

CENTRO UNIVERSITÁRIO DA FUNDAÇÃO ASSIS GURGACZ
ELISANDRO DA ROSA

**A VIDA ÚTIL DE EQUIPAMENTOS NO SETOR ELÉTRICO, A TAXA DE
DEPRECIAÇÃO E SUA INFLUÊNCIA EM NOVOS INVESTIMENTOS**

CASCADEL
2017

CENTRO UNIVERSITÁRIO DA FUNDAÇÃO ASSIS GURGACZ
ELISANDRO DA ROSA

**A VIDA ÚTIL DE EQUIPAMENTOS NO SETOR ELÉTRICO, A TAXA DE
DEPRECIAÇÃO E SUA INFLUÊNCIA EM NOVOS INVESTIMENTOS**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Centro Universitário da Fundação Assis Gurgacz, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Mário Elias Carvalho do Nascimento

CASCADEL
2017

CENTRO UNIVERSITÁRIO DA FUNDAÇÃO ASSIS GURGACZ
ELISANDRO DA ROSA

**A VIDA ÚTIL DE EQUIPAMENTOS NO SETOR ELÉTRICO, A TAXA DE
DEPRECIAÇÃO E SUA INFLUÊNCIA EM NOVOS INVESTIMENTOS**

Trabalho apresentado ao Curso de Engenharia Elétrica, do Centro Universitário da Fundação Assis Gurgacz, como requisito parcial para obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica, sob a orientação do Professor Mário E. C. do Nascimento.

BANCA EXAMINADORA


Mário Elias C. do Nascimento
Centro Universitário FAG
Eng. Controle e Automação


Helder José Costa Carozzi
Centro Universitário FAG
Eng. de Telecomunicações e Esp. em Redes


Gilson Debastiani
Centro Universitário FAG
Me. Engenharia de Energia na Agricultura

Cascavel, 24 de novembro de 2017

DEDICATÓRIA

Aos meus pais, que me ensinaram a sempre dar o melhor de mim no que estiver fazendo, com perseverança e respeito às pessoas. À minha namorada Vanessa, que sempre apoiou minhas decisões e foi paciente com as ausências devido aos estudos. Às minhas irmãs que sempre me apoiaram e me deram força para que eu conseguisse alcançar este objetivo.

AGRADECIMENTOS

A **Deus** em primeiro lugar, por me iluminar e me dar sabedoria, saúde, força e coragem para nunca desistir dos meus sonhos, sempre vencendo os obstáculos.

Ao professor **Mário Elias Carvalho do Nascimento**, pelos conselhos e orientações, dando direcionamentos para o desenvolvimento deste trabalho, se mostrando sempre disposto a ajudar com muito interesse e dedicação.

Ao professor **Helder José Costa Carozzi**, que me ajudou na escolha do tema e várias vezes me direcionou no desenvolvimento desse trabalho e, mesmo não sendo meu orientador, sempre ajudou nas minhas necessidades.

Agradeço a **minha família**, que sempre me incentivou e me apoiou em minhas decisões e fizeram com que meus objetivos fossem alcançados.

A todos os **professores** do Centro Universitário FAG, grandes educadores que souberam dividir o conhecimento, sempre acreditando na capacidade de cada um.

Agradeço a todos os meus **colegas da FAG e da COPEL**, pelos conhecimentos e experiências divididas e pelo apoio prestado para o bom desenvolvimento deste trabalho.

“A mente que abre a uma nova ideia, jamais volta ao seu tamanho original.”

Albert Einstein

RESUMO

Este trabalho apresenta um estudo sobre a gestão e a depreciação dos ativos do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil, desde a aquisição do ativo quando realizado pela concessionária, passando pelo cadastro, instalação e levantamento dos investimentos realizados pelo prestador do serviço, até a sua depreciação parcial ou total, seja pelo tempo ou condições de uso ou até mesmo pela obsolescência. Para isso, buscou-se entender como são realizados os procedimentos de gestão dos ativos de energia e quais as normativas utilizadas pela ANEEL, que critérios são usados para a remuneração desses ativos, uma vez que a concessionária tem apenas o papel de realizar a prestação do serviço, considerando que todos esses ativos pertencem à união. Durante o desenvolvimento deste trabalho foi realizada uma ampla pesquisa com o que está disponível na literatura até o momento sobre o assunto, para entender corretamente como funciona e o que está sendo praticado de forma correta e o que se pode melhorar na opinião de especialista de mercado e, até mesmo, da própria ANEEL. As distribuidoras de energia elétrica no Brasil, do ponto de vista econômico, são gestoras de ativos e de serviços operacionais para o fornecimento de energia aos consumidores, visto que a energia comprada das geradoras é apenas repassada aos consumidores, juntamente com os tributos e impostos; diante disso, a rentabilidade da distribuidora está na eficiência de sua gestão pessoal, custos operacionais e um grande percentual de lucro ou prejuízo advém da gestão dos ativos, seja na sua apropriação de custos de instalação, pela sua manutenção ou pela substituição precoce ou tardia. Diante do exposto é imprescindível que haja uma boa atenção voltada para o tratamento que se dá aos ativos, entendendo como fazer uma boa gestão, atendendo as normas impostas pela reguladora, pois o setor elétrico vem sofrendo constantes alterações desde 1997, com a instituição da ANEEL, e posteriormente com a implantação do Manual de Controle Patrimonial, as empresas ainda estão se adaptando aos processos regulatórios. Os resultados obtidos demonstraram a importância da gestão dos ativos do setor de distribuição de energia e se há a necessidade de substituir um equipamento que está totalmente depreciado, tão logo quanto o fim de sua vida útil contábil, ou é possível esperar por mais um tempo priorizando outros investimentos, e qual a influência que a depreciação representa em investimentos futuros.

Palavras-chave: Ativos do setor elétrico, Controle patrimonial, Gestão de distribuição de energia, Vida útil de ativos, Tarifas de energia, Remuneração de ativos.

ABSTRACT

This work presents a study on the management and depreciation of the assets of the electric power distribution sector in Brazil, since the acquisition of the asset when performed by the concessionaire, through registration, installation and survey of the investments made by the service provider, until the its partial or total depreciation, whether by time or conditions of use or even by obsolescence. To do this, we sought to understand how the energy asset management procedures are performed and what regulations are used by ANEEL, what criteria are used for the remuneration of these assets, since the concessionaire has only the role of carrying out the provision of the service, considering that all. During the development of this work was carried out an extensive research with what is available in the literature so far on the subject, to correctly understand how it works and what is being practiced in a correct way and what can be improved in the opinion of market specialist and even of ANEEL itself. The electric power distributors in Brazil, from an economic point of view, are managers of assets and operational services for the supply of energy to consumers, since the energy purchased from generators is only passed on to consumers, along with tributes and taxes; face of it, the profitability of the distributor is based on the efficiency of its personal management, operational costs and a large percentage of profit or loss comes from asset management, either in its appropriation of installation costs, maintenance or early or late replacement. In light of this, it is imperative that there is a good focus on the treatment of assets, understanding how to make good management, complying with the rules imposed by the regulator, since the electric sector has been under constant changes since 1997, with the institution of ANEEL, and later with the implementation of the Manual of Patrimonial Control, the companies are still adapting to the regulatory processes. The results obtained demonstrated the importance of asset management in the energy distribution sector and whether there is a need to replace equipment that is totally depreciated as soon as the end of its useful life or it is possible to wait for another time prioritizing other investments, and what influence depreciation represents on future investments.

Keywords: Assets of the electric sector, Asset control, Energy distribution management, Assets useful life, Energy tariffs, Asset remuneration.

LISTA DE ABREVIações

AIS	Ativo Imobilizado em Serviço
ANEEL	Agencia Nacional de Energia Elétrica
BMP	Balancete Mensal Padronizado
BRR	Base de Remuneração Regulatória
BRRL	Base de Remuneração Regulatória Líquida
CAA	Custo Anual dos Ativos
CAIMI	Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis
CAOM	Custo de Administração, Operação e Manutenção
CAPEX	<i>Capital Expenditures</i>
CD	Cota de Depreciação
CPC	Comitê dos Pronunciamentos Contábeis
DAC	Depreciação Acumulada
DNAE	Departamento Nacional de Águas e Energia
DNAEE	Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica
ER	Empresa de Referência
ICMS	Imposto sobre Circulação de Mercadorias e prestação de Serviços
IFRS	<i>International Financial Reporting Standards</i>
IGPM	Índice Geral de Preços de Mercado
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumido Amplo
MCPSE	MANUAL DE CONTROLE PATRIMONIAL DO SETOR ELÉTRICO
MCSE	MANUAL DE CONTABILIDADE DO SETOR ELÉTRICO
MCSPEE	Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica
MME	Ministério de Minas e Energia
MR	Mercado de Referência
OMI	Mineral Isolante
OPEX	<i>Operating Expenditures</i>
PCSE	Plano de Contas do Setor Elétrico
PCSPEE	Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica
PMSO	Pessoal, Manutenção, Serviços e Outros
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
QRR	Quota de Reintegração Regulatória
RC	Remuneração de Capital

RGR	Reserva Global de Reversão
RT	Reposicionamento Tarifário
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SAMP	Sistema de Acompanhamento de Informações Mercado para Regulação Econômica
SFF	Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira
SIN	Sistema Interligado Nacional
TUC	Tipos de Unidades de Cadastro
USD	Uso do Sistema de Distribuição
VMU	Valor de Mercado em Uso
VNR	Valor Novo de Reposição
VOC	Valor Original Contábil
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 - Gráfico do Regime de Regulação por Incentivos Fator X	23
Figura 3.2 - Gráfico do Valor final da fatura de energia elétrica	26
Figura 3.3 - Transformador de potência instalado em subestação	32
Figura 3.4 - Religador automático <i>Westinghouse</i> ®	42
Figura 3.5 - Religador automático COOPER®	43

