneira amostral.

Para que o modelo de restituição ao cliente funcione com mais exatidão, este trabalho propõe um escalonamento no montante de valores a serem restituídos para o produtor de microgeração. Tal escala de valores a serem revertidos seria proporcional ao montante dos valores acrescidos através dos equipamentos geradores. Devido ao risco de processo estar inteiramente nas mãos das concessionárias de distribuição, os valores a serem devolvidos ao cliente – oriundos do ciclo tarifário – seriam integrais e distribuídos nos quatro anos seguintes da revisão tarifária, permanecendo até o final da vida útil do ativo.

Este trabalho propõe que seja realizado por parte da concessionária de distribuição um estudo preliminar para verificação se a implantação dos ativos e atendem aos seguintes requisitos:

- Benefícios da Geração Distribuída: Melhoria geral no sistema de distribuição que poderá resultar em um montante de perdas menor para a concessionária de distribuição;
- Índice de Postergação de Investimento: Indicador capaz de medir a localização estratégica da geração distribuída, ou seja, localização em pontos da rede de distribuição que em tese necessitam de melhorias na rede de distribuição e poderão ser postergadas;
- Peso na Composição do Reajuste Tarifário: Análise do percentual significativo que o composto de materiais e serviços incidirá no montante reajustado da tarifa;

- Possibilidade de instalação de medidores bidirecionais que monitorem a taxa de disponibilidade dos equipamentos de microgeração.

O modelo proposto neste trabalho surtiria efeitos para ambos os tipos de clientes (urbanos e rurais) diferenciando-se nas características e benefícios para as concessionárias de distribuição, uma vez que o dispêndio de capital para se manter redes de distribuição em áreas rurais apresenta um montante superior em comparação com as localizadas em áreas urbanas.

Uma vez possuindo o cliente-investidor como parte interessada na formação da base de ativos responsável pela remuneração regulatória da concessionária de distribuição, diversifica-se o risco de erros oriundos na comprovação da base de ativos informada pela ANEEL. A necessidade de se adequar aos padrões regulatórios para ativos de geração distribuída passa a ser do produtor que será incumbido de demonstrar todas as comprovações dos materiais e serviços empregados na operação e expansão das instalações.

Outro ponto a ser levantado na proposta de remodelagem da composição tarifária das distribuidoras de energia elétrica é a visão do cliente final, o qual seria o responsável pela chancela do modelo que visa aumento no portfólio de ativos remunerados. Toda composição tarifária implica em um reajuste ou decréscimo de tarifa dependendo do desempenho das concessionárias de distribuição.

Estimando-se que a proposta poderia viabilizar e incentivar novos produtores, pode-se considerar também que os reajustes com o passar dos anos apresentariam um percentual maior na tarifa o que poderia incorrer em um descontentamento dos consumidores de um modo geral. Em contrapartida, os benefícios com o aumento da qualidade de energia elétrica, descentralização da geração e criação de oportunidades de investimentos, pode servir como fator atenuante para as possíveis reclamações.

4.5 CRITÉRIOS PARA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE ACORDO COM O NOVO MODELO PROPOSTO

Para a elegibilidade dos microprodutores, faz-se necessário possuir certo grau de relevância, uma vez que as concessionárias de distribuição podem fazer uso do sistema distribuído para melhorar o sistema de distribuição e aumentar sua capacidade de liberação de demanda para novos consumidores.

Levando-se em consideração que obras, manutenções ou serviços emergenciais que não façam utilização direta de materiais unidade de cadastro (postes, cabos, transformadores) não são elegíveis como *CAPEX* (investimento) e acabam sendo custeados pela empresa sem perspectiva de retorno.

O mesmo modelo deverá ser adotado pelos interessados em inserir geração distribuída, evitando assim, que pequenas unidades geradoras sem capacidade de prestação de informações sobre a operação, ou mesmo que não apresentem capacidade de manter o sistema eficiente, sejam elegíveis para o sistema de composição compartilhada da base de remuneração regulatória do sistema de distribuição.

O critério para inserção de microgeração e composição da base de remuneração regulatória são os valores em kWp gerados pela unidade produtora. Os valores propostos devem ser aqueles que enquadrem na categoria bifásico da distribuidora, excluindo automaticamente as categorias monofásicas, devido ao alto grau de probabilidade de se haver aumento de carga futura para adequação aos montantes inseridos.

O modelo de inserção de microgeração (levando em conta inserção de pequenos geradores), possui a limitação da carga declarada da unidade consumidora junto a concessionária de distribuição. Neste sentido, as unidades consumidoras são submetidas a fatores de demanda típico que preveem a não utilização de todos os equipamentos instalados ao mesmo tempo. O montante gerado e não consumido (levando em conta o montante de equipamentos utilizados ao mesmo tempo) será disponibilizado para a rede da concessionária que poderá contar com este montante adquirido para liberação de novas cargas.

Ainda como quesito para elegibilidade de participação no modelo, entende-se que transações comerciais devem ser obrigadas ao recolhimento de impostos para ambas as empresas envolvidas (concessionária e interessado na

produção); portanto o interessado deverá possuir organização empresarial constituída para atendimento á legalidade do negócio de venda de energia.

Da mesma forma que são realizadas vistorias para fins de comprovação dos ativos inseridos no sistema de distribuição, os componentes microgeradores se enquadrarão na mesma regra, devendo estar em operação ou condições em momentos de inspeção da agência reguladora. Tal como o procedimento adotado na concessionária de distribuição, a não veracidade das informações passadas sobre o montante de ativos pode ocasionar em glosas que remetem a retirada da remuneração dos ativos computados na tarifa.

