

Modernização e Extensão da Vida Útil da Rede Elétrica – Potenciais Melhorias no Marco Regulatório Brasileiro

Maio 2025

1. A Motivação da Temática

O setor elétrico brasileiro passou por uma revisão em meados dos anos 90 e o principal objetivo era liberalizar o mercado, onde fosse viável, e obter novos reforços para acomodar o crescimento da carga com base em investidores tradicionais e novos.

As concessionárias originais estavam se desmembrando em geração, distribuição e transmissão, e novas atividades de varejo foram estabelecidas. Um grande programa de privatização também foi aplicado e 70% das empresas de distribuição foram privatizadas com sucesso, e algumas das corporações de geração também foram privatizadas.

Para transmissão, o governo adotou principalmente a entrada de novos investidores privados apenas na expansão da rede. De acordo com o regulador (ANEEL), quase 80 mil quilômetros de novas linhas foram concedidos como concessão pública de 30 anos por leilões que excederam US\$ 50 bilhões em investimentos. Recentemente, a maior concessionária de transmissão também foi privatizada.

Desde a primeira reforma na década de 90, os setores de transmissão e distribuição são considerados um monopólio natural, separados de outros segmentos e sujeitos a forte regulamentação e controle tarifário.

Portanto, os ativos de rede são divididos em segmentos de transmissão e distribuição, ambos sujeitos a contratos de concessão outorgados pelo governo federal para prestação de serviço público. O segmento de transmissão é definido como todos os ativos com nível de tensão maior ou igual a 230 kV. O arcabouço regulatório aplicado neste segmento também é separado. As redes de distribuição são aquelas com níveis de tensão menores.

1.1 Segmento de Transmissão

Todas as concessionárias têm seus ativos misturados em diferentes lugares para compor a rede de transmissão de alta tensão, denominada “Rede Básica” no Brasil. Cada concessionária é responsável por construir, comissionar, operar e manter o conjunto de ativos registrados em seu nome durante todo o período de concessão (30 anos). O operador do sistema ONS, é responsável por supervisionar os cronogramas de manutenção e monitorar o desempenho de cada concessionária na “Rede Básica”.

Esta regulamentação é caracterizada pelo “regime de teto de receita” e a concessionária tem a garantia de receber a receita regulatória independentemente da variação dos fluxos e do mercado suprido. A receita de todos os ativos é paga de

forma compartilhada entre os usuários da rede – geradores, concessionárias de distribuição em nome de seus usuários cativos e usuários livres conectados diretamente à “Rede Básica”. O risco de perdas financeiras tem sido insignificante.

Para novas instalações de transmissão, a receita eficiente é definida pelo menor valor oferecido no processo de licitação, proveniente de um processo de leilão competitivo. Uma vez que a data de comissionamento (COD) é atingida, a concessionária é considerada como existente e passa a receber sua receita. Existem cerca de 360 concessionárias de transmissão em 180 mil quilômetros de linhas.

Para concessões existentes, a receita eficiente é obtida por meio do processo de revisão tarifária a cada 5 anos. A Base de Ativos Regulados (RAB) é revisada a cada ciclo de revisão pelo regulador, fornecendo uma nova avaliação da RAB, considerando novos reforços, descomissionamento e depreciação. Com base nessa nova avaliação regulada mais a eficiência de O&M observada nas melhores práticas do setor, usando a abordagem de Análise Envoltória de Dados (DEA), o regulador define a nova receita para o próximo ciclo. Entre os anos dos ciclos de revisão, os ajustes com base na inflação são aplicados.

As concessionárias de transmissão recebem uma “Receita Anual Permitida” (RAP) aprovada pelo regulador ANEEL. A receita é considerada uma disponibilidade total com alguma faixa permitida de manutenção e interrupções. Uma vez que o desempenho seja menor do que a meta especificada, as receitas são reduzidas por uma penalidade chamada “Parcela Variável” (PV), dentro de uma faixa permitida.

1.2 Segmento de Distribuição

Todas as concessionárias têm ativos em uma área de concessão geográfica definida, onde cada uma tem o direito de operar a rede durante todo o período de concessão (30 anos). Cada concessionária é responsável por construir, comissionar, operar e manter o conjunto de ativos em sua área de concessão. Há 53 concessionárias médias e grandes e 52 municípios pequenos com permissão para operar as redes de distribuição.