LISTA DE TABELAS

Tabela 3.1 - RESUMO DA BASE DE REMUNERAÇÃO	36
--	----

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	13
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	15
2.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – SEB.....	15
2.2 A AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL	15
2.3 A CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE NO BRASIL	16
2.4 OS ATIVOS DO SETOR ELÉTRICO	17
2.4.1 A gestão dos ativos da distribuição de energia.....	17
2.4.2 Os ativos imobilizados.....	18
2.5 O MANUAL DE CONTROLE PATRIMONIAL DO SETOR ELÉTRICO – MCPSE.....	19
2.6 O MANUAL DE CONTABILIDADE DO SETOR ELÉTRICO – MCSE.....	19
3 METODOLOGIA	21
3.1 AS REVISÕES TARIFÁRIAS.....	21
3.1.1 O Fator X.....	22
3.2 A RECEITA DE UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA NO BRASIL	24
3.2.1 Composição da tarifa de energia.....	24
3.3 A DEPRECIAÇÃO DOS ATIVOS DO SETOR ELÉTRICO	26
3.3.1 Método de depreciação	28
3.3.2 As taxas de depreciação	29
3.3.3 Conceitos e critérios aplicáveis à vida útil de ativos	31
3.4 A REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS DO SETOR ELÉTRICO	31
3.4.1 Base de ativos onde serão aplicadas as taxas de depreciação	32
3.4.2 Encalhamento ou glosa regulatória de ativos.....	33
3.4.2 Base de Remuneração Regulatória – BRR	34
3.3.3 Quota de Reintegração Regulatória – QRR	36
3.3.4 Cálculo da reposição tarifária	38
3.3.5 Estudo de caso da depreciação dos ativos	41
4 DISCUSSÃO	44
5 CONCLUSÕES	45
5.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	46
REFERÊNCIAS.....	47

1 INTRODUÇÃO

O presente trabalho tem como objetivo a verificação da aplicação das normas regulatórias contábeis de depreciação de ativos no Setor Elétrico Brasileiro (SEB), ou seja, um estudo aprofundado sobre a vida útil de um equipamento adquirido em estado novo e sua desvalorização com o passar do tempo, até que seja necessária sua substituição.

Para fazer esse estudo foi necessário buscar embasamento teórico em toda a legislação brasileira que faz referência ao assunto, destacando os pontos fortes e oportunidades de melhorias, para otimização dos recursos financeiros e uma confiabilidade na operação do sistema.

No SEB, assim como nas indústrias, existem equipamentos e máquinas necessários para que a energia elétrica, produzida por diversas fontes de geração, chegue até as indústrias e residências de todo o país, com níveis de tensão e frequência desejáveis pelos consumidores. Esses equipamentos, com o passar do tempo, sofrem desgastes e perda de valor, pois estão sujeitos a desgastes ou perda de utilidade por uso, ação da natureza ou obsolescência, seja pela exposição ao tempo ou pelo desgaste interno causado pelo seu funcionamento normal. Alguns têm uma vida útil maior ou menor, dependendo de suas características, aplicações ou condições climáticas e localização de instalação [1].

Ao se constatar que o equipamento não está dentro das características adequadas de funcionamento e confiabilidade para o Sistema Elétrico de Potência (SEP), o mesmo precisa ser substituído por outro com as mesmas propriedades elétricas ou com uma tecnologia melhor, a fim de manter o SEP em perfeitas condições de funcionamento [1].

A substituição desses equipamentos não é tão simples como fazer uma cotação de preços e fazer a aquisição: é necessário seguir normas específicas e regulamentadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

É dentro dessas exigências normativas de controle patrimonial de equipamentos do setor elétrico impostas pela ANEEL que será desenvolvido este trabalho, analisando-se como se trata a depreciação dos equipamentos e como isso tem influência na aquisição de novos equipamentos e investimentos.

Todos os anos milhares de reais são investidos no Brasil em novos equipamentos para ampliação no fornecimento de energia e também para a

substituição de equipamentos que já se encontram desgastados ou totalmente depreciados, entretanto, nem sempre o equipamento que está depreciado não atende mais suas finalidades [2].

Em alguns casos os equipamentos são desativados por estarem contabilmente depreciados, mas, fisicamente, ainda oferecem condições de funcionar por mais alguns anos, como é o caso dos transformadores de potência instalados em subestações: devido a suas características estáticas de funcionamento, o equipamento sofre um desgaste menor quando comparado com equipamentos de manobras, como por exemplo disjuntores, religadores automáticos e chaves seccionadoras [3].

A ANEEL regulamenta para que o equipamento depreciado seja substituído por um novo quando estiver totalmente depreciado, o que acaba gerando gastos que poderiam ser evitados, devido ao bom funcionamento ainda apresentado pelos equipamentos, e esses custos não são apenas de aquisição do equipamento novo, mas também de transporte, além do custo para retirada, instalação e ensaios de comissionamento do equipamento que está entrando em operação [1].

Assim, para atender os propósitos desse trabalho, foram analisadas as formas como os bens reversíveis das concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil são controlados pela ANEEL e quais os impactos desses bens na remuneração das distribuidoras.

Para obter conhecimento sobre a gestão dos ativos foi necessário realizar um estudo amplo sobre a legislação brasileira que trata do assunto no SEB, mais especificamente na área de distribuição de energia, e mostrar como é aplicada na prática os cálculos de depreciação e remuneração e como as taxas têm influência na renovação desses ativos.

Assim, este trabalho teve ainda como foco principal o tratamento que a ANEEL dá aos ativos das concessões de distribuição de energia elétrica. As motivações para o controle dos bens reversíveis foram avaliadas tendo como base os seus impactos sobre a remuneração dos serviços prestados pela concessionária e sobre a sua indenização na reversão.

No que tange à atribuição da ANEEL no controle dos bens vinculados à concessão, se apuram os diversos procedimentos normativos da agência sobre o assunto.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 O SETOR ELÉTRICO BRASILEIRO – SEB

Costuma-se dizer que o Brasil é um país que possui dimensões continentais. Com extensão territorial de 8.514.876 km², o Brasil ocupa a quinta posição dos países com maior área territorial do mundo. Para se ter uma ideia comparativa, a Europa, com uma parte da Rússia somada, apresenta 10.180.000 km² de extensão. Dessa forma, é possível imaginar a dificuldade de levar energia elétrica a cada canto do país, tendo em vista a estrutura do Sistema Interligado Nacional (SIN) [4].

Devido a extensão do Brasil, faz-se necessário empreendimentos com grande capacidade de produção de energia. Aqui em nosso país a fonte predominante de energia elétrica é derivada das usinas hidrelétricas, pelo fato de possuir grandes volumes de águas dos rios. Para transportar essa energia aos consumidores precisa-se de grandes extensões de linhas de transmissão com torres e cabos, além das subestações elevadoras e rebaixadoras de tensão [5].

Há algum tempo atrás o SEB sofreu uma reestruturação que derivou da lei Eliseu Resende, nº 8.631/93; a lei veio com importantes modificações no cenário econômico, especialmente para o próprio setor. A primeira mudança foi o redesenho da atuação do Estado, que tirou da iniciativa pública a responsabilidade pelo fornecimento de serviços de infraestrutura. Outra mudança realizada diz respeito à reorganização do setor por meio da desverticalização das atividades que antes eram todas da mesma empresa, ou seja, no mesmo Cadastro Nacional de Pessoas Jurídicas (CNPJ) constavam as atividades de geração, transmissão, distribuição e comercialização. Com a mudança, foi dividido em diversos CNPJ, com o intuito de estimular a competição na oferta e na comercialização de energia elétrica e também melhorar a fiscalização de forma individual [6].

2.2 A AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL

Em 17 de dezembro do ano de 1965 foi criado o Departamento Nacional de Águas e Energia (DNAE) que, em seguida, através do Decreto nº 63.951 de 31 de dezembro do ano de 1968, alterou a sigla do órgão para Departamento Nacional de

Águas e Energia Elétrica (DNAEE) e, posteriormente, em dezembro de 1996, foi instituída a ANEEL, e a partir de dezembro de 1997 foi aprovado o regimento interno da Agência, com a publicação de seu regimento interno, ficando, a partir daí, extinto o DNAEE [7].

A ANEEL é uma autarquia de regime especial, subordinada ao Ministério de Minas e Energia (MME), cuja função é regular e fiscalizar a geração, a transmissão, a distribuição e a comercialização da energia elétrica, atender reclamações de agentes do setor e consumidores para o equilíbrio em benefício de toda a sociedade. A agência também trabalha no sentido de mediar os conflitos de interesses entre agentes do setor elétrico e entre estes e os consumidores. Também faz parte das atribuições da ANEEL a função de conceder, permitir e autorizar instalações e serviços de energia, garantir tarifas justas, zelar pela qualidade do serviço, exigir investimentos, estimular a competição entre os operadores e assegurar a universalização dos serviços [4].

2.3 A CONCESSÃO DE DISTRIBUIÇÃO DE ELETRICIDADE NO BRASIL

A concessão de energia é o ato pelo qual a União, através do Ministério de Minas e Energia (MME), autoriza uma empresa a desenvolver uma determinada atividade econômica do setor de energia elétrica de relevante interesse público, por meio de decreto, condicionado à celebração de um contrato entre as partes [4].

No caso das concessões de energia elétrica, ao final dos contratos, os bens vinculados à prestação do serviço reverterem para a União, tais como máquinas, veículos, enfim, todos os ativos. Esta característica é que permite capturar os benefícios dos ativos amortizados ou depreciados, proporcionando uma redução significativa na tarifa do consumidor final de energia elétrica [6].

O contrato de concessão assinado entre a ANEEL e as concessionárias que prestam os serviços de transmissão e distribuição de eletricidade tem por objetivo estabelecer regras bem definidas a respeito de tarifa, regularidade, continuidade, seguridade e qualidade dos serviços prestados para os consumidores. Da mesma forma, são definidas as penalidades nos casos em que a fiscalização verificar irregularidades [8].

2.4 OS ATIVOS DO SETOR ELÉTRICO

A definição de “ativo” para o setor contábil e financeiro compreende “todo bem ou instalação do patrimônio de um empreendimento que gera uma expectativa de benefícios futuros”, ou seja, é um investimento que deverá gerar lucros.

No setor de energia elétrica, ativos são todos os equipamentos, máquinas, instalações e veículos que são utilizados para que seja possível a realização das atividades da empresa. Na distribuição de energia, pode-se destacar as subestações, redes de distribuição e transmissão de energia, além de veículos e imóveis utilizados para desenvolvimento das atividades [3].