4.6 FLUXO PROPOSTO DA IMOBILIZAÇÃO DE ATIVOS DA GERAÇÃO

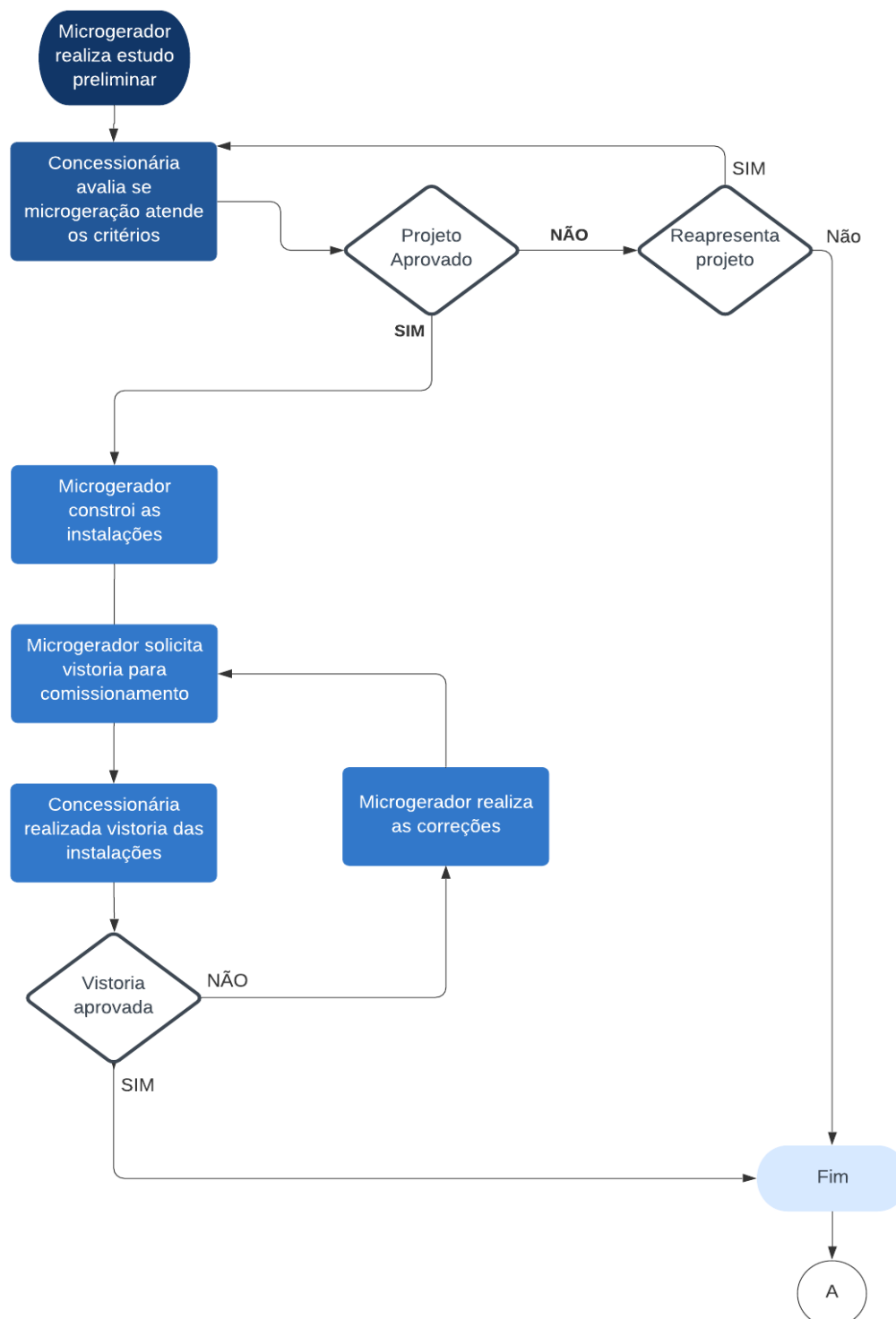
O objetivo deste trabalho é a criação de um modelo que possa considerar os ativos da geração distribuída como parte da base de remuneração regulatória e seu consequente ressarcimento nos ciclos tarifários.

Para que essa mensuração possa ser realizada, faz-se necessário primeiramente a realização de um conjunto de etapas que possa garantir que os valores imobilizados informados para a agência reguladora refletem a realidade dos conjuntos geradores fisicamente instalados.

No primeiro momento é necessário que a concessionária de distribuição avalie a pertinência e elegibilidade da proposta de geração para posteriormente informar se a proposta do produtor atende aos requisitos que são propostos neste trabalho.

Na Figura 5 são ilustrados os passos do processo de consulta e imobilização dos ativos da geração.

Figura 5 – Fluxograma do processo de comissionamento das instalações da microgeração



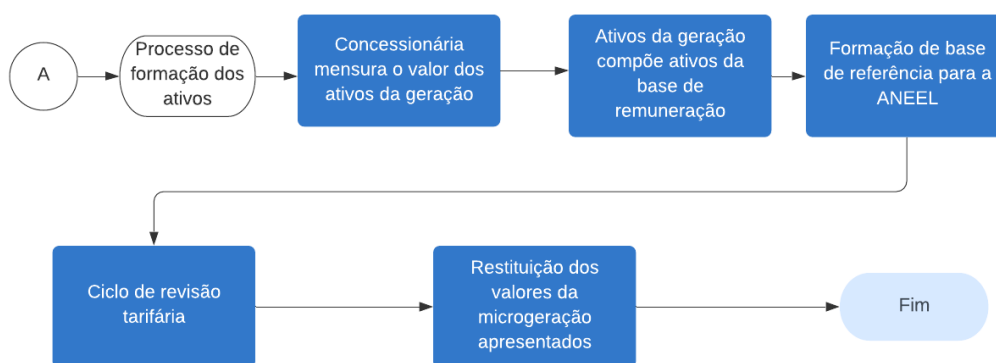
Fonte: Elaboração do próprio autor

Na etapa de imobilização dos ativos apresentada no fluxograma da Figura 5, primeiramente o interessado na instalação de conjuntos geradores deve realizar uma consulta preliminar para saber se sua proposta se enquadra dentro dos critérios necessários para que possa posteriormente inserir seu conjunto de geração na rede de distribuição.

Após a validação de todo o processo de análise que é realizado pela concessionária de distribuição, o produtor realiza a construção do conjunto gerador e solicita vistoria de comissionamento. A empresa detentora da concessão tem a responsabilidade de avaliar se todos os equipamentos instalados estão em conformidade com o projeto apresentado, bem como sua respectiva capacidade de geração.

O processo seguinte é de responsabilidade das distribuidoras, que soma os ativos e os informa para a agência reguladora. O processo de imobilização dos ativos é apresentado na figura 6

Figura 6 - Fluxograma de imobilização dos ativos da microgeração



Fonte: Elaboração do próprio autor

O processo descrito no fluxograma da Figura 6 é uma continuação do processo que sucede o comissionamento dos ativos da geração demonstrada na Figura 5. Nesta etapa a concessionária calcula o montante dos ativos da microgeração - juntamente com os materiais e homem hora da distribuição inserido por ela. Após a formação da base e informação para a ANEEL, inicia-se

o processo de revisão tarifária que verifica os montantes e o percentual de restituição para a distribuidora e microgerador.

4.7 CONCLUSÃO

O capítulo 4 buscou demonstrar a metodologia aplicada na forma de composição da tarifa da distribuidora, uma vez que descreve quais materiais e demais atributos que são considerados para efetiva formação de uma base cadastral a ser informada para ANEEL.

A metodologia adotada leva em consideração um novo fator de análise (G), que busca valorar os montantes de ativos inseridos pelos microgeradores, e demonstra uma aplicação no montante de valoração do que foi inserido por terceiros.

Neste sentido, o elemento a ser inserido no fator de cálculo levará em consideração todo o montante de ativos inseridos pelo microgerador (materiais, mão de obra, intervenções pontuais, etc) para agregar aos investimentos proporcionados pela concessionária de distribuição e consequentemente formação de uma base regulatória mais robusta. Os indicadores de disponibilidade do fornecimento aplicado às concessionárias tornam-se pré-requisitos para que a verificação dos montantes inseridos possa ser analisada – descartando assim unidades geradoras que não apresentem contribuição contínua com o sistema de distribuição de energia elétrica.

Por outro lado, o consumidor também necessita ser prestigiado com maior qualidade na energia comprada, por isso além da contribuição com maior disponibilidade de geração, o sistema de depreciação acumulada (soma dos dígitos dos anos) garante que o investidor mantenha seu sistema de geração com equipamentos renovados e prontos para responder adequadamente às futuras demandas por energia.