A regulação do segmento de distribuição é caracterizada por um regime de teto de preços, onde dois mecanismos distintos produzem as tarifas finais para cada concessionária: a Revisão Tarifária Periódica – RTP e o Reajuste Tarifário Anual – RTA.

O RTP ocorre em média a cada cinco anos, e é o momento em que o equilíbrio econômico da concessão é revisado. Nesse processo, define-se uma receita compatível com os riscos do negócio, operação eficiente e prestação de serviço adequada. A Base Regulatória de Receitas (BRR) é revisada em cada RTP para fornecer uma avaliação atualizada dos ativos da rede.

O RTA ocorre nos anos em que não há revisão tarifária e visa manter o equilíbrio econômico da concessão estabelecido nos processos de revisão tarifária. Durante os processos de RTA, os custos de utilidade pública são separados em duas categorias: custos gerenciáveis e não gerenciáveis ¹. A administração dos ativos da rede corresponde aos custos administráveis associados à atividade de distribuição, que são ajustados pela inflação a cada ano.

As receitas são coletadas de todos os usuários conectados à área de concessão de cada concessionária de Distribuição. As tarifas são distribuídas aos usuários considerando os níveis de voltagem de cada um.

2. Procedimentos Atuais para Reinvestimento

2.1 Melhorias na Rede de Transmissão

As redes de transmissão e distribuição existentes estão em um processo natural de "envelhecimento", que atinge um grande conjunto de seus ativos. O conjunto de ativos mais antigos em operação dentro das concessionárias tradicionais existentes é equilibrado com as expansões e os ativos mais novos. Nessas concessionárias, o volume de OPEX já é significativo em comparação ao CAPEX, e sua importância para o negócio está tomando uma proporção crescente.

Claramente, reformas para extensão da vida útil e modernização de ativos são necessárias, mas o volume de investimentos é expressivo. Essa estrutura de reforma de redes existentes alcançaria um aumento expressivo de tarifas futuras de rede, se não for feito com parcimônia e equilíbrio.

O contexto de transmissão tem um procedimento adequado para reforçar, reformar ou mesmo substituir qualquer ativo na concessão. Resumidamente, o regulador deve aprovar quase todos os projetos de serviços públicos antes de qualquer tipo de mudança na rede, caso contrário, o serviço público deve ser impedido de incorporar os custos de investimento na base de ativos para repassar como tarifas aos usuários finais.

O verdadeiro problema neste procedimento é a aprovação prévia do regulador², que vem postergando a tomada de decisão para aprovação. Consequentemente, um

¹ No Brasil, a concessionária de distribuição permanece como fornecedora de energia para consumidores cativos e comercializa no atacado para abastecer seus usuários varejistas.

² O regulador é o estágio final da aprovação, mas instituições técnicas (planejador e operador) e o concedente (MME - ministério de energia) também estão envolvidos nos estágios iniciais.

grande conjunto de projetos é acumulado. Uma avaliação feita pelo operador do sistema (ONS) sugeriu que cerca de 100 mil equipamentos teriam sua “vida útil regulatória” ultrapassada até 2022, com um investimento previsto em torno de US\$ 6 bilhões para um subconjunto denominado “intervenções indicadas”.

Portanto, esse problema de modernização da rede de transmissão exige uma regulamentação especial para acelerar o processo; caso contrário, a segurança da rede fica em risco.

Existe uma norma específica do órgão regulador (ANEEL), que prevê as melhorias que tratam da substituição de equipamentos de transmissão motivados pela vida útil esgotada.

Para os casos de substituição de transformadores, compensadores de potência reativa, linhas de transmissão e outros equipamentos correlatos, denominados "Melhorias de Grande Porte", há uma seção específica do plano de expansão com visão de 5 anos à frente, avaliado e produzido pelo operador (ONS). Portanto, quando o projeto é incluído no rol de consolidação de projetos, publicado pelo MME, é necessária a prévia fixação de receita por meio de resolução específica da ANEEL.

Para outras intervenções menores, denominadas “Melhorias de Pequeno Porte”, elas são elaboradas pelo ONS, e a receita adicional correspondente é estabelecida no RAP de ajuste anual após a entrada em operação comercial.