2.4.1 A gestão dos ativos da distribuição de energia

Sobre gestão de ativos costuma-se dizer que quanto melhor uma empresa gerenciar seus ativos e prever seus riscos, maiores vantagens terá no cenário de mercado atual. As expectativas para o mercado de energia em todo o planeta estão em evolução constante e se encontram em diferentes estágios na escala de desenvolvimento. Um fator comum para todos os países é o crescente consumo de energia, e com essa demanda cresce também a necessidade de ativos para suprir o seu fornecimento [9].

É por meio dos ativos de energia que circula toda a economia de um país, uma vez que a energia elétrica movimenta a indústria, onde se encontra a maioria dos equipamentos elétricos que garantem o conforto necessário para a população. Desta forma, como consequência de uma gestão ineficiente dos ativos há sempre grande chance de ocorrer um déficit de energia elétrica, o que poderia acarretar na quebra de economias e abafar o crescimento dos negócios de uma nação [1].

As empresas inseridas no setor elétrico são consideradas gestoras de ativos. Isso significa que a qualidade da gestão dos seus ativos é tão importante quanto o serviço final, pois no fornecimento de energia é repassado para o consumidor apenas os custos da aquisição da energia e encargos, sendo que o que realmente gera lucro são a boa gestão de seus ativos e a gestão de mão de obra. Assim, quanto melhor forem gerenciados seus ativos, maiores serão seus lucros [10].

2.4.2 Os ativos imobilizados

Ativo imobilizado é um equipamento contábil tangível, que é utilizado para a produção ou fornecimento de serviços ou para fins administrativos, e cuja expectativa de uso é de longo tempo [9].

Essa classe de ativos também corresponde aos direitos que tem por objeto os bens destinados à manutenção das atividades ou exercidos como finalidade da empresa, inclusive os que decorrem das operações que acarretam a ela os benefícios, os riscos e a gestão desses bens. Podemos exemplificar as classes individuais de ativos imobilizados como: terrenos, edifícios, equipamentos, máquinas, veículos, móveis e utensílios de informática [3].

Para a maior parte das empresas, o ativo imobilizado é de suma importância econômica no capital empresarial, seja no volume de investimentos financeiros como também na variedade e quantidade de itens. Junte-se a essas características primárias, o grande volume e profundidade de conceitos de avaliação que são aplicados ao seu levantamento inicial e subsequentes, constantes das novas normas contábeis brasileiras com os padrões utilizados pela *International Financial Reporting Standards* (IFRS).

Em particular, no Brasil, a legislação que tributa o Imposto de Renda (IR), tem uma visão amplamente diferente das normas técnicas contábeis, fazendo com que o trabalho dos profissionais da contabilidade seja bastante desafiador para adequar de forma correta todas essas questões [10].

Considerando os termos práticos e operacionais para gestão dos ativos imobilizados, essas características exigem que as empresas se apoiem em sistemas de informações de alta complexidade para gestão do ativo, sistemas esses que possuem grande capacidade de armazenagem de dados e alta resolução, igualmente a todos os requisitos de integração com os demais sistemas de contabilidade gerencial e financeira.

A empresa utilizada como referência nesse trabalho utiliza o sistema *Enterprise Resource Planning* (ERP) da empresa SAP®, uma empresa alemã líder mundial no segmento de sistemas de processamento de dados, presente no Brasil desde 1995, cuja sigla significa “Sistemas, Aplicações e Programas em processamento de dados” [1].

2.5 O MANUAL DE CONTROLE PATRIMONIAL DO SETOR ELÉTRICO – MCPSE

A primeira versão de um controle patrimonial no setor elétrico foi apresentada no texto das instruções para cadastramento dos bens e instalações que estão vinculados aos serviços de eletricidade do Plano de Contas do Serviço Público de Energia Elétrica (PCSPEE), em agosto de 1950, sob o título de Classificação de Contas para Empresas de Energia Elétrica, e vigorou até 31 de dezembro de 1978 [6].

Até março de 1983, o cadastramento de bens e instalações dos serviços de eletricidade era regido por instruções constantes no PCSPEE vigente e suas atualizações. Logo após a instituição da ANEEL e com a conclusão dos trabalhos para adequar, atualizar e revisar a Portaria DNAEE nº 815/1994, coordenado pela Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), originou-se o manual denominado Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) [6].

O MCPSE tem o objetivo de instruir de forma geral o controle patrimonial e o cadastro de bens e instalações de bens do serviço outorgado, também as instruções de envio de dados e informações periódicas de controle patrimonial [2].

A instituição do MCPSE tem por objetivo atender as necessidades de controle do cadastro e das movimentações dos bens e instalações do Setor Elétrico brasileiro pelas concessionárias, permissionárias, autorizadas e pela ANEEL, para acompanhamento patrimonial e avaliação dos ativos em serviços outorgados de energia elétrica [2].

As instruções e conceitos das normas contidas no MCPSE são específicos para o controle do ativo imobilizado utilizado no serviço outorgado de energia elétrica. O cumprimento dessas instruções é opcional para as autorizadas de geração térmica em regime de produção independente e de autoprodução [2].

2.6 O MANUAL DE CONTABILIDADE DO SETOR ELÉTRICO - MCSE

No ano de 2001, a ANEEL realizou uma nova reformulação do plano de contas, com o objetivo de adequar às mudanças ocorridas na legislação aplicável ao setor elétrico, dividir as atividades pelos segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização, e também para adaptar alguns procedimentos

contábeis e de divulgação das Outorgadas aos padrões internacionais, nos aspectos em que não ocorram conflitos em relação à legislação societária brasileira, e para divulgar as informações adicionais relacionadas às atividades das Outorgadas [11].

Como resultado deste trabalho foi instituído um documento denominado Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica (MCSPEE). Este manual contemplou o Plano de Contas do Setor Elétrico (PCSE) revisado, objetivos, instruções gerais, instruções contábeis, instruções de divulgação de dados e informações contábeis, financeiras, administrativas e de responsabilidade social entre outras [11].

Em 2012, identificou-se a necessidade de proceder à reformulação do plano de contas e, conseqüentemente, do Manual de Contabilidade do Setor Elétrico (MCSE), devido principalmente à necessidade de adaptação do plano de contas e dos procedimentos contábeis e de divulgação das Outorgadas aos padrões internacionais da IFRS, e ao Comitê dos Pronunciamentos Contábeis (CPC). Também para o aprimoramento das instruções gerais, de inclusão e exclusão de contas e de aspectos relacionados à funcionalidade do Plano. Justifica-se ainda em função das mudanças ocorridas na legislação aplicável ao setor elétrico, inclusive, o processo de renovação das concessões.

Foram determinantes para essa reformulação a necessidade de destacar claramente os dados e informações referentes ao desempenho da concessão e permissão, segregando-os adequadamente daqueles relativos a outras atividades das Outorgadas, bem como a necessidade de divulgação de informações adicionais relacionadas às atividades das Outorgadas, considerando-se suas características de prestadoras de serviço público, os aspectos de natureza social e os interesses dos diversos tipos de usuários: órgãos reguladores, acionistas, investidores, analistas, funcionários, consumidores, instituições financeiras, credores e público em geral [11].

O MCSE contempla o novo Plano de Contas do Setor Elétrico, objetivos, instruções gerais, instruções contábeis, instruções de divulgação de dados e informações contábeis, financeiras, administrativas e de responsabilidade social entre outras, e foi estabelecido pela Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014, da ANEEL, para entrada em vigor a partir do dia 1 de janeiro de 2015 [11].

3 METODOLOGIA

3.1 AS REVISÕES TARIFÁRIAS

As revisões tarifárias fornecem um conjunto de técnicas e formalidades que têm por objetivo dar estabilidade a determinado setor ou segmento; a isso se costuma atribuir o conceito de Regulação. O poder que concede a outorga de funcionamento dos serviços de eletricidade, gás e água, utiliza a regulação para promover um ambiente seguro e confiável, que estimule os investimentos e o contínuo aumento da produtividade das empresas, para o aprimoramento desses serviços e a modicidade de tarifa para a população atendida[12].

(...) A revisão das tarifas dos serviços públicos concedidos é uma exigência legal, conforme dispõe o art. 9º da Lei nº 8.987/1995 (Lei de Concessões), complementado pelo art. 10 da mesma Lei. Tais dispositivos foram incorporados aos contratos de concessão dos serviços de distribuição de energia elétrica, o que confere à revisão tarifária das concessionárias um caráter de obrigação contratual.

Assim, cabe à ANEEL atuar, na forma da lei e do contrato, nos processos de definição e controle dos preços e tarifas, homologando seus valores iniciais, reajustes e revisões, e criar mecanismos de acompanhamento de preços, conforme inciso X, do art. 4º, do Anexo I, do Decreto nº 2.335/1997.

(...) Por último, a Resolução Normativa nº 338, de 25 de novembro de 2008, que altera a Resolução Normativa nº 234, em seu Anexo IV dispõe sobre a metodologia e critérios gerais para definição da base de remuneração das concessionárias de distribuição de energia elétrica a ser considerada a partir do segundo ciclo de revisão tarifária periódica. Estabelece a citada Resolução o critério para a realização da avaliação dos ativos das concessionárias de distribuição de energia elétrica, devendo ser utilizado o Método do Custo de Reposição de um bem idêntico ou similar ao que está sendo avaliado, considerando seu Valor Novo de Reposição como base para determinação do respectivo Valor de Mercado em Uso (...) (ANEEL, 2009, p. 2).

A cada quatro anos, em média, dependendo do contrato de concessão, no processo de Revisão Tarifária Periódica (RTP) das empresas concessionárias de serviços de distribuição de energia, a ANEEL aprova a Base de Remuneração Regulatória (BRR) (detalhado mais adiante), entendida como o conjunto de equipamentos que possibilitarão o atendimento dos serviços com qualidade desejável, com a referência dos preços de reposicionamentos de mercado, comparados aos índices econômicos atualizados [3].

As revisões tarifárias são realizadas em três modalidades diferentes, com períodos e necessidades que se diferem, conforme descrito a seguir [13].

Reajuste Tarifário Anual

- Aplicado anualmente entre as revisões tarifárias periódicas;
- Visa corrigir as perdas do valor da tarifa decorrentes da inflação;
- Prevê a transferência de parte do aumento de produtividade da empresa ao consumidor, descontando-se do índice de inflação um índice de produtividade.