Também foi apresentada a importância de se desenvolver o início e término de empreendimentos com a maior celeridade possível, uma vez que tal investimento pode vir a compor – de maneira mais rápida – o montante de

informações que é fornecido para agência reguladora durante o período de revisão tarifária.

Neste capítulo, ficou evidenciado o papel importante que a concessionária de distribuição desenvolverá na proposta de expansão da base regulatória, uma vez que caberá a ela a recepção das informações dos ativos inseridos, bem como prestar tais informações (juntamente com os próprios investimentos) para a agência reguladora.

5. APLICAÇÃO DO NOVO MODELO DE COMPOSIÇÃO TARIFÁRIA – ESTUDO DE CASO NOS ASSENTAMENTOS FLORESTAN FERNANDES E SÃO JOAQUIM

No contexto atual, o modelo tarifário para regimento da microgeração distribuída faz com que a instalação tenha objetivo apenas de abatimento de valores pagos pelo consumidor. Neste sentido, o trabalho propõe a metodologia de incremento do modelo em vigência, tornando os investimentos em microgeração distribuída mais atraentes para investidores que buscam retornos com a utilização dos ativos.

Objetivando executar uma análise de modelo de composição tarifária proposto neste trabalho, foi executado um levantamento de campo tendo como objeto de estudo dois assentamentos rurais localizados nos estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul. Neste contexto, serão observadas duas características de assentamentos quando submetidos ao modelo de agregação de ativos proposta neste trabalho.

A escolha dos assentamentos se deu de maneira intencional visto que ambos apresentam características de distanciamento de subestações, e concentração de grande quantidade de consumidores em áreas rurais. Neste levantamento foi considerado apenas o modelo de produção fotovoltaica, de modo que pudesse ser também analisada a viabilidade financeira de implantação de dispositivos geradores, bem como os benefícios que a descentralização de geração poderia trazer para a concessionária de energia elétrica que atende aos assentamentos.

Ainda cabe ressaltar a possibilidade da distribuidora de energia elétrica postergar investimentos em redes que atendam estas localidades ou mesmo remanejá-los para áreas mais prioritárias. Entretanto, o modelo proposto de incorporação dos equipamentos geradores instalados no interior da propriedade dos clientes (considerado apenas para fins de cômputo tarifário) também seriam

caracterizados como investimentos em ativos da distribuição – com recursos oriundos de capital de terceiros.

Outro ponto de destaque a ser ressaltado é a possibilidade de aplicação da metodologia proposta neste trabalho como fonte de renda, que atuaria concomitantemente com as atividades agropecuárias preponderantes nos assentamentos.

Por tratar-se de lotes rurais, existe a presunção de existência de espaço físico para implantação de conjunto geradores de energia em solo, fator este que facilita sua construção, manutenção e operação. Destoando de uma análise em centros urbanos, onde o espaço é exíguo e restringe-se (na maioria dos casos) na aplicação dos conjuntos de geração na parte superior dos imóveis, fator este que causa restrição na quantidade de equipamentos a serem instalados.

Localizados em áreas com grande distanciamento de centros urbanos, os assentamentos aqui apontados são atendidos por redes de distribuição rurais bifásicas (no caso do Assentamento São Joaquim) e trifásicas (no caso do assentamento Florestan Fernandes). Devido a manutenção, construção e operação de redes de distribuição rurais apresentarem valores mais elevados quando comparadas com redes urbanas, contar com conjuntos geradores descentralizados em trechos mais distantes são uma boa alternativa para postergação de investimentos.

Sob a análise da concessionária de distribuição, a consideração de ativos inseridos exclusivamente pelo cliente, além de diluir sua depreciação acumulada, promove um replanejamento do conjunto de investimentos para outros pontos que apresentem – dentro de sua matriz de priorização – uma necessidade maior.

Em um outro conjunto de análise, os equipamentos inseridos pelos interessados na microgeração distribuída teriam a sua manutenção e expansão promovida unicamente pelos proprietários dos conjuntos. Na aplicação do conjunto de regras para composição da base regulatória (manutenção dos indicadores de disponibilidade), obriga-se o interessado a manter os equipamentos em condições aceitáveis de funcionamento.

5.1 PREMISSAS PARA APLICAÇÃO DO MODELO

O modelo previsto neste trabalho considera os ativos de geração distribuída como parte integrante da base de ativos total analisada pela ANEEL durante um período de 4 anos.

A inserção de microgeradores pode ser realizada de diversas formas, tais como, painéis fotovoltaicos, aerogeradores ou biogás. Tal ação dependerá de uma análise de retorno de investimentos por parte do interessado e daí a determinação de qual método é o mais adequado para unidade consumidora estudada.

Visando uma padronização da análise e demonstração do retorno do investimento como o modelo proposto neste trabalho, adotou-se uma realização de análise tomando como base a inserção de painéis fotovoltaicos. Outro ponto a ser destacado, é a premissa de conexão destes geradores em redes de média ou baixa tensão (topologia existente nos assentamentos objeto de estudo), visto que o cômputo da base de remuneração regulatória das distribuidoras é composto em sua maioria destes tipos de ativos.

Outro ponto levado em consideração para a realização deste estudo é o tempo de depreciação dos equipamentos de geração, equiparando-os aos da concessionária de distribuição, que possuem um tempo de vida útil igual a 20 anos. Neste capítulo, considerou-se a depreciação dos ativos no quarto ano de sua vida útil

Para efeitos de valoração dos ativos foram considerados preços de mercado, ou seja, empresas prestadoras de serviços na região onde estão situados os dois assentamentos. Para efeito de aplicação do estudo, foi considerado o bônus de 10% de acréscimo incidentes nos valores acrescidos pelo microgerador.

Outra premissa considerada para este estudo é a taxa de disponibilidade com coeficiente 1 (conforme Tabela 1), que considera os equipamentos ativos em 90% do tempo.

5.2 CARACTERIZAÇÃO DO ASSENTAMENTO FLORESTAN FERNANDES

Localizado no município de Mirandópolis-SP, o assentamento é composto por 210 lotes, com 5 alqueires cada. Em extensão territorial ocupa uma área de 2.868,16 ha, sendo destinada a moradia de famílias e produção agrícola. Foi criado pelo desmembramento da fazenda Retiro no ano de 2013, estando sua administração sob a responsabilidade do INCRA.

Quando se analisa o montante de unidades consumidoras, são 210 clientes que dispõe de ligações trifásicas em suas residências. Analisando as declarações de carga destes consumidores, verifica-se que a mediana é de 22 kW, visto a similitude no ramo da atividade da produção agropecuária.

O assentamento possui 10km de rede primária e 660 m de rede secundária, possuindo 71 transformadores de distribuição instalados ao longo de sua rede, estando distante 50 km da subestação localizada no município de Mirandópolis.

A concentração destes consumidores (existe pouca dispersão geográfica quando se analisa a localização dos centros de carga) facilita a análise da viabilidade da geração distribuída.

Tomando-se por base da hipótese de geração limitada a carga instalada (média) de cada consumidor do assentamento, e também considerando um valor médio de 22 kW de carga instalada, tem-se um preço médio de faturas de R\$125,00.