Além disso, para o regulador, há também uma definição de “melhorias” e “reforços”, onde a “melhoria” é para manter a prestação do serviço e “reforços” é para aumentar a capacidade, confiabilidade, substituição devido ao fim da vida útil ou para conexão de usuários.

Claramente, não é um procedimento fácil para as concessionárias obterem aprovação para investir nesses projetos em sua própria rede.

2.2. Impacto nas concessionárias de transmissão

Para as concessionárias de transmissão no ambiente de regulação e gestão de ativos há uma visão "ambígua" do conceito de "vida útil do ativo" e as seguintes definições não são tão claras: vida útil física, econômica e regulatória. O entendimento delas não é regulado, os melhores significados são os seguintes [1]:

- Vida útil física é o período entre o início da utilização de um bem até o momento de sua retirada de operação por falta de condições operacionais.
- Vida útil econômica é o período de aplicação econômica do ativo, que pode ser encontrado por três motivos: fim da vida física real; falta de utilidade a partir de um certo tempo; ou o custo de O&M e a taxa de falhas são tão altos

que é economicamente aconselhável a troca ou mesmo uma melhoria significativa.

- Vida útil regulatória é o período de remuneração do capital investido, no qual uma vez ultrapassado não há mais remuneração relacionada aos ativos, apenas recuperação de OPEX. A depreciação de ativos da rede possui procedimentos especiais denominados pelo “Manual de Contabilidade do Setor Elétrico”, emitido pelo regulador, que define a vida útil regulatória dos ativos da rede.

O problema real para as concessionárias é a “vida útil regulatória”, uma vez que cerca de 22% é a parcela média de ativos totalmente depreciados em serviço quando comparados a toda a base de ativos. Essa situação traz riscos adicionais para as concessionárias, como penalidades devido à indisponibilidade, sem uma remuneração adequada. Por sua vez, é evidente que um grande conjunto de ativos talvez esteja atingindo a vida útil física sem qualquer tipo de suporte regulatório para manter os ativos funcionando com atenção especial à extensão da vida útil.

A abordagem mais racional para o regulador, em nome dos consumidores, é a utilização do mecanismo “vida útil econômica” dos ativos. Para implantar esta nova lógica regulatória é necessário desenvolver ferramentas dedicadas. Estas ferramentas devem ser capazes de definir prioridades de reinvestimentos em ativos importantes para operação do SIN, avaliar a possibilidade real de extensão da vida útil, premiar as concessionárias pela gestão eficiente dos seus ativos, e ciclicamente, receber e aprovar o plano de investimentos produzidos pelas próprias concessionárias.

Nesse sentido, é necessária uma forma estruturada e organizada de apresentação e análise dos planos de investimento, que esteja baseada nas melhores práticas de gestão de ativos. Assim o regulador pode progredir numa posição mais racional de remuneração dos ativos, ponderando corretamente OPEX e CAPEX da rede existente.

O modelo atual de reinvestimento na rede é “omisso” numa visão moderna de gestão de ativos, pois não se aproveita de indicadores de gestão já reconhecidos pelo mercado, é “confuso” no reconhecimento na validade e recuperação dos novos aportes, não “reconhece” o potencial esforço de extensão da vida útil, que pode ser conduzidos pelas concessionárias, que são aquelas que melhor conhecem sua base de ativos, e finalmente, cria uma “dependência” desnecessariamente forte do posicionamento do ONS e EPE, sobre os ativos dos concessionários. Portanto, é compreensível que um aprimoramento da regulação deva ser desenvolvido no Brasil.

Primeiramente, uma solução regulatória deve incentivar as concessionárias a estenderem as operações dos equipamentos no final da “vida útil regulatória”, com base na gestão de ativos aceita pelo mercado, enquanto fornece uma remuneração

adequada para as concessionárias. Em segundo lugar, os procedimentos para substituir equipamentos no final da “vida útil econômica”, ou “vida útil física” devem ser facilitados, em prol da modernização das redes atuais.