Revisão Tarifária Periódica

- Aplicado geralmente a cada quatro anos, dependendo do contrato de concessão;
- Visa redefinir o preço máximo da tarifa ou receita mínima que garanta o equilíbrio econômico das empresas;
- Ajusta o índice de produtividade a ser aplicado nos reajustes anuais.

Revisão Tarifária Extraordinária

- Aplicado diante de alterações significativas nos custos da empresa, custos estes não previstos nos mecanismos de revisão tarifária periódica ou reajuste anual;
- Visa garantir o equilíbrio econômico-financeiro das empresas.

3.1.1 O Fator X

O Fator X é uma variável aplicada para o cálculo do Reposicionamento Tarifário (RT); essa variável corresponde a um valor a ser acrescido ou subtraído da variabilidade dos indicadores de inflação, mais precisamente do Índice Geral de Preços de Mercado (IGPM), uma vez que houve a execução dos reajustes tarifários anuais entre as revisões tarifárias periódicas, com o intuito de compartilhar com os consumidores os ganhos de eficiência nos processos e a produtividade, estimados para o período [13].

O Fator X é composto pelos três componentes da equação 1 a seguir:

$$\text{Fator } x = Pd + Q + T \quad (1)$$

Onde:

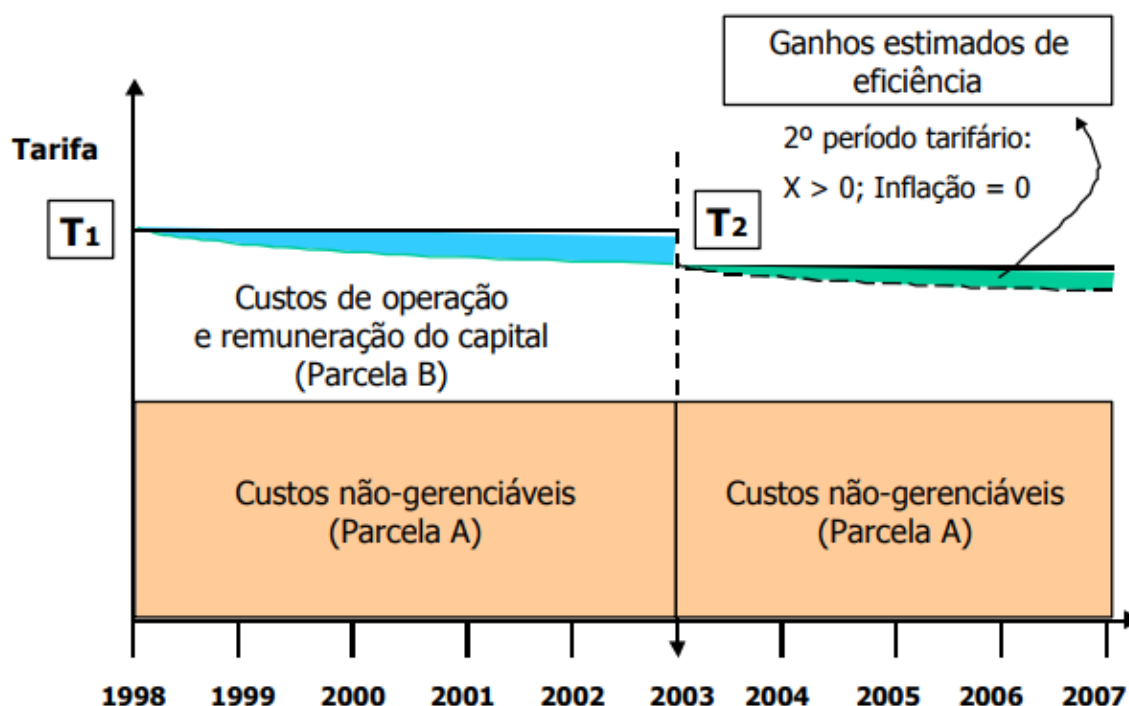
Pd = São os ganhos de produtividade das empresas distribuidoras de energia elétrica em um período histórico analisado, ajustado pelo crescimento do mercado consumidor.

Q = São resultados dos índices de qualidade técnica e comercial da concessionária, que são chamados de mecanismos de incentivo da qualidade do serviço prestado.

T = É a variável que ajusta os custos operacionais em um período definido.

Uma vez que as tarifas sofreram as reposições necessárias segundo o incremento do fator X , são estimados os ganhos de eficiência nos processos de gestão da concessionária para o próximo período tarifário, que são exemplificados na área verde do gráfico a seguir. Dessa forma, as empresas se obrigam a prestar o serviço com a máxima eficiência para que não sofram prejuízos no próximo período tarifário. As novas tarifas máximas para o próximo período tarifário corresponderão à curva pontilhada do Gráfico [14].

Figura 3.1 - Gráfico do Regime de Regulação por Incentivos Fator X



Fonte: [14]

3.2 A RECEITA DE UMA DISTRIBUIDORA DE ENERGIA NO BRASIL

A receita de equilíbrio de uma concessionária de energia elétrica é fixada nos processos de revisão tarifária periódica, que é formada pela Parcela A, referente aos custos de compra, custos de transporte da energia, encargos setoriais e impostos, e também a Parcela B, que são as despesas operacionais e a remuneração financeira sobre os investimentos [3].

Os itens que fazem parte da Parcela A são chamados de custos não gerenciáveis, ou seja, não se pode alterá-los, sendo repassados de forma integral para as tarifas de energia ao consumidor, e nessa parcela não estão estabelecidas metodologias de cálculo [12].

Na Parcela B é onde se encontram os custos que podem ser gerenciáveis, onde há inserção de incentivos para a empresa distribuidora melhorar seu desempenho na gestão das atividades, ou seja, é onde mais efetivamente são aplicados os métodos da regulação por incentivos adotados pela ANEEL. Isso pode ser verificado na formação de Custos Operacionais (OPEX), do inglês *Operating Expenditures*, que compreende o capital que se utilizou para melhorar ou manter os bens físicos de uma empresa, sejam equipamentos, propriedades e imóveis, custos esses classificados como eficientes na Remuneração Total de Capital (CAPEX), derivada do inglês *Capital Expenditures*, e que determina o montante financeiro despendido na compra ou introdução de melhorias de bens de capital de uma empresa [15].

Nos próximos capítulos analisam-se a remuneração total de capital, cujas variáveis de cálculo são a Base de Remuneração Regulatória (BRR), e o Custo Médio Ponderado de Capital (WACC), sigla derivada do inglês *Weighted Average Cost of Capital*, e a Quota de Reintegração Regulatória (QRR). A análise desses componentes tem por objetivo formar os valores a serem incluídos na receita fixada nos processos de revisão tarifária periódica [15].

3.2.1 Composição da tarifa de energia

O setor de distribuição de energia teve sua disposição regulatória revista pelas reformas que ocorreram no setor elétrico, ocorridos a partir do ano de 1995.

Por consequência da nova configuração, isto é, visto que as atividades de geração e distribuição não puderam mais ser executadas pela mesma empresa, a cobrança da energia comprada de terceiros passou a ser neutra para a distribuidora, sendo o custo de aquisição repassado integralmente aos seus consumidores. O mesmo ocorreu com os custos de conexão ao sistema de transmissão utilizado pelo distribuidor [12].

Verifica-se que o distribuidor pode gerenciar apenas os custos para entregar a energia ao consumidor; para tal, é necessário que o regulador defina uma tarifa adequada para os serviços prestados, a fim de que nem a concessionária, nem o consumidor sejam lesados. Para isso são realizados cálculos essenciais e complexos, uma vez que deve ser razoável do ponto de vista do consumidor e, ao mesmo tempo, deve prover recursos necessários para cobrir as despesas geradas de forma eficiente encontrada pelo prestador do serviço, bem como remunerá-lo de forma que possa cobrir seus custos [16].

As tarifas que chegam todos os meses aos consumidores visam assegurar ao prestador dos serviços uma receita suficiente para arcar com as despesas operacionais eficientes e remunerar investimentos com ativos necessários para expandir a capacidade e garantir o atendimento com qualidade. Os custos que a ANEEL determina podem ser maiores ou menores do que os custos praticados pelas empresas, dependendo da gestão da empresa que presta o serviço.

Além dos custos com aquisição da energia e operacional presentes na tarifa, o Governo Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de luz o Programa de Integração Social junto com a Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (PIS/COFINS) e o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) e a contribuição para iluminação pública respectivamente [12].

Desde o ano de 2004 o valor da energia adquirida das geradoras pelas distribuidoras passou a ser determinado também em decorrência de leilões públicos, o que trouxe competição entre as empresas geradoras de eletricidade e vem contribuindo para preços menores.

O transporte da energia da geradora até a unidade consumidora é um monopólio natural, pois a competição nesse setor não geraria ganhos econômicos, por essa razão ANEEL atua para que as atividades sejam compostas por custos eficientes, que efetivamente tem relação com os serviços prestados.

Os encargos e os tributos não são criados pela ANEEL e sim instituídos por

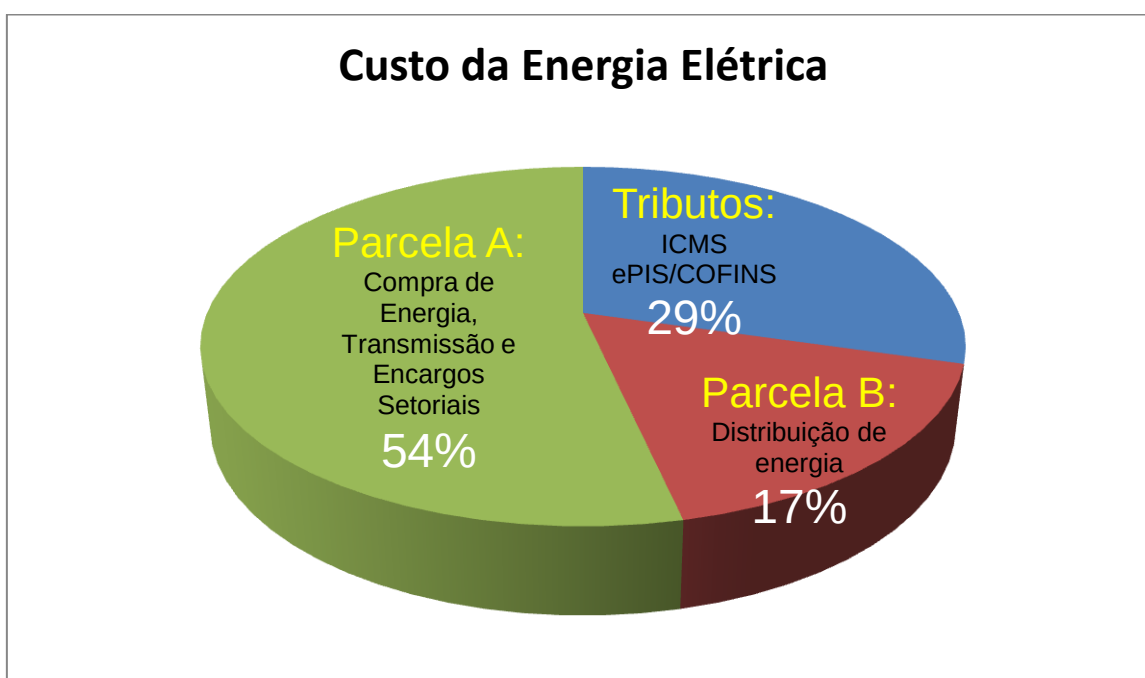
leis. Alguns são inseridos apenas sobre o custo da distribuição, enquanto outros estão inseridos nos custos de geração e transmissão de eletricidade [12].