5.3 CARACTERIZAÇÃO DO ASSENTAMENTO SÃO JOAQUIM

Localizado no município de Selvíria-MS, o assentamento é composto por 116 consumidores que dispõem de ligações trifásicas em suas residências. Analisando as declarações de carga destes consumidores, verifica-se que a mediana é de 22 kW, visto a similitude no ramo da atividade da produção agropecuária.

O assentamento possui 35 km de rede primária e 12 km de rede secundária, contando com 64 transformadores de distribuição instalados ao longo

de sua rede, estando distante 102 quilômetros da subestação localizada no município de Ilha Solteira.

Tal como o exemplo anterior, o assentamento localizado no município de Selvíria – MS, apresenta uma concentração de clientes em uma área rural, fator esse que pode influenciar positivamente na utilização do local como caso para aplicação do modelo de negócios proposto neste trabalho.

Tomando-se por base da condição de geração limitada a carga instalada (média) de cada consumidor do assentamento, e também considerando um valor médio de 22 kW de carga instalada, tem-se um preço médio de faturas de R\$ 190,00

5.4 CONSIDERAÇÕES SOBRE A VIABILIDADE DE IMPLANTAÇÃO DO NOVO MODELO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA.

Levando-se em consideração os dados da rede de distribuição, valores médios de carga instalada dos consumidores e possibilidade implantação dos componentes da geração distribuída, pode-se dizer que o modelo apresenta viabilidade econômica para ambos os lados.

Tomando por base os benefícios pretendidos aos consumidores conectados na rede de distribuição, tem-se a possibilidade de auferir novas fontes de renda, uma vez que a mono dependência da agricultura deixa de existir e vislumbra-se uma nova oportunidade de negócios. A partir do momento em que os elementos geradores presentes nas propriedades passam a fazer parte dos ativos da concessionária de distribuição, o consumidor passará a receber um montante equivalente a remuneração recebida pela concessionária de distribuição, ou seja, quantidade relativa a proporcionalidade dos 29,5% pertencentes a parcela B no momento do reajuste tarifário.

Já para a concessionária de distribuição, a questão de controle do que é inserido deve ser feita de maneira mais assertiva, uma vez que esta irá considerar em sua base de remuneração ativos que são operados por consumidores/produtores descentralizados.

Conforme levantamentos realizados junto a concessionária de distribuição que atende as duas localidades, o custo médio de manutenção de redes de distribuição está em R\$ 9.000,00 por quilômetro de rede em áreas rurais. Soma-se a esse custo, os valores médios de repotencialização dos transformadores, cuja necessidade de substituição está em torno de cinco anos na média, tendo um valor aproximado de R\$ 4.000,00 por transformador bifásico de distribuição.

A periodicidade média de manutenção em redes de distribuição rural é de 5 anos, portanto, estes valores podem ser reduzidos levando-se em consideração a descentralização da produção de energia bem como a desaceleração da depreciação dos transformadores por decréscimo de seu uso.

5.5 APLICAÇÃO DO MODELO NA ÁREA DOS ASSENTAMENTOS

Tomando por base a aplicação do modelo de composição da base de remuneração regulatória das distribuidoras com a inserção de microgeradores distribuídos, realizou-se uma simulação de instalação de elementos de microgeração solar nos dois assentamentos caracterizados neste trabalho. Foi primeiramente feito um levantamento de valores médios regionais para formação de referência a serem informados para concessionária de distribuição e posteriormente a ANEEL.

Foi considerado três opções de fornecedores regionais para aplicação nos assentamentos, considerando uma carga instalada de 22 kW.

A Tabela 4 demonstra um levantamento realizado em três fornecedores que desenvolvem suas atividades na região oeste do Estado de São Paulo, sendo os valores apresentados a seguir.

Tabela 4 – Levantamento dos valores de inserção da microgeração

Fornecedores	Valor do Orçamento
Fornecedor A	R\$ 14.420,00
Fornecedor B	R\$ 13.800,00
Fornecedor C	R\$ 11.980,00

Fonte: Elaboração do próprio autor

De acordo com os valores levantados e demonstrados na Tabela 5, considerando uma carga instalada de 22 kW, tem-se um valor médio de R\$ 13.400,00, importância esta que será utilizada para base de cálculo (materiais e custos de instalação) da base de remuneração regulatória.

Tomando por base que os montantes hoje gastos pela concessionária com manutenção dos ativos, poderá também ser considerada neste modelo, o mesmo levantamento de valores. Foi realizado junto aos mesmos fornecedores os valores médios de manutenção das instalações dos clientes – levando em consideração o período de composição da base de remuneração – 4 anos.

Os valores são demonstrados na tabela 5:

Tabela 5 – Levantamento dos valores de manutenção das instalações de microgeração distribuída (período de 4 anos)

Fornecedores	Valor do Orçamento
Fornecedor A	R\$ 3.800,00
Fornecedor B	R\$ 3.690,00
Fornecedor C	R\$ 3.600,00

Fonte: Elaboração do próprio autor

Considerando os valores levantados junto aos fornecedores localizados na região oeste do Estado de São Paulo, tem-se um valor médio de manutenção no quadriênio de R\$ 3.696,00.

Cabe ressaltar que o levantamento executado na Tabela 5 leva em consideração o montante gasto nos primeiros anos de vida dos equipamentos

da microgeração distribuída e que os valores tendem a aumentar com o passar do tempo e desgaste dos equipamentos de geração.

Este fator (aumento de custos com o passar do tempo) é contrabalanceado com o método de depreciação da soma dos dígitos dos anos que diminui o percentual de perda de valor com o passar do tempo.

Aplicando-se o modelo proposto por este trabalho no assentamento Florestan Fernandes, tem-se o seguinte montante a ser inserido de geração distribuída considerando a quantidade de clientes atendidos. Os valores apresentados na Tabela 6 levam em consideração a somatória das cargas instaladas no assentamento, valores de instalação e manutenção do sistema de microgeração, taxa de disponibilidade e o montante da depreciação acumulada de 4 anos.

Tabela 6 – Aplicação do modelo no Assentamento Florestan Fernandes

Total da Carga Instalada	4.620 kW
Valor da Instalação dos Equipamentos (microgeração)	R\$ 2.814.000,00
Valor da Manutenção dos Equipamentos (4 anos)	R\$ 776.160,00
Taxa de disponibilidade	Coeficiente 1
Bonificação dos ativos	10%
Depreciação Acumulada	34,76% (65,24% VALOR RESIDUAL)

Fonte: Elaboração do próprio autor

Tomando por base as premissas aplicadas neste capítulo, os valores para devolução distribuídos em 4 anos (período seguinte ao fechamento do ciclo tarifário), coeficiente de disponibilidade dos equipamentos igual a 1 (conforme tabela 1), e depreciação acumulada de 34,76%. Aplicando-se a Equação 1, tem-se os seguintes valores:

$$G = 3.590.000,00 * 1 * 0,6524 * 0,10$$

$$G = 2.576.327,00$$

A restituição dos valores aplicados apresentou o percentual de 71,76%, levando em conta o montante aplicado em instalação e manutenção das instalações geradoras.