3. Procedimentos Atuais para Melhorias na Rede de Distribuição

As empresas de Distribuição, por obrigação regulatória, precisam repor ativos utilizados para fornecer serviço ao longo de sua vida útil. Para cumprir com essa obrigação regulatória, as empresas de distribuição desenvolvem o Plano de Desenvolvimento da Distribuição (PDD). O PDD é um documento que apresenta o resultado dos estudos de planejamento do sistema de distribuição, incluindo planos de expansão, modernização e substituições, e uma lista de obras concluídas.

As concessionárias devem apresentar anualmente ao regulador seu Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD com o planejamento para os próximos anos com foco em:

- Expansão: obras associadas ao aumento de carga, motivadas pelo aumento da procura dos consumidores existentes ou pela ligação de novos consumidores.
- Melhoria: trabalhos relacionados exclusivamente à melhoria da qualidade e confiabilidade dos sistemas de distribuição.
- Substituição: obras necessárias para substituir ativos elétricos que atingiram o fim de sua vida útil, e aquelas substituições de ativos danificados.

Claramente, o objetivo do PDD é manter a qualidade do fornecimento para os usuários finais. Existem índices de limite de confiabilidade estabelecidos pela ANEEL, os quais todas as concessionárias devem seguir, caso contrário, as concessionárias são submetidas a penalidades. Durante o RTP, a cada 5 anos, o regulador pode verificar a eficácia do planejamento de reforços (PDD) proposto por cada concessionária de distribuição.

3.1. Plano de Desenvolvimento de Distribuição (PDD)

A distribuidora deve apresentar o PDD ao regulador (ANEEL), incluindo planos para suas redes, uma lista de obras concluídas no ano anterior e uma análise crítica.

Portanto, a ANEEL avalia se o PDD está em conformidade com as normas e regulamentos aplicáveis e atende às necessidades da área de concessão da concessionária de distribuição. Após análise, a ANEEL pode aprovar o PDD integralmente ou com ressalvas, ou solicitar ajustes ou acréscimos ao plano apresentado.

Com base na eficácia para atingir as metas de qualidade, o regulador aprova as mudanças do PDD para serem totalmente implementadas na Base Regulatória de Receitas (BRR), ou mesmo parcialmente. Uma vez incorporados na BRR, os investimentos são reconhecidos nas tarifas de distribuição. Portanto, há liberdade para as concessionárias fornecerem seu melhor conhecimento de reforço, melhoria ou substituição em sua própria rede.

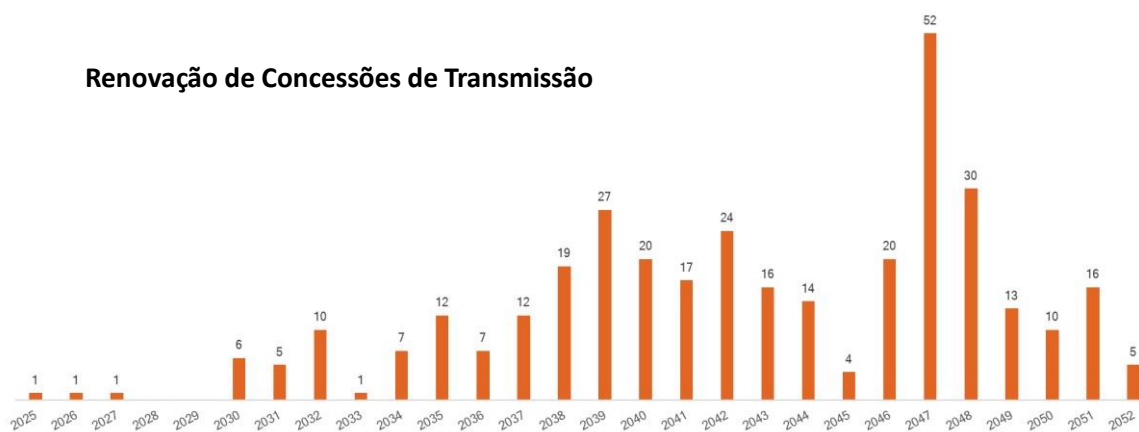
A efetividade do PDD é revisada em cada Revisão Tarifária Periódica – RTP das concessionárias de Distribuição. A Quota de Reintegração Regulatória (QRR) corresponde à parcela que considera a depreciação e amortização dos investimentos realizados, e tem por objetivo recompor os ativos utilizados na prestação do serviço ao longo de sua vida útil.