Para fins de cálculo tarifário o custo da distribuidora é classificado em dois tipos que seguem:

- **Parcela A:** Compra de energia transmissão e encargos setoriais e
- **Parcela B:** Custos da distribuição de energia.

Conforme se observa no gráfico a seguir, os custos de compra de energia representam atualmente a maior parcela dos custos, seguidos dos custos com tributos. A parcela B, referente aos custos de distribuição, ou seja, o custo para manter os ativos em funcionamento e operar todo o sistema de distribuição representa apenas 17% dos custos das tarifas [12].

Figura 3.2 - Gráfico do Valor final da fatura de energia elétrica



Fonte: [12] Adaptado pelo autor.

3.3 A DEPRECIAÇÃO DOS ATIVOS DO SETOR ELÉTRICO

A definição de “vida útil” nas normas internacionais de contabilidade é dada como “a alocação sistemática de uma despesa permissível da parte depreciável de

um ativo sobre sua vida útil”. Esse valor é o custo inicial do ativo subtraído de seu valor restante estimado na data da aquisição [3].

Em outros termos, a vida útil refere-se ao prazo de geração de benefícios econômicos estimados para a entidade que detém a posse, riscos e benefícios do ativo e a vida útil; refere-se ainda à expectativa em relação ao fluxo esperado de benefícios que serão gerados ao longo da vida útil, independente do número de entidades que venham a utilizá-lo. Desse modo, nos casos em que o fluxo de benefícios econômicos futuros seja usufruído de forma exclusiva por um único usuário, a vida útil será, na melhor expectativa, igual à vida econômica do ativo. Esse entendimento amplia a necessidade da determinação do valor restante, de forma que toda a cadeia de utilização do ativo apresente informações que sejam confiáveis [17].

Na prestação dos serviços de energia elétrica, particularmente na distribuição, podemos dizer que o retorno futuro estimado pela concessionária resume-se a três parcelas, quais sejam [17]:

- Amortização do capital investido – que tem a função de devolver à concessionária parte dos investimentos feitos na prestação dos serviços de distribuição;
- Remuneração sobre o capital investido – cuja taxa é a mesma para todas as concessionárias e remunera os investidores pelo custo de oportunidade do capital investido;
- Custos de operação e manutenção – que fornecem à concessionária o montante adequado para cobrir as despesas previstas de serem incutidas na prestação do serviço, observando os requisitos de qualidade estabelecidos.

Além dessas parcelas, para os casos em que não há investimentos de capital por parte da concessionária, é razoável supor a existência de um retorno esperado associado à administração de ativos de terceiros, ou seja, de uma remuneração pelo custo de oportunidade do investidor em operar ativos não onerosos, que se refere à experiência aplicada, tempo dedicado, sujeição a riscos, entre outros [15].

Para exemplificar a importância desse retorno adicional, considere a situação hipotética de um investidor que obtenha a concessão para operar uma rede de

distribuição composta apenas por ativos totalmente depreciados e/ou oriundos de obrigações especiais, que são programas do Governo Federal ou investimento de terceiros. Suponha-se ainda que ele possua garantias concretas de que o seu custo de operação e manutenção será totalmente ressarcido em sua receita futura, independente do volume despendido. Nesse caso, a concessionária logicamente não faz jus às parcelas de receita relacionadas à amortização e ao custo de capital, uma vez que ela opera uma rede já construída, cujos investimentos de capital não foram realizados por ela, mas sim por terceiros.

No que se refere ao custo de operação e manutenção, tem-se que a concessionária receberá a totalidade dos gastos incorridos na prestação do serviço, de forma que essa parcela é indiferente para o investidor do ponto de vista de obtenção de retorno. Não haverá, portanto, capital a ser remunerado e a parcela de receita relativa aos custos operacionais serão neutros do ponto de vista de ganhos efetivos para o prestador do serviço [9].

Fica evidente que, para que um investidor se interesse pela prestação desse serviço de distribuição, é necessário que seja incluída uma parcela de receita que o remunere pelos riscos associados, equivalente ao melhor retorno que ele conseguiria obter ao realizar outra atividade de risco semelhante, ou seja, ao seu custo de oportunidade. Entre os riscos associados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, destacam-se os riscos judiciais e os riscos regulatórios [18].

3.3.1 Método de depreciação

Como não existe um único método de depreciação que seja sempre o mais apropriado, o debate de perfis diferentes de depreciação deve levar em conta necessidade de poder ajustar. Ao considerar os efeitos de vantagens e desvantagens dos diferentes métodos, a ANEEL adota a metodologia do cálculo direto sobre o custo histórico de ativos [11].

Entre suas vantagens, podemos destacar:

- Sua simplicidade, pois, é baseado em custos verificáveis de ativos e é equitativo tanto para atuais quanto para futuros clientes;

- Sua habilidade em gerar encargos razoavelmente constantes em longo prazo;
- É consistente com a eficiência econômica, apesar das implicações precisas da eficiência econômica não estarem totalmente claras;
- É consistente com o que foi feito no passado;
- Reduz as implicações adversas para o momento de preços que resultam de métodos de comutação e também os custos de conformidade regulamentar, que são susceptíveis de aumentar;
- A possibilidade de aplicar esse método de forma mais consistente através de todas as classes de ativos (ativos de vida útil curta e longa);
- Sua ampla aceitação local e internacional.

O MCSE determina que os ativos do Imobilizado devam ser registrados ao custo de aquisição ou construção, deduzido da depreciação calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nos respectivos Tipos de Unidades de Cadastro (TUC), com taxas anuais constantes da tabela XI do referido manual [2].

3.3.2 As taxas de depreciação

As taxas de depreciação de ativos são de extrema importância para uma concessionária de energia, uma vez que esses valores são utilizados no cálculo da determinação da receita da concessionária, que é obtida através da remuneração de seus ativos [11].

Essas taxas variam de acordo com cada tipo de equipamento, em valores percentuais ao ano, conforme a tabela XI do MCPSE, que também é apresentada na Resolução ANEEL nº 44, de 17 de março de 1999 [11].

As despesas de depreciação são distribuídas ao longo da vida útil econômica do ativo, ou seja, o período sobre o qual se espera benefícios econômicos do ativo. A vida útil econômica é mais curta quando comparada à vida útil legal, física, técnica e comercial. Para maior entendimento, segue descrição sobre cada um desses tipos de vida útil.

- Vida útil legal é a vida do ativo que é limitada ao seu tempo de uso efetivo, conforme determinado pelo seu regramento legal: contrato, aluguel, *leasing*, etc.
- Vida útil física: neste caso o ativo pode ser fisicamente danificado e pode ser reduzido em sucata, ou seja, depende do estado de conservação.
- Vida útil técnica depende da qualidade e robustez do ativo.
- Vida útil comercial, cujo valor presente para despesas de operação e manutenção pode exceder o custo de reposição, ou seja, é mais barato substituir.

O setor de distribuição de energia elétrica tem uma enorme base de ativos, onde todos os anos são realizados substituições, devido à depreciação ou ampliação e à necessidade de aumento de carga dos consumidores antigos ou novos que estão se instalando. Uma base de ativos tem sempre sua vida útil econômica governada por fatores técnicos ou físicos [7].

A seguir é possível verificar alguns dos principais fatores que determinam a vida útil econômica da base de ativos, que são [1]:

- Robustez do projeto original dos ativos e qualidade dos materiais e métodos utilizados na sua construção;
- Envelhecimento do ativo devido ao uso e esforços sofridos;
- Manutenções preventivas e sistemáticas;
- Condições climáticas e ambientais;
- Tempo de uso ou nível de carregamento dentro da qual foi projetado;
- Possibilidade para renovação, reforma, aumento de taxa ou atualização para uso contínuo.

Dentre as várias atribuições da ANEEL, podemos destacar, o controle sobre os ativos das concessionárias e permissionárias de eletricidade. Nesse item a preocupação da agência reguladora é sobre o tratamento regulatório para abordar quatro importantes áreas da depreciação que são [3]:

- Ajuste de vida útil do ativo:
- Ativos totalmente depreciados;
- Encalhe de ativos; e
- Resgate e custo de remoção na desativação.

3.3.3 Conceitos e critérios aplicáveis à vida útil de ativos

Como visto em capítulos anteriores, a vida útil é a relação entre a data em que a instalação ou bem da concessionária é colocado em serviço (ligado, energizado) e a data de sua desativação (desligado, fora de operação).

A contabilização da depreciação é a recuperação dos custos originais de ativos e não a medida de custo econômica, de mercado ou de qualquer outro custo não originado do valor [7].