Aplicando-se o modelo no assentamento São Joaquim, observa-se na tabela 7 os dados de carga e estimativas orçamentárias

Tabela 7 – Aplicação do modelo no Assentamento São Joaquim

Total da Carga Instalada	2.552kW
Valor da Instalação dos Equipamentos (microgeração)	R\$ 1.554.400,00
Valor da Manutenção dos Equipamentos (4 anos)	R\$ 428.736,00
Taxa de disponibilidade	Coeficiente 1
Bonificação dos ativos	10%
Depreciação Acumulada	34,76% (65,24% VALOR RESIDUAL)

Fonte: Elaboração do próprio autor

Tomando por base as premissas aplicadas para o assentamento São Joaquim, os valores para devolução distribuídos em 4 anos, taxa de disponibilidade com coeficiente 1 (conforme Tabela 1) e depreciação acumulada de 34,76%. Aplicando-se a equação 1, os valores ficarão da seguinte forma:

$$G = 1.983.136,00 * 1 * 0,6524 * 0,10$$

$$AIS = R\$ 1.423.177,71$$

De acordo com o cálculo de reposição tarifária, o conjunto de geração do assentamento obteria uma devolução em valores percentuais semelhantes aos do assentamento Florestan Fernandes, onde é demonstrado um retorno de 71,76% do capital aplicado inicialmente

Nos dois casos, as simulações indicam uma recuperação de capital superior a 70% do capital investido inicialmente. Todavia, o estudo de caso parte da premissa da obtenção da eficiência operacional na gestão dos custos de implantação e manutenção, bem como a manutenção dos indicadores de disponibilidade em valores acima de 90% dos equipamentos geradores.

5.6 CONCLUSÃO

O presente capítulo buscou abordar possíveis oportunidades de aplicação do modelo proposto neste trabalho onde se abordou duas realidades existentes em redes de distribuição de média tensão.

No caso do assentamento São Joaquim, além de estar localizado no Estado do Mato Grosso do Sul, a rede de distribuição é bifásica. Em contrapartida, o outro assentamento – Florestan Fernandes – localiza-se no Estado de São Paulo e a rede de distribuição é trifásica.

Os exemplos apontam os extremos da aplicação da metodologia que poderá ser validada pelos assentamentos, uma vez que seu distanciamento de subestações abaixadoras, dificuldade em emissão de desligamentos programados para manutenções e tempo para chegada ao local são fatores que desafiam a logística operacional da distribuidora.

Nas simulações realizadas foi considerada a adesão ao modelo pela totalidade dos consumidores ligados nas redes dos dois assentamentos, valores estes considerados como montante para este estudo.

Obter valores de retorno de investimento com percentuais superiores a 70% do valor investimento inicialmente, apresenta-se como uma boa oportunidade de investimento quando somada a possibilidade de compensação dos créditos gerados conforme modelo em vigência.

O desafio para os investidores na microgeração é a busca por valores de materiais e equipamentos que estejam dentro de um tabelamento desenvolvido pela ANEEL, que levem em conta peculiaridades regionais e

capacidade de reposição do investimento aportada pelos interessados na execução do modelo proposto por esta tese.

A capacidade de operar os equipamentos de geração implantados na propriedade é outro desafio imposto aos interessados, uma vez que se cobrará uma taxa de disponibilidade em valores iguais aos cobrados pela concessionária de distribuição que atende a região em que a microgeração estará implantada.

Nota-se neste estudo que a depreciação acumulada para os primeiros quatro anos do ciclo atinge valores superior a 30% do capital investido (de acordo com o modelo de depreciação pela soma dos dígitos dos anos), situação esta que faz com que se tenha um retorno do investimento menor nos primeiros anos. Recomenda-se neste caso, que a instalação deverá ser feita no último ano do ciclo de formação tarifária, fazendo com que ocorra menor valor de decréscimo nos custos de instalação e manutenção em seus anos iniciais.

6. CONSIDERAÇÕES FINAIS

O modelo de distribuição de energia elétrica brasileiro tem uma regulação atual que ainda inviabiliza novas formas de produção e diversificação da geração de energia. Métodos alternativos são constantemente pensados, mas a barreira regulatória ainda impede muitos potenciais investidores em tomar a decisão de aportar capital no segmento.

Alternativas são pensadas de modo a alterar a legislação vigente, visando propiciar maior flexibilidade e auferir novos ganhos não somente com valores cobrados por tarifas, mas com o estímulo ao consumo e produtividade.

Levando-se em consideração a metodologia de formação de tarifas aplicadas, observa-se que o modelo se restringe aos materiais e homem-hora que as concessionárias de distribuição de energia elétrica inserem em seu sistema elétrico.

A metodologia, quando analisa os valores a serem considerados para composição tarifária, apresenta pontos falhos no sentido de remuneração adequada dos valores inseridos no em sua base referência de remuneração. São elencados médias dos materiais aplicados por todas as distribuidoras de energia elétrica, desconsiderando suas características regionais e porte. Tais características permitem que a distribuidora dependendo de seu volume de compras ou capacidade de execução de obras em redes de distribuição, possa apresentar desempenho melhor do que distribuidoras de porte menor.

Por sua vez distribuidoras de porte médio ou pequeno acabam sendo submetidas a valores que em prática, não conseguirão executar, sendo punidas com decréscimo de 10% em sua base de remuneração por não alcançar os valores de referência sugeridos pela agência reguladora.

Devido a expansão da inserção de microgeradores distribuídos observa-se uma oportunidade regulatória de ganhos de eficiência operacional, uma vez que podem ser utilizados - mediante alteração regulatória que compreenda o modelo- para aumentar a robustez de sua base de remuneração. Por outro lado, a medida sugerida também beneficiaria os investidores da

microgeração, onde ao ceder seus geradores para cômputo de base regulatória (não compreendendo neste modelo, incorporação dos ativos por parte da concessionária de distribuição) pode auferir lucros que ao final de revisão de ciclos tarifários, podem ser repassados ao mesmo.

O estudo demonstrou uma metodologia composta de diversos fatores, tais como materiais e serviços inseridos durante o ciclo tarifário, indicadores de disponibilidade, depreciação acumulada equiparada aos materiais e serviços já utilizados pelas concessionárias de distribuição, inserção do fator G na somatória dos valores regulatórios que se juntarão aos dados informados pela concessionária de distribuição junto a ANEEL.

O modelo pressupõe as concessionárias de distribuição como elo fundamental na construção deste modelo, uma vez que servirão de mediador de informações e fiscalização entre os clientes interessados no modelo de microgeração e os dados solicitados pela agência reguladora.

No âmbito de postergação de investimentos, as distribuidoras terão uma margem de flexibilização maior ao não ter que aportar seus recursos de CAPEX em áreas ocorra incidência de microgeração, podendo remanejá-los para áreas com matriz de priorização maior.

Observando o lado do consumidor final, que de fato arcará com este novo modelo de remuneração cujos valores serão cobrados em suas tarifas, deverá ter a percepção de um salto qualitativo na gestão das redes de distribuição de energia elétrica. Mesmo que ocorra um menor investimento das concessionárias de distribuição em detrimento da aplicação do modelo de microgeração, a tendência de acréscimo de valores em um reajuste tarifários é um fato com grande possibilidade de se tornar realidade.