4. Preocupações Regulatórias

Dado o enquadramento descrito para os segmentos de transmissão e distribuição é possível apontar algumas preocupações regulatórias sobre modernização e extensão da vida útil.

4.1. Transmissão

Há um grande conjunto de contratos de concessão que devem ser renovados nos próximos anos, conforme apresentado na figura 1 abaixo. Atualmente, o governo está definindo as novas regras para renovação de futuros contratos de concessão.



Fonte: ANEEL

Figura 1 – Renovação de Concessões de Transmissão

O conjunto de concessionárias de transmissão não é tão homogêneo porque as mais novas pertencem a múltiplos proprietários e as instalações existentes na rede antes

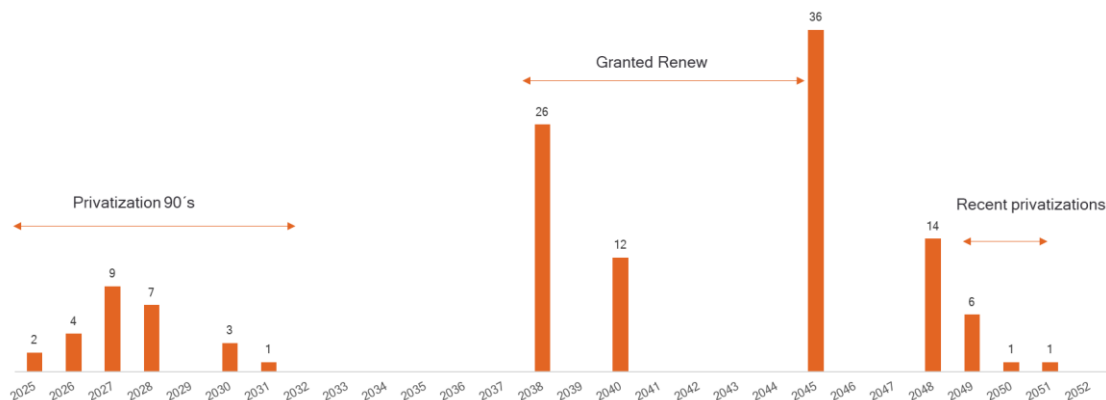
das reformas dos anos 90 estão concentradas em 9 concessionárias, com cerca de 50% da base de ativos.

Apesar disso, é uma oportunidade muito interessante incluir algumas melhorias no arcabouço regulatório. Algumas delas podem ser incluídas em novos contratos de concessão, como metas gerais, e depois detalhadas pelo regulador – ANEEL.

- (i) Alcançar objetivamente a modernização da rede, sem o complicado processo atual. A concessionária deve propor um plano de investimento em base técnica, aprovado pelo regulador, e desvios não justificados não seriam reconhecidos na base de ativos e revisão tarifária, exatamente como no segmento de distribuição.
- (ii) A concessão deverá prever uma remuneração adequada para a gestão dos ativos existentes em fim de vida útil, e suas possíveis extensões, a critério e risco do concessionário. O custo evitado em novos investimentos é o foco desta proposta.
- (iii) Reconhecimento da possibilidade de níveis de falha com limites regionais e de idade de ativos diversificados. O regulador definiria as novas práticas.
- (iv) Foco na inovação, quando aplicável, com depreciação correta assumindo o risco de novas tecnologias no plano de investimento. Deve ser entendido que novas tecnologias não têm o mesmo perfil de depreciação de instalações tradicionais, e a frequência de substituição pode ser maior do que hoje em dia.

4.2. Distribuição

Os contratos de concessão de distribuição que devem ser renovados nos próximos anos são um grande desafio para o poder concedente MME. Há alguns deles concentrados nos próximos 10 anos, conforme apresentado na figura 2, a seguir. Há três subgrupos em todo o conjunto de concessionárias: (i) privatizadas nos anos 90; (ii) renovadas com a mesma concessionária em 2015; (iii) privatizações recentes. De fato, para aquelas que foram privatizadas, um novo contrato de concessão de 30 anos foi fornecido e algumas renovadas com a mesma concessionária também receberam um novo contrato de concessão de 30 anos, incluindo metas de qualidade. Este marco de novos contratos de concessão cria uma boa oportunidade para revisar alguns procedimentos regulatórios, incluindo a modernização da rede e a extensão da vida útil.