No caso do SEB, as despesas com depreciação são contabilizadas para compor o valor da Depreciação Acumulada (DAC) de cada bem, a partir do seu Valor Original Contábil (VOC), que significa que o valor comercial do bem se dará pela atualização de valores contábeis corrigidos pelo Índice Nacional de Preços ao Consumido Amplo (IPCA). Dessa forma, o valor presente de cada bem ou instalação do ativo permanente das concessionárias, chamado de Valor de Mercado em Uso (VMU) é dado pela diferença entre o custo de reposição atribuído regulatoriamente a esse ativo, chamado Valor Novo de Reposição (VNR), e a DAC registrada ao longo da vida útil desse ativo, partindo de seu VOC [15]. Assim é possível concluir as equações (2) e (3):

$$DAC = VOC \times \text{taxa de depreciação periódica} \quad (2)$$

e

$$VMU = VNR - DAC \quad (3)$$

3.4 A REMUNERAÇÃO DOS ATIVOS DO SETOR ELÉTRICO

Para que um ativo adquirido por uma concessionária do setor elétrico entre para a base de remuneração da ANEEL é necessário que se sigam rigorosamente

as instruções de cadastro constantes no manual MCPSE. Após a instalação e energização, por exemplo, em equipamentos de subestação, para ser remunerado, é necessário realizar o levantamento de campo dos investimentos para a revisão tarifária e então incluir na base de remuneração. Assim, a concessionária começa a receber pelos investimentos realizados durante o período entre as revisões tarifárias [1].

Na figura 3.3 é apresentado um transformador de potência de 30 MVA, instalado na subestação Concórdia, localizada na cidade de Toledo. Esse equipamento faz parte de uma obra de ampliação da capacidade de fornecimento de energia pela Companhia Paranaense de Energia(COPEL) para a cidade de Toledo e cidades vizinhas, onde foram beneficiados, com a obra, cerca de 50 mil consumidores, tendo um custo na ordem de 3,6 milhões de reais, cujo investimento foi incluído na base de remuneração da última revisão tarifária da companhia [19].

Figura 3.3 - Transformador de potência instalado em subestação



Fonte: [Autor]

3.4.1 Base de ativos onde serão aplicadas as taxas de depreciação

A base dos ativos constitui um dos principais ingredientes necessários para aplicar os cálculos da depreciação, tendo em vista a valoração da base de capital

inicial que é uma questão central e crítica na determinação do equilíbrio econômico-financeiro da empresa prestadora dos serviços de distribuição de energia [9].

A base de remuneração regulatória, considerada para aplicação do cálculo da depreciação, considera o Valor Novo de Reposição (VNR) de cada ativo, deduzido de um índice de aproveitamento desse ativo, que é o resultado da aplicação de um índice que considera o percentual de utilização da subestação e a expectativa de crescimento para os próximos 10 anos para o crescimento da carga atendida pela subestação. Este índice de aproveitamento deve incidir apenas sobre os *bays*¹ dos transformadores, o espaço que representa entre as chaves seccionadoras de entrada e saída do transformador, inclusive o disjuntor de proteção do transformador, pois o transformador é quem determina a potência ampliada. Os demais equipamentos e instalações não devem ser considerados para a aplicação do índice de aproveitamento e do seu Valor de Mercado em Uso (VMU) [15].

3.4.2 Encalhamento ou glosa regulatória de ativos

A glosa regulatória significa a retenção de pagamento de despesas de um determinado contrato, devido a estas despesas não atenderem as cláusulas firmadas no contrato, assim, o reembolso das despesas não é realizado.

O encalhamento regulatório de ativos também se refere ao processo pelo qual a ANEEL pode ajustar as despesas de depreciação permitidas sobre o declínio na vida útil econômica de ativos. A ANEEL pode remover a permissão de algumas despesas de depreciação e não compensar, ou seja, glosar a concessionária por investimentos considerados ineficientes ou pelo registro errado de custos de operação e manutenção contabilizados como investimento. Por isso, é necessária a devida atenção no momento de cadastrar os equipamentos e distribuir os custos de projeto adequadamente, na realização de uma obra, por exemplo [3].

¹Bays: É o espaço de entrada, específico de um circuito no pórtico da subestação. Neste caso *bay* se refere ao espaço específico dos equipamentos que pertencem ao circuito do transformador (N do A).

A ameaça de glosa regulatória é geralmente para incentivar investimentos eficientes no momento da aplicação dos recursos e para promover incentivos para a otimização do uso dos ativos.

Quando considerado um investimento eficiente de um ativo em função das informações que são disponibilizadas no momento de sua aquisição, e se torna não utilizado ou aplicado de forma ineficiente, a ANEEL lança mão de um indicador de aproveitamento do ativo [3].

3.4.2 Base de Remuneração Regulatória – BRR

A BRR consiste no capital investido pelas empresas distribuidoras e pelo serviço prestado que será repassado nas tarifas cobradas aos consumidores. O levantamento dos investimentos é realizado em campo e adicionado na BRR no processo de Revisão Tarifária (RT). O produto da BRR pelo Custo Médio Ponderado de Capital (WACC) resulta no valor de Remuneração de Capital (RC). Da mesma forma, ao se multiplicar pela taxa de depreciação obtêm-se a Cota de Depreciação (CD) [20].

De maneira simplificada pode-se dizer que a BRR é formada pelo Ativo Imobilizado em Serviço (AIS), ou seja, o equipamento que está em funcionamento, e avaliado a custo de reposição de acordo com a metodologia do VNR, que estabelece que cada ativo será tratado pelo preço atual de mercado. Deve-se acrescentar todos os gastos necessários para sua reposição, que vão desde o transporte e as obras necessárias para sua instalação e comissionamento, e este novo deve ser similar ao existente com as mesmas capacidades [12].

A contabilidade da empresa é o principal instrumento usado pela ANEEL na fiscalização e levantamento da avaliação dos ativos, cujas atividades são realizadas com base nos dados contábeis, nos inventariados e informações contábeis enviadas pela concessionária periodicamente para a agência reguladora.

Dessa forma, constata-se a importância de uma contabilidade com dados confiáveis, pois dela depende a aprovação da BRR da concessionária distribuidora, com consequência para toda a remuneração do capital investido [3].

Ainda é possível observar a grande importância das ferramentas do setor contábil ao considerar o processo de avaliação e levantamento de ativos. Para

revisão tarifária periódica depara-se com os seguintes procedimentos que são adotados pela agência e reguladora [3]:

- A ANEEL credencia uma lista de empresas avaliadoras aptas a realizar as avaliações.
- A concessionária tem a liberdade de contratar qualquer empresa dentro desta lista de credenciadas fornecida pela ANEEL.
- A empresa que fará a avaliação realiza uma inspeção e avaliação dos ativos, seguindo os critérios estabelecidos pela ANEEL através do MCPSE; em seguida, apresenta um laudo de avaliação dos AIS para a concessionária, e é nesta etapa que concessionária e avaliadora estão sempre em contato.
- A concessionária envia este laudo a ANEEL, especificamente à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (SFF), a qual realiza uma visita de fiscalização do laudo da empresa distribuidora.

No final do processo de avaliação, para emitir seu parecer (de aprovação ou não) e solicitar ajustes, caso julgue necessário, frente ao laudo apresentado pela distribuidora, a equipe de SFF está embasada na contabilidade regulatória disposta pela ANEEL para validar o processo da BRR, proporcionando ainda a minimização de possíveis erros na validação de laudos que podem estar superavaliados e que visam aumentar a remuneração de capital da distribuidora [15].

A título de exemplo, apresenta-se a tabela abaixo, retirada dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) módulo 2.3, utilizada pela ANEEL em um processo de revisão tarifária de distribuidoras de energia [15].

Tabela 3.1 -RESUMO DA BASE DE REMUNERAÇÃO

Item	Descrição	Valores (R\$)
1	Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	
2	Índice de Aproveitamento Integral	
3	Obrigações Especiais Bruta	
4	Bens Totalmente Depreciados	
5	Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	
6	Depreciação Acumulada	
7	AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	
8	Índice de Aproveitamento Depreciado	
9	Valor da Base de Remuneração (VBR)	
10	Almoxarifado em Operação	
11	Obrigações Especiais Líquida	
12	Terrenos e Servidões	
13	Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)-(11)+(12)	

Fonte: [15]Adaptado pelo autor.

3.3.3 Quota de Reintegração Regulatória– QRR

A QRR corresponde à parcela que considera a depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade renovar os ativos utilizados à prestação do serviço ao longo da sua vida útil. Depende fundamentalmente da BRR e da taxa média de depreciação das instalações, conforme equação 4 a seguir:

$$QRR = BRRb \cdot \delta \quad (4)$$

Onde:

QRR: Quota de Reintegração Regulatória

BRRb: Base de Remuneração Regulatória Bruta, e

δ : Taxa média de depreciação da instalação.

Conforme já mencionado, para o cálculo da QRR a taxa média de depreciação das instalações, deve-se utilizar as taxas anuais de depreciação definidas na Tabela XVI anexo ao MCPSE [20].

Por fim, em uma participação bem menor, o Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (CAIMI), também denominado “Anuidades”, refere-se aos

investimentos de curto período de recuperação, tais como os realizados em *hardware*, *software*, veículos, e em toda a infraestrutura de edifícios de uso administrativo [20].

As anuidades serão dadas pela equação 5

$$CAIMI = CAL + CAV + CAI \quad (5)$$

Onde:

CAIMI = Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis;

CAL = Custo Anual de Aluguéis;

CAV = Custo Anual de Veículos; e

CAI = Custo Anual de Sistemas de Informática.

Enfim pode-se dizer que a QRR é formada por um percentual médio de depreciação retirada dos registros contábeis das distribuidoras que se utilizam de taxas constantes das resoluções da ANEEL. Essa taxa é aplicada sobre a BRR com intuito de formar amortização de capital e recompor os ativos para a prestação de serviço, seja em novas obras, chamadas de ampliação ou em melhorias [15].

Nas notas técnicas relativas às revisões tarifárias apresentadas pela ANEEL, a informação referente ao objetivo da cota é bem resumida não havendo detalhes sobre qual parte se refere à amortização dos investimentos e qual se refere à reposição de ativos. Dessa forma deixa em suspenso quanto desse percentual deverá ser destinado para recompor os bens, quanto deverá ser destinado à amortização do capital e quanto foi amortizado de capital investido via tarifa paga pelo usuário [3].

Esse último item pode causar efeitos no final do contrato, uma vez que a Lei das Concessões e o contrato de concessão estabelecem que seja objeto de indenização a parcela dos investimentos vinculados aos bens ainda não amortizados ou depreciados.