A metodologia proposta neste trabalho serviria neste aspecto com ambiguidade, pois forneceria benefícios diretos a todos os integrantes do sistema de distribuição. Em um segundo momento, vislumbra-se a oportunidade de aplicação do conceito de construção de microgeradores ao “obras em andamento” que poderá ser considerado como ferramenta para amortização da contabilidade regulatória das concessionárias de distribuição, uma vez que consideraria um montante maior de ativos a serem inseridos no sistema, tornando os valores de juros aplicados – considerando a utilização dos ativos inseridos por terceiros – menores.

O modelo ainda demonstra que a consideração dos ativos de microgeração distribuída, funcionarão como complemento ao modelo aplicado na atualidade, fator este que pode provocar uma maior atratividade dos sistemas de geração e uma aplicação em escala maior.

Todavia análise constante neste trabalho requer uma profunda mudança regulatória que passaria a valorizar os excedentes gerados pelos microgeradores e permitindo sua remuneração em valores monetários. Tais mudanças vão desde o controle por telemedição das unidades que possuem os equipamentos de geração distribuída, alteração do manual de contabilidade regulatória para inserção dos materiais e serviços não contemplados atualmente. Outro ponto é a definição de acordo operativo entre os clientes, distribuidoras e agência reguladora, para esclarecimento de responsabilidades de cada parte no processo de cômputo dos ativos.

A questão tributária também deve ser levada em consideração para a implantação do modelo, uma vez que concessionária de distribuição e investidores passarão a realizar uma transação com repasse de valores mensais.

6.1 LIMITAÇÕES DO ESTUDO

O presente estudo apresenta a criação de um modelo que possibilita a inclusão de microgeradores para composição da base de remuneração regulatória das distribuidoras de energia elétrica. Neste sentido, o estudo se limita a considerar geradores instalados e conectados em redes de média e baixa tensão, não incluindo parques de geração conectados em redes de alta tensão.

O estudo também se baseia no grau condição de eficiência adotado pelos interessados no modelo, uma vez que no instante do cômputo tarifário é analisado o acréscimo ou decréscimo nos valores de materiais/serviços inseridos nos último quatro anos. Portanto, a validade se baseia no condicionante de demonstração de valores em patamares inferiores aos estabelecidos pela ANEEL.

O estudo de viabilidade apesar de demonstrar unidades consumidoras instaladas exclusivamente em áreas rurais, poderá ser aplicado em clientes localizados em áreas urbanas, fazendo o uso dos mesmos critérios estabelecidos nesta tese.

Ressalta-se ainda, que a proposta apresentada neste trabalho carece de regulamentação para ser aplicada, fazendo-se alterações na resolução em vigência para acampar o método de restituição de valores propostos.

Considerou-se também o uso dos instrumentos de concessão como ferramenta para utilizar a concessionária de distribuição como intermediário/beneficiário na proposta de ampliação da base de ativos da distribuição.

6.2 TRABALHOS FUTUROS

O trabalho apresentou um modelo que contemplasse os ativos de microgeração juntamente com os ativos aplicados pelas concessionárias de distribuição em seus processos de expansão e manutenção do sistema elétrico. Neste sentido, faz-se necessário um aprofundamento dos estudos para o delineamento da questão tributária entre todos os agentes envolvidos na mensuração e repasse dos valores na cadeia de imobilização dos ativos.

A remodelagem do manual de contabilidade regulatória também é um ponto que se faz necessário, pois com a metodologia atual de mensuração de ativos, considera-se o grande poder de barganha das concessionárias de distribuição na compra de materiais e equipamentos de redes elétrica. Esta realidade não ocorrerá quanto se abre a possibilidade de pequenos interessados estarem dispostos a comprar de fornecedores, porém em quantidades substancialmente menores.

A tabela utilizada pela agência reguladora deverá ser adaptada para contemplação do novo agente da distribuição ponderando com sua realidade de mercado.

As referências utilizadas pela ANEEL também necessitarão ser revistas, uma vez que seu padrão de comparação é feito por *benchmarking*. Caso ocorra tal aplicação aos microgeradores, regiões que tenham maior facilidade no controle dos indicadores de continuidade e maior acesso a compra de materiais e equipamentos, poderão obter vantagens quando comparados a outras regiões do país.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE DISTRIBUIDORES DE ENERGIA ELÉTRICA - ABRADEE. **Manual do Prêmio Abradee**. São Paulo, 2016.

ALMEIDA, G.F.B. **Análise do desempenho das concessionárias de transmissão com a aplicação da Parcela Variável**. 2010. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), Universidade de Brasília, Brasília, DF, 2010.

ANDRADE, E. M. C. **Desafios na mensuração dos ativos para formação de tarifas no setor de distribuição de energia elétrica: diagnóstico e proposta de equacionamento**. 2015. Tese (Doutorado em Ciências) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2015.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST: Módulo 3 – Acesso ao Sistema de Distribuição**. Brasília, DF, 2017. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/documents/656827/14866914/PRODISTM%C3%B3dulo3_Revis%C3%A3o7/ebfa9546-09c2-4fe5-a5a2-ac8430cbca99. Acesso em: 01 jul. 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. Nota Técnica nº 17/2020-SRE/ANEEL. **Apuração do Indicador de Desempenho Global de Continuidade de 2019**. [S. l.: s. n.], 2020. Disponível em:
https://www.aneel.gov.br/documents/656827/20189282/Nota_T%C3%A9cnica_0017-2020-SRD-ANEEL/ec335020-adc9-5983-fd1d-09c4129ac5f3> Acesso em 20 de jan. de 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Perguntas e respostas sobre tarifas das distribuidoras de energia elétrica**. [S. l.: s. n.], 2007. Disponível em:
http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876406/Perguntas_e_Respostas_2007_1.pdf/ad3cf447-af15-46d8-96b7-a088d8c37591. Acesso em: 22 ago. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Manual de controle patrimonial do setor elétrico MCPSE**. Brasília, DF, 2014. Disponível em:
<https://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887121/MANUAL+DE+CONTROLE+PATRIMONIAL+DO+SETOR+ELÉTRICO+-+MCPSE/3308b7e2-649e-4cf3-8fff-3e78ddeb98b>. Acesso em: 14 jan. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Manual de Contabilidade do Setor Elétrico**. [S. l.: s. n.], 2015. Disponível em:
http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/MCSE_-_Revis%C3%A3o.pdf. Acesso em: 25 jan. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Tarifas: tarifas consumidores: ranking das tarifas**. Brasília, DF, 2017b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Nota Técnica nº 246/2012-SRE/ANEEL – Terceiro Ciclo de Revisões Tarifárias das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica.** 2013. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/nreh20121322.pdf>. Acesso em: 02 dez. 2017c.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL **Geração distribuída:** principais inovações. Brasília, DF, 2016. Disponível em: http://www.aneel.gov.br/informacoestecnicas//asset_publisher/CegkWaVJWF5E/content/geracao-distribuida-introduc1/656827?inheritRedirect=false. Acesso: 06 maio 2019.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Procedimentos de Distribuição do Sistema Elétrico Nacional.** 2016b.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Resolução Normativa nº 686, de 23 de novembro de 2015.** Módulo 2: revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição: Submódulo 2.3 Base de remuneração regulatória. 2015. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015686_Proret_Submod_2_3_V5.pdf. Acesso em: 29 jun. 2017.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Metodologia e critérios gerais para definição do custo de capital a ser utilizado no cálculo da remuneração dos investimentos efetuados pelas concessionárias de distribuição por ocasião da Revisão Tarifária Periódica.** Nota Técnica no 180/2014 SRE/ANEEL e no 22/2015-SRE/ANEEL. Brasília, DF, 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA - ANEEL. **Revisão Tarifária periódica.** Brasília, DF, 2015 b Disponível em: https://www.aneel.gov.br/entendendo-a-tarifa//asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/revisaotarifaria/654800?inheritRedirect=false. Acesso em: 13 jan. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Nota Técnica nº 187/2014-SRE/ANEEL.** Brasília, DF, 2014. Disponível em: Disponível em http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2014/023/resultado/nota_tecnica_custos_operacionais.pdf. Acesso em: 16 jan. 2021.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Nota Técnica nº 394/2009-SRE/ANEEL**, de 01 de dezembro de 2009, e anexos, que estabeleceu a regulamentação do “segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de transmissão de energia elétrica”. Brasília, DF, 2009.