Fonte: ANEEL

Figura 2 - Renovação contratos de concessão de distribuição

As concessionárias de distribuição também não são homogêneas, com áreas de concessão bem desenvolvidas e outras não tão desenvolvidas. Esse perfil heterogêneo representa o desenvolvimento em cada área no Brasil. Portanto, a capacidade de pagamento de tarifas deve considerar a “paridade de compra de energia” para ser mais equilibrada. No entanto, o comportamento tarifário é oposto, dado que áreas de concessão não desenvolvidas podem ter um uso não tão intenso da rede, e poucos pagam. Além disso, junto algumas delas devem considerar um grande conjunto de melhorias na rede. Claramente, alguns desafios são uma preocupação governamental não diretamente relacionada ao mercado de energia. No entanto, a renovação dos contratos de concessão deve incluir alguns ajustes no perfil tarifário.

Dadas as experiências com contratos de concessão de distribuição após 30 anos de operação, algumas considerações gerais podem ser consideradas:

- i. A indústria de energia e o país são muito diferentes 30 anos depois e serão muito mais difíceis nos próximos anos. A experiência adquirida com a regulamentação do setor ao longo do tempo traz várias lições aprendidas – algumas a serem seguidas e outras a serem evitadas.
- ii. As projeções de inovações tecnológicas estão provocando intensas mudanças na operação física e comercial no segmento de distribuição. Essa é uma realidade atual e cada vez mais presente.
- iii. Qualquer tipo de desembolso obrigatório a ser pago antecipadamente, como prêmio ao poder concedente, deve ser evitado. Essa medida certamente afeta a capacidade de investimento do concessionário ao longo da vida da concessão, o que pode dificultar o foco no negócio.

- iv. **Benefícios sociais podem ser incluídos, se tiverem objetivos, fontes de recursos e origem de receita. Dadas essas preocupações globais, alguns deles podem ser incluídos em novos acordos de concessão.**
- v. **Os novos padrões de consumo com recursos energéticos distribuídos (DER) demandarão novas expansões nas redes de distribuição, sem aumento do consumo. Um novo modelo de alocação de custo de distribuição por meio de tarifas deve reconhecer essa nova prática.**
- vi. Metas de avanços tecnológicos na rede de distribuição são bem-vindas, porém devem estar vinculadas a linhas de crédito especiais, e o regulador deve reconhecer na base de ativos um conjunto de taxas de risco compatíveis com as inovações. Estas linhas de crédito são fruto de uma política pública, de bancos de desenvolvimento, para alcançar de forma rápida a modernização da rede, sem o ônus de linhas de crédito mais altas, devido ao risco inerente da inovação e um tempo de amortização menor.
- vii. A prestação de serviços fora do contexto da rede, como novas tecnologias de operadores em distribuição (DSO), estrutura de negociação regulada, serviços para DER e outros, deve ser entendida como novo negócio, sem qualquer desconto para fins de controle tarifário. Neste novo negócio existe o risco de mercado, uma vez que deve ser aberto ao mercado, com mecanismos que impeçam o monopólio, ou vantagem competitiva da distribuidora.
- viii. A boa gestão dos ativos existentes em fim de vida útil e suas possíveis extensões deve ser reconhecida por meio de um perfil tarifário equilibrado e riscos controlados, em vez da abordagem atual que incentiva a concessionária a substituir ativos para cobrar um melhor nível tarifário. A reposição de ativos existentes ao fim da vida útil regulatória é um incentivo perverso, que leva o concessionário à busca da reposição do ativo, sem nenhuma lógica econômica que incentive a extensão da vida útil real desse ativo.

5. Visão Internacional

A questão da qualidade da rede existente é um problema mundial em países com um mercado mais maduro. As mudanças no padrão de uso das redes de transmissão é uma nova realidade com a entrada maciça das renováveis, o que torna a gestão dos ativos existentes ainda mais necessária [3].

No contexto regulatório mais avançado, os reguladores agora exigem planos de negócios confiáveis para estratégias de gerenciamento de ativos na melhoria da rede [4]. As empresas de transmissão são questionadas sobre a manutenção da

confiabilidade nas suas redes, as necessidades de investimento – CAPEX e manutenção - OPEX e devem projetar com uma simulação de ativos as suas condições de contorno - taxas de falhas projetadas, despesas de manutenção, investimento em melhorias, dentre outras.