Sendo assim, a parcela referente à QRR, que é paga via tarifa, deve ser destinada a amortizar o capital e recompor os bens da concessão, sem haver uma segregação explícita sobre o quanto deve ser destinado para cada finalidade.

A taxa de depreciação média, utilizada como base de cálculo da QRR, gira em torno de 4,5%, de acordo com a média calculada das empresas para o segundo ciclo tarifário, enquanto as taxas de depreciação, apresentadas pelo MCPSE, a

serem utilizadas para fins de depreciação contábil, possuem percentuais que variam de 2,0% a 5,9%, relativos a equipamentos de distribuição [11].

Sobre os custos operacionais (OPEX) utilizados como componente da receita de equilíbrio, a ANEEL adota os custos de uma empresa de referência, que resultam em custos operacionais considerados eficientes, e são adotados como parâmetro de incentivo para que as empresas estejam sempre em busca de uma redução do custo operacional, tendo como balizador o valor fixado no processo de revisão tarifária [9].

É importante ressaltar que as estratégias adotadas no que se refere aos custos operacionais das distribuidoras faz com que elas promovam mudanças em suas estratégias funcionais e específicas, devido aos critérios utilizados e dos custos estabelecidos via Empresa de Referência (ER). Isso porque os custos operacionais com base na ER são fixados no ano da revisão e permanecem vigentes durante todo ciclo tarifário [16].

Assim, ao reduzir os gastos de operação abaixo dos custos operacionais fixados, a distribuidora automaticamente aumenta sua remuneração e esse é um dos principais incentivos para as distribuidoras, já que esses custos estão diretamente ligados a sua administração [16].

Além disso, a sinalização dada motiva as distribuidoras a se aperfeiçoarem em seus processos de gestão, de modo a reduzirem seus custos e consequentemente obter maior rentabilidade, que é prevista no processo de revisão tarifária, ou até superá-las durante o período tarifário [15].

3.3.4 Cálculo da reposição tarifária

Conforme determinado nos módulos do PRORET da ANEEL, especificamente no sub módulo 2.1, no RT, o equilíbrio econômico-financeiro da concessão é realizado por meio dos ajustes das tarifas homologadas no último reajuste tarifário; esses valores são para mais ou para menos, e considera o retorno adequado do capital investido pela concessionária de forma prudente para a cobertura dos custos operacionais [20].

O percentual médio de variação das tarifas RT, estabelecido na data da revisão tarifária, é dada pela fórmula 6 a seguir:

$$RT = \left(\frac{RR-OR}{RV} - 1 \right) \times 100 \quad (6)$$

Onde:

RT: Reposicionamento Tarifário Médio (%);

RR: Receita Requerida;

OR: Outras Receitas;

RV: Receita Verificada.

A receita verificada é a receita anual de fornecimento, de suprimento, de consumo de energia e de Uso do Sistema de Distribuição (USD), calculada considerando-se as tarifas econômicas homologadas no último reajuste tarifário e o Mercado de Referência (MR), excluídos os encargos e tributos financeiros do setor elétrico [12].

O MR compreende os montantes de energia elétrica, demanda de potência e de uso do sistema de distribuição faturados no período de referência (período esse que compreende os últimos doze meses que antecede a revisão tarifária), a concessionária de distribuição, consumidores, autoprodutores e centrais geradoras que façam uso do mesmo ponto de conexão para importar ou injetar energia na rede elétrica, bem como pelos montantes de demanda de potência contratada pelos demais geradores para USD. No cálculo da Receita Verificada usam-se as informações relativas ao mercado faturado no último mês do período de referência, repetindo-se os montantes realizados no mês imediatamente anterior [9].

A Receita Requerida corresponde à receita compatível com a cobertura dos custos operacionais eficientes, e com o retorno adequado para o capital investido de forma prudente é composto pela soma da parcela A e parcela B, conforme demonstrado na equação 7 [20].

$$RR = VPA + VPB \quad (7)$$

Onde:

RR: Receita Requerida;

VPA: Valor da Parcela A

VPB: Valor da Parcela B.

A Parcela A corresponde aos custos relacionados às atividades de

transmissão e geração de energia, inclusive geração própria, além de encargos setoriais definidos em legislação específica, cujos preços e montantes não dependem da distribuidora.

A parcela A é composta pelos componentes da equação 8 a seguir:

$$VPA = CE + CT + ES(8)$$

Onde:

VPA: Valor da Parcela A;

CE: Custo de aquisição de energia e geração própria;

CT: Custo com conexão e uso dos sistemas de transmissão e/ou distribuição;

ES: Encargos setoriais definidos em legislação específica.

A parcela B compreende os custos próprios da atividade de distribuição e gestão comercial dos clientes, sujeitos ao controle e práticas gerenciadas na administração dos custos praticados pela concessionária. É composta pela soma dos componentes da equação 9 [20].

$$VPB = CAOM + CAA(9)$$

Onde:

VPB: Valor da parcela B;

CAOM: Custo de Administração, Operação e Manutenção; e

CAA: Custo Anual dos Ativos.

O Custo de Administração, Operação e Manutenção (CAOM) também é conhecido em algumas concessionárias como custo de Pessoal, Manutenção, Serviços e Outros (PMSO), cuja metodologia de cálculo é descrita no sub modo 2.2 do PRORET da ANEEL e é dada pela soma dos componentes da equação 10.

$$CAOM = CO + RI (10)$$

Onde:

CAOM: Custos de Administração, Operação e Manutenção;

CO: Custos Operacionais;

RI: Receitas Irrecuperáveis.

O Custo Anual dos Ativos (CAA) é dado pela equação 11.

$$CAA = RC + QRR + CAIMI(11)$$

Onde:

CAA: Custo Anual dos Ativos;

RC: Remuneração do capital, incluindo a remuneração líquida e tributos;

QRR: Quota de Reintegração Regulatória (depreciação) e

CAIMI: Custo Anual das Instalações Móveis e Imóveis (Anuidades).

A Remuneração do Capital (RC) corresponde à remuneração dos investimentos realizados pela concessionária e depende fundamentalmente da BRR e do custo de capital, conforme equação 12 [20].

$$RC = (BRR - RGR).r_{WACC^{pré}} + RGR.r_{rgr} \quad (12)$$

Onde:

RC: Remuneração do Capital;

BRR: Base de Remuneração Regulatória Líquida;

RGR: Saldo devedor de Reserva Global de Reversão;

$r_{WACC^{pré}}$: Custo médio ponderado de capital real antes dos impostos; e

r_{rgr} : Custo de capital da RGR (Reserva Global de Reversão).

3.3.5 Estudo de caso da depreciação dos ativos

A seguir é demonstrado um estudo prático realizado com dois equipamentos de uma concessionária de distribuição de energia, onde foi possível analisar os custos envolvidos em cada caso para manter os ativos em funcionamento.

Figura 3.4 – Religador automático *Westinghouse*®



Fonte: [autor]

O primeiro equipamento analisado é da marca *Westinghouse*®; é um equipamento americano, cujo ano de fabricação é 1985 e devido às suas características construtivas são necessárias uma aplicação de 98 horas por parte de um profissional para a realização da manutenção preventiva, que é feita em uma periodicidade com intervalos de 48 meses, devido a sua parte ativa e extinção de arco elétrico que ficam imersas em óleo Mineral Isolante (OMI). Por ser um equipamento alimentador de circuito, este realiza inúmeras aberturas com carga, o que deixa o OMI carbonizado. Vejamos a seguir o segundo modelo da análise comparativa.

Figura 3.5– Religador automático COOPER®



Fonte: [autor]

Para o estudo comparativo, no segundo caso, foi utilizado um equipamento que está sendo amplamente utilizado nos dias atuais por todas as concessionárias do Brasil. Este é um modelo Form 6 da empresa COOPER®, cujo ano de fabricação é 2016. O equipamento não possui OMI e todo seu isolamento da parte ativa é feito por material polimérico. A extinção do arco elétrico é realizada por câmaras de vácuo, o que torna suas manutenções, nesses pontos, dispensáveis. São realizadas manutenções preventivas apenas a cada 72 meses, ou seja, uma diferença de 24 meses do primeiro modelo, e o tempo necessário que um profissional despende para efetuar essa manutenção é de apenas 15 horas. Quando comparado com o primeiro equipamento, o mesmo técnico poderia fazer, em média, a manutenção em 6 equipamentos desse segundo modelo, enquanto faria apenas um do primeiro.

Diante do levantamento de tempo de manutenção e periodicidade, é possível concluir que, o tempo de mão de obra seria reduzido em 10 vezes, devido ao tempo necessário e a periodicidade das manutenções, isso sem calcular os deslocamentos se a manutenção fosse realizada em campo, pois, as subestações estão localizadas em várias cidades, e algumas estão distantes das equipes de manutenção.

4 DISCUSSÃO

No Brasil a ANEEL definiu, através da metodologia da BRR, que a depreciação seria tratada pelo método direto, com taxas de depreciação baseadas na vida útil econômica dos bens e instalações cadastradas como unidades de cadastro do patrimônio, e inventários elaborados por meio de laudos de avaliação ou relatórios de controle periódicos. Estas são as bases de informação utilizadas para o cálculo da QRR, ou seja, as bases para cálculo de reposição dos ativos.

A visão de depreciação utilizada no setor elétrico brasileiro, onde as taxas de depreciação são aplicadas a uma Base de Remuneração Bruta para obter o custo de reposição dos ativos, também afeta a remuneração do investimento, visto que esta é calculada com a aplicação da WACC sobre a Base de Remuneração Regulatória Líquida (BRRL).

Os custos não gerenciáveis (parcela A) têm maior percentual, não só pelo seu volume de encargos setoriais e tributos no setor elétrico brasileiro, cujos agentes de distribuição fazem um papel de coletores para o estado, mas também pela horizontabilidade do setor, que faz com que os custos que compõem a geração e a transmissão sejam componentes adicionados nas tarifas pelos agentes de distribuição. Assim, o regulador mantém um acompanhamento constante sobre a estabilidade financeira dos distribuidores por meio de relatórios periódicos de informações econômicas e financeiras, chamado de RIT.

A análise do RIT permite ao regulador acompanhar de perto os diversos aspectos da concessão, tanto nos índices operacionais e técnicos, quanto nos indicadores financeiros. Outros relatórios padronizados também são avaliados constantemente pela ANEEL, tais como os que são enviados no Sistema de Acompanhamento de Informações Mercado para Regulação Econômica (SAMP) e o Balancete Mensal Padronizado (BMP). As informações fornecidas pelas concessionárias são fiscalizadas de forma criteriosa e rigorosa e as não conformidades levantadas são penalizadas.