ANUATTI NETO, F.; PELIN, E. P.; PEANO, C. R. **O papel da função X na regulação por incentivos e a consolidação com a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro.** Fundação Instituto de Pesquisas Econômicas de Pesquisas Econômicas, São Paulo, 2004.

ASSAF NETO, A. **Finanças corporativas e valor**. 2 ed. São Paulo: Atlas, 2006.

ASSAF NETO, A.; LIMA, F. G.; DE ARAÚJO, A. M. P. **Uma proposta metodológica para o cálculo do custo de capital no Brasil**. Revista de Administração - RAUSP, vol. 43, pp. 7283, 2008. Disponível em <http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=223417484006>. Acesso em: 16 mar. 2019.

ASSAF NETO, A.; LIMA, F. G. **Curso de administração financeira**. 3. ed. São Paulo: Atlas, 2014.

BARBOSA, Diogo Duarte. **Manual de Controle Patrimonial**: nas entidades públicas. Brasília, DF: Gestão Pública, 2013.

BENEDITO, R.S. **Características da geração distribuída de eletricidade por meio de sistemas fotovoltaicos conectados à rede, no Brasil, sob aspectos técnico, econômico e regulatório**. 2009. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

BRASIL. Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995. **Regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos**. Brasília, DF, 1995. Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8987cons.htm. Acesso em: 13 jan. 2021.

CAVELUCCI, C. **Buscas Informadas Baseadas em Grafos para Minimização das Perdas em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. 1998. Tese (Doutorado) - FEEC/UNICAMP, 1998.

COELHO, C. U. F.; PAES, R. F. Análise dos Critérios de Depreciação das Companhias do Subsetor de Transportes Listadas na Bovespa. **Revista de Contabilidade do Mestrado de Ciências Contábeis**, Rio de Janeiro, v.23, n. 3, 2018.

COPPE. **Análise Institucional**: Política para Micro e Mini GD. Brasil, EUA e Reino Unido. Rio de Janeiro: Centro de Economia Energética e Ambiental (CENERGIA), Programa de Planejamento Energético (PPE), Instituto Alberto Luiz Coimbra de Pós Graduação e Pesquisa em Engenharia, 2013.

CRUZ, V. **Estado e regulação: fundamentos teóricos**. Regulação e agências reguladoras: governança e análise de impacto regulatório. Brasília, DF: Anvisa, 2009.

DAMODARAN, A. **Avaliação de investimentos**: ferramentas e técnicas para determinação de qualquer ativo. 9 ed. Rio de Janeiro: Qualitymark, 2008.

FERNANDES, G. A.; JURKSAITIS, G. J. Economic balance rule of government contracts: a necessary conversation between lawyers and economists. **Revista de Direito Administrativo Contemporâneo**, 2016

FINK, A. **Viabilidade das Redes Compactas Protegidas na Distribuição**

Energia Elétrica. 2013. 51 f. Tese de Conclusão de Curso – Universidade Regional do Noroeste do Estado do Rio Grande do Sul. 2013. Disponível em: http://bibliodigital.unijui.edu.br:8080/xmlui/bitstream/handle/123456789/2241/ADRIANO_Tcc_CORRIGIDO_-_14.01.pdf?sequence=1. Acesso em: 11 ago. 2017.

FOSTER, V.; Antmann, P. **The regulatory Challenge of asset valuation. A case study from the Brazilian Electricity Distribution Sector.** Energy Working Notes, World Bank, 2004.

GROUMPOS, P.; PAPAGEORGIOU, G. An optimal sizing method for stand-alone photovoltaic power systems. **Solar Energy**, Cleveland, v. 38, n. 5, 2009.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **Qualidade do fornecimento de energia elétrica:** confiabilidade, conformidade e prestreza. White Paper. 14 ed. n. 14/Julho, 2014.

IUDÍCIBUS, S. **Teoria da Contabilidade.** 10 ed. São Paulo: Atlas, 2010.

JENKINS, N.; ALLAN, R.; CROSSLEY, P. et al. **Embedded Generation.** London: The Institution of Electrical Engineers, 2000.

JOHNSTONE, D. **Replacement costs asset valuation and regulation of energy infrastructure tariffs.** [S. l.]: Abacus, 2003.

LOPES, Alexsandro Broedel. Uma análise crítica do arcabouço teórico do SFAS 133: Accounting for Derivative Instruments and Hedging Activities. **Caderno de Estudos FIPECAFI.** São Paulo, v. 11, n. 22, p.16-27, set./dez.1999.

LUIZ, C.M. **Avaliação dos Impactos da Geração Distribuída para Proteção do Sistema Elétrico.** 2012. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - UFMG, Belo Horizonte, 2012.

MARTINS, E.; GELBCKE, E.; SANTOS, A.; IUDÍCIBUS, S. **Manual de Contabilidade Societária.** São Paulo: Atlas, 2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2022.** Empresa de Pesquisa Energética. Brasília, DF, 2013.

MISSE, D. G. **História e sentido da criação das agências.** In: ENCONTRO NACIONAL DA ANPUH - Rio, 14., 2010, Rio de Janeiro. anais [...] Rio de Janeiro: Unirio, 2010. p. 1-25.

NERY, E. **Mercados e regulação de energia elétrica.** Rio e Janeiro: [S. n.], 2012.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – NOS. **Procedimentos de Rede, Módulo 4** (Ampliações e Reforços) [S. l.: s. n.], 2017. Disponível em: <http://www.ons.org.br>. Acesso em: 26 abr. 2017.

PADOVEZE, Clóvis Luís; BENEDICTO, Gideon Carvalho de. **Análise das demonstrações financeiras**. 3. ed. São Paulo: Cengage Learning, 2011.

SALAMONI, I. T. **Um programa residencial de telhados solares para o Brasil**: diretrizes de políticas públicas para a inserção da geração fotovoltaica conectada à rede elétrica. 2009. Tese (Doutorado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2009.