No estudo de caso observou-se que não é interessante para a concessionária, do ponto de vista financeiro, manter um ativo depreciado e com tecnologia ultrapassada em funcionamento, pois os custos para manter esse tipo de equipamento em operação se elevam muito, em relação à um equipamento em estado novo e de melhor tecnologia que realiza os mesmos trabalhos.

5 CONCLUSÕES

Ao referir-se aos ativos totalmente depreciados no setor de distribuição de energia, tem-se que ao final da sua vida útil contábil, esses deixam de ser remunerados, pois já estão totalmente depreciados e pagos, consequentemente não possuem mais um retorno financeiro associado. Entretanto, dependendo da robustez e dos cuidados com as manutenções, ao fim do período de depreciação, alguns tipos de ativos ainda oferecem condições de trabalho e podem ser utilizados.

Diante do exposto, muitas vezes as empresas mantêm a operação dos chamados ativos totalmente depreciados, que correspondem aqueles que já foram remunerados, mas que ainda apresentam condições de uso. Em outros casos, as empresas preferem substituir os ativos contabilmente depreciados, independente das condições em que se encontram, uma vez que, agindo assim, elas continuam a receber a remuneração associada à sua gestão.

Observa-se que os procedimentos regulatórios de desconsiderar na base de remuneração os ativos contabilmente depreciados, mesmo que em boas condições operacionais, não parece a melhor alternativa do ponto de vista da equidade, da eficiência e da modicidade tarifária, tendo em vista que, caso a concessionária decida por manter em operação esses ativos que estão totalmente depreciados, ela se responsabiliza pela gestão e pelos riscos associados a esses ativos sem receber qualquer retorno financeiro relacionado, uma vez que esses já não compõem mais a base de remuneração.

Por outro lado, a substituição precoce, ou seja, antes do fim da sua vida útil real, faz com que a tarifa passe a incorporar uma taxa de remuneração e uma taxa de depreciação associadas ao novo ativo, apesar de o antigo ainda apresentar boas condições de uso. Tem-se, portanto, que os ativos totalmente depreciados e as obrigações especiais, apesar de estarem relacionados à investimentos prudentemente realizados e à bens que estão efetivamente a serviço da concessão, não são remunerados segundo a metodologia regulatória vigente sobre revisões tarifárias.

O que se entende na legislação vigente é que o ativo totalmente depreciado, além de sair da base de remuneração, pois já está totalmente remunerado, após sua depreciação receberá somente pelos custos de operação e manutenção, e por estar totalmente depreciado, apresenta desgastes físicos (o que é natural em um

equipamento que opera por um longo período e na maioria das vezes expostos em ambientes abertos que estão sujeitos a sol e chuva), que o torna-se mais suscetível à manutenções corretivas e à falhas inesperadas, vindo com isso afetar os indicadores de qualidade e receita, pois esses indicadores afetam diretamente na receita em forma de multas e são variáveis importantes na composição na tarifa de energia, conforme a variável Q vista na composição do fator X.

Para que seja viável econômica e tecnicamente para uma concessionária operar um ativo depreciado, seria necessária uma remuneração pelos riscos envolvidos em sua operação e o risco passaria para a responsabilidade do regulador. Dessa forma, poderiam minimizar os custos agregados nas faturas, mas poderia haver maiores interrupções no fornecimento de energia para os consumidores. Para finalizar, pode-se dizer que um ativo totalmente depreciado eleva os custos de manutenção e riscos de interrupção no fornecimento de energia, e que a qualidade do serviço prestado pela concessionária e o conforto oferecido aos seus consumidores é um valor agregado.

5.1 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Para um entendimento mais amplo sobre o assunto, sugere-se a leitura completa do PRORET Submódulo 2.3, onde é detalhada a forma de levantamento da Base de Remuneração Regulatória. Quem se interessar em conhecer o processo completo da Revisão Tarifária, deverá entrar no site da ANEEL, onde estão disponíveis as últimas revisões tarifárias realizadas nas concessionárias de eletricidade e é possível verificar passo a passo o processo e conhecer valores reais.

Como sugestão para trabalhos futuros, pensa-se na elaboração de um manual simplificado sobre o processo de gestão dos ativos do setor elétrico, a fim de que os profissionais que trabalham na área possam ter um entendimento globalizado de todo o processo, pois, atualmente esses trabalhos são divididos entre técnico e contábil e cada um dos setores entende o processo em partes e de forma diferenciada. Também se sugere uma cartilha simples e ilustrada para o consumidor final entender como funciona o setor elétrico e o que é cobrado na fatura de energia todos os meses, além da energia consumida.

REFERÊNCIAS

- [1] Escola Federal de Engenharia de Itajubá - **Estudo de Vida Útil Econômica e Taxa de Depreciação**. VOL. 1, Itajubá – MG, 2000. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/012/documento/relatorio_vida_util_volume_1.pdf>. Acesso em: 31 de maio de 2017.
- [2] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - **Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/documents/656815/14887121/MANUAL+DE+CONTROLE+PATRIMONIAL+DO+SETOR+EL%C3%89TRICO+-+MCPSE/3308b7e2-649e-4cf3-8fff-3e78ddeb98b>>. Acesso em: 23 de maio de 2017.
- [3] CHEBERLE, Luciano Augusto Duarte - **A Vida útil de instalações no setor elétrico e sua influência na definição das tarifas de distribuição de energia no Brasil**, 2013. 126p. Dissertação: Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios, Universidade de Brasília - UnB. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876412/Dissertacao_Luciano+Cherbele.pdf/5b825fff-64cf-437c-8408-2a774323e5e2>. Acesso em: 31 de maio de 2017.
- [4] Ministério de Minas e Energia - **Entidades vinculadas e afins**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/entidades-vinculadas-e-afins/aneel>>. Acesso em: 17 de maio de 2017.
- [5] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - **Contratos de Concessão**. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/contratos1>>. Acesso em: 23 de maio de 2017.
- [6] Ministério de Minas e Energia - **Concessões de Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica: Perguntas e Respostas**. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1256596/Perguntas_e_respostas__Concessoes.pdf/57c8080d-eb1b-4052-9c3e-d3c4c010e974>. Acesso em: 17 de maio de 2017.
- [7] Histórico Aneel - **Origens no Ministério da Agricultura**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/area.cfm?idArea=8&idPerfil=3>>. Acesso em: 17 de maio de 2017.
- [8] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - **Resolução normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/cedoc/bren2010414.pdf>>. Acesso em: 22 de outubro de 2017.
- [9] SOUZA, A. S.; VENÂNCIO, J. B.; RESENDE, K. V. **Controle patrimonial nas empresas do setor elétrico brasileiro: A nova configuração**, Universidade Federal de Uberlândia, RAGC, v.1, n.1, p.22-39/2012. Disponível em: <<http://www.fucamp.edu.br/editora/index.php/ragc/article/view/275>>. Acesso em: 01 de Jun. de 2017.
- [10] Copper Alliance – **Gestão de Ativos: oportunidades e desafios para o setor**

elétrico. Disponível em: <<http://leonardo-energy.org.br/wp-content/uploads/download-manager-files/Doc.%202-ga%20tr%20Gestao%20de%20Ativosoportunidades%20e%20desafios%20para%20o%20setor%20el%C3%A9trico.pdf>>. Acesso em 22 de outubro de 2017.

[11] Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL - **Manual de Contabilidade do Setor Elétrica – MCSE.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/MCSE_-_Versao_2015.pdf>. Acesso em: 23 de maio de 2017.

[12] SGT ANEEL – **Composição da tarifa de energia** – Publicado em 04/02/2016 Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/entendendoatarifa/asset_publisher/uQ5pCGhnyj0y/content/composicaodatarifa/654800?inheritRedirect=false>. Acesso em 15 de outubro de 2017.

[13] Aneel - **Nota Técnica nº 030 SRE/ANEEL** – Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Nota_tecnica_revisao_tarifaria_Paulo_Pedrosa_17jan03.pdf>. Acesso em 14 de Outubro de 2017.

[14] Resolução Aneel Nº 44 - **Taxas anuais de depreciação** – Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/leitura_arquivo/arquivos/Tabela_Taxas_Depricao_RIT.pdf>. Acesso em 15 de outubro de 2017.

[15] ANEEL– PRORET Submódulo 2.3 –**Base de Remuneração Regulatória.** Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Subm%C3%B3dulo%202.3_V%202.0.pdf>. Acesso em 28 de outubro de 2017.

[16] SILVA, Renata de Oliveira e - **Remuneração Do Serviço De Distribuição De Energia Elétrica No Brasil: A Situação Das Obrigações.** Dissertação: Mestrado Profissional em Regulação e Gestão de Negócios, Universidade de Brasília - UnB. Disponível em: <http://repositorio.unb.br/bitstream/10482/15430/1/2013_RenatadeOliveiraSilva.pdf>. Acesso em: 22 de outubro de 2017.

[17] IFRS Brasil - **Taxas de Depreciação: Vida Útil Econômica ou Vida Útil** – Artigo Disponível em <<http://ifrsbrasil.com/ativos/ativo-imobilizado/depreciacao>>. Acesso em: 28 de outubro de 2017.

[18] CPFL – **O Índice de Aproveitamento de Subestações e o Planejamento da Expansão:** um estudo de caso. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/audiencia/arquivo/2006/008/contribuicao/mecia_mara_grupo_cpfl_energia_anexo_i_-_ias_e_o_planejamento.pdf>. Acesso em: 28 de outubro de 2017.

[19] Agência de notícias do Paraná. **Copel reforça subestação em Toledo.** Disponível em: <<http://www.aen.pr.gov.br/modules/noticias/article.php?storyid=92992&tit=Copel-reforca-subestacao-em-Toledo>> Acesso em 29 de outubro de 2017.

[20] ANEEL – PRORET Submódulo 2.1 -**Revisão Tarifária Periódica das Concessionárias de Distribuição - Procedimentos Gerais.** Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/arquivos/PDF/Proret_Subm%C3%B3dulo%202.1_V2.pdf Acesso em 29 de outubro de 2017.