SILVA, A. H. L. **Mensuração da Produtividade relativa para o Setor de Distribuição de Energia Elétrica Nacional inserida no Cálculo do Fator X**. Dissertação (Mestrado em Economia) - Universidade de Brasília, Brasília,. 2006.

STADLER, I. BHANDARI, R. MADEIRO, D. **Implementação de Pequenos Geradores (distribuídos) Conectados à Rede Usando Energias Renováveis**. Relatório Técnico GTZ, Universidade de Colônia – Alemanha, ANEEL, São Paulo, Brasil, 2010.

WANDERLEY, C.A., CULLEN, J., TSAMENYI, M. Privatization and Electricity Sector Reforms in Brazil: accounting perspective. **Journal of Accounting in Emerging Economies**, [s. l.], v. 1, p. 53-75, 2011.

ANEXO A

Tabela A.1 Valores de Depreciação dos Ativos das Distribuidoras – 3º Ciclo de Reajuste Tarifário (2011-2014)

3º Ciclo	Bens Depreciados/AIS	3º Ciclo	Bens Depreciados/AIS
FORCEL	35,52%	LIGHT	14,19%
CEB-D	33,70%	ELFSM	13,30%
ELETOBRÁS PIAUÍ	29,50%	ELEKTRO	12,90%
EDEVP	26,99%	BRAGANTINA	12,88%
CPFL PAULISTA	24,93%	CEEE-D	12,86%
CPFL LESTE PAULISTA	23,77%	ENERGISA PARAÍBA	12,65%
CFLO	22,65%	ENERGISA MG	12,59%
HIDROPAN	22,53%	CEMIG-D	12,45%
CAIUÁ	22,01%	COELCE	12,52%
COCEL	21,65%	CEMAR	12,30%
CPFL SANTA CRUZ	21,38%	CPFL JAGUARI	12,25%
ELETOCAR	21,30%	CPFL SUL PAULISTA	12,01%
ELETROPAULO	20,73%	CHESP	11,07%
AES SUL	20,41%	AMAZONAS	10,86%
COPEL-D	20,30%	CPFL PIRATININGA	10,30%
ENERSUL	19,69%	ELETOBRÁS ALAGOAS	10,21%
BANDEIRANTE	18,56%	ENERGIPE	9,55%
MUXFELDT	18,27%	CELTINS	9,13%
IGUAÇU ENERGIA	17,96%	ELETOACRE	8,92%
CELG-D	17,95%	CELPA	8,74%
RGE	17,75%	CEMAT	8,21%
ESCELSA	17,73%	CPFL MOCOCA	8,13%
ENERGISA BORBOREMA	17,60%	COOPERALIANÇA	8,07%
COSERN	16,99%	CNEE	7,88%
CELPE	16,70%	ENERGISA NOVA FRIBURGO	7,72%
ELFJC	15,64%	EFLUL	6,10%
DME-D	16,51%	ELETOBRÁS RONDÔNIA	6,00%
COELBA	15,53%	CELESC	5,84%
UHENPAL	14,90%	AMPLA	5,29%
SULGIPE	14,89%	BOA VISTA	3,91%
DEMEI	14,41%		

Fonte: ANEEL (2020)

O Anexo A2 demonstra um item importante para composição da base de remuneração regulatória das distribuidoras durante o terceiro ciclo de revisão tarifária (2011-2014), onde pode-se avaliar a quantidade de bens totalmente depreciados durante o período de análise.

A tabela demonstra um desdobramento das concessionárias de distribuição que foram objeto de análise pela ANEEL durante o período de

análise dos ativos, e neste cenário, observa-se um grande montante compondo o AIS das distribuidoras que não compuseram o método de cálculo regulatório.

Dentro do contexto defendido por esta tese, a inclusão de novos ativos ou mesmo sua substituição, torna-se fator primordial para que os índices de composição tarifária sejam compostos em valores suficientes para a reposição da capacidade de investimento das distribuidoras.

Tabela A.2 Materiais Unidade de Cadastro Remunerados pela ANEEL

Item	Tipo de Material Unidade de Cadastro
1	CONDUTOR DE TENSÃO INFERIOR A 69Kv
2	ESTRUTURA POSTE
3	TRANSFORMADOR DE DISTRIBUIÇÃO AÉREO
4	MEDIDOR ELETROMECHANICO
5	TRANSFORMADOR DE FORÇA
6	CONDUTOR DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kv
7	ESTRUTURA TORRE
8	MEDIDOR ELETRÔNICO
9	PAINEL
10	EDIFICAÇÃO – OUTRAS
11	RELIGADOR
12	LUMINÁRIA
13	CHAVE SECCIONADORA, TENSÃO INFERIOR A 69kv
14	DISJUNTOR DE CLASSE DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kv
15	CUBÍCULO
16	REGULADOR DE TENSÃO INFERIOR A 69kv
17	ESTRUTURA DE SUPORTE PARA EQUIPAMENTO
18	CONDUTOR
19	CHAVE SECCIONADORA, TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kv
20	TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69Kv
21	MÓVEIS E UTENSÍLIOS
22	BANCO DE CAPACITORES PARARELO INFERIOR A 69 kv
23	SISTEMA DE TELECONTROLE
24	ESTRUTURA DE SUPORTE PARA BARRAMENTO
25	DISJUNTOR DE CLASSE DE TENSÃO INFERIOR A 69 kv
26	SISTEMA DE ATERRAMENTO EM LINHAS E REDES DE DISTRIBUIÇÃO
27	OUTROS EQUIPAMENTOS
28	SUBESTAÇÃO UNITÁRIA
29	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DE TENSÃO IGUAL OU SUPERIOR A 69kv
30	SISTEMA DE ALIMENTAÇÃO DE ENERGIA
31	PROTETOR DE REDE
32	BARRAMENTO – FLEXÍVEL
33	TRANSFORMADOR DE CORRENTE DE TENSÃO INFERIOR A 69kv
34	URBANIZAÇÃO E BENFEITORIAS – MUROS
35	TRANSFORMADOR DE POTENCIAL DE TENSÃO INFERIOR A 69kv
36	PÁRA-RAIOS

37	CANALETA
38	EQUIPAMENTOS DE SERVIÇO

Fonte: Elaboração do próprio autor

Os itens retratados na tabela A3 demonstram os materiais unidade de cadastro que majoritariamente compõe os maiores valores que constituem a base de remuneração regulatória.

Os materiais levados em consideração pela ANEEL são aqueles que demonstram maior valor agregado na formação do Ativo Imobilizado em Curso da distribuidora, ou seja, elementos fundamentais de uma rede de distribuição.

São considerados para efeito de remuneração regulatória até estruturas de alvenaria, geralmente suportes para disjuntores e seccionadoras e casas de comando de subestações.

Ainda de acordo com a tabela A3, o item 12 (luminárias) se faz presente mesmo depois da entrada em vigor da resolução normativa da ANEEL n. 414, de 9 de setembro de 2010. Devido a existência de decisões judiciais em determinados municípios, as concessionárias ainda prestam serviços de expansão e manutenção da iluminação pública. Tais projetos são capitalizados como investimento, todavia não computados para fins de reposição tarifária.