Diferentes estratégias podem ser encontradas – postergação ou antecipação de melhorias, comparado ao custo das atividades de manutenção. Os reguladores estão, cada vez mais, adotando a gestão de ativos como um modelo para vincular valores de negócios mensuráveis a processos de tomada de decisão baseados em risco para avaliar as melhorias na rede. As concessionárias já reconhecem a importância de apresentarem dados confiáveis na criação de planos de negócios para justificativa de investimento aos reguladores [5].

As representações probabilísticas são adotadas e o plano de negócios é exigido com a finalidade de assegurar os níveis de investimento em seus sistemas antigos, evitando aumentos inesperados no investimento de capital. A prioridade de investimentos deve se basear na importância sistêmica e as condições dos componentes. No entanto, as transmissoras são remuneradas apenas pela disponibilidade. Caberia ao regulador, e instituições de apoio – EPE e ONS – o julgamento da importância sistêmica, e promover mudanças na metodologia de priorização dos novos investimentos, que sugira um sinal forte para o reforço permanente de ativos importantes para o SIN. Uma visão da experiência internacional de países selecionados: Reino Unido, Austrália, Canadá e Portugal é oferecida neste trabalho.

5.1. Visão Internacional - Reino Unido

A OFGEM (Agência Reguladora de Eletricidade do Reino Unido) implantou o modelo RIIO (Revenue = Incentives + Innovation + Outputs). O modelo RIIO estabelece metas de produção anual que os Transmission Owner's (TO) devem cumprir em três áreas: (1) confiabilidade do serviço; (2) satisfação das partes interessadas e do cliente; e (3) impacto ambiental [6]. Para que isso aconteça, os concessionários (TO) devem apresentar projetos de investimentos à OFGEM na forma de planos de negócios detalhando como pretendem atender a RIIO.

Após aprovados, os resultados dos projetos são monitorados pelo Network Output Measures (NOMs) que avalia a eficiência e a eficácia dos investimentos que estão sendo feitos pelos TOs. Entre os indicadores monitorados no NOM e metas estabelecidas no RIIO, estão os planos de aumento da vida útil dos ativos, conforme pode ser visto na figura 3 abaixo.

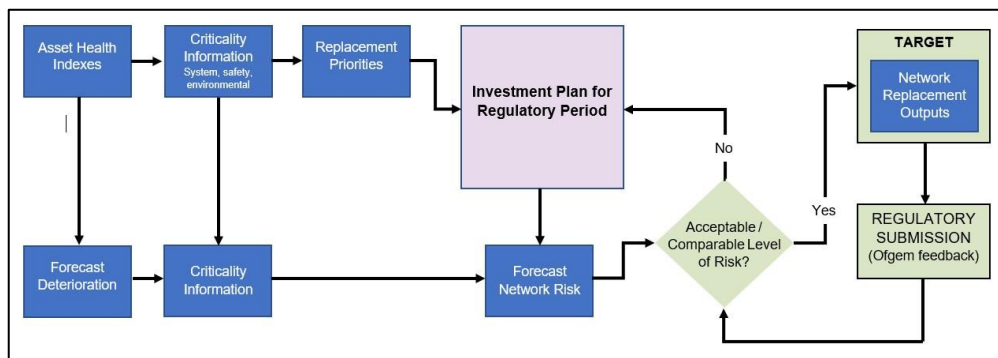


Figura 3 - Planos de aumento da vida útil dos ativos do NOM

Para atingir as metas de aumento da vida útil, a projeção leva em consideração a deterioração dos ativos e quaisquer intervenções que terão o efeito de melhorar o índice de saúde dos ativos (AHI - Asset Health Index). Essas intervenções são acordadas com a OFGEM. Os ativos são monitorados com relação à sua probabilidade de falha e o impacto no sistema.

Com isso, são determinados os ativos que precisam ser priorizados em manutenção e modernização. São estipulados “momentos ótimos” para a realização da manutenção, modernização ou substituição. Os ativos são monitorados com relação à sua probabilidade de falha e impacto no sistema conforme ilustrado na figura 4 abaixo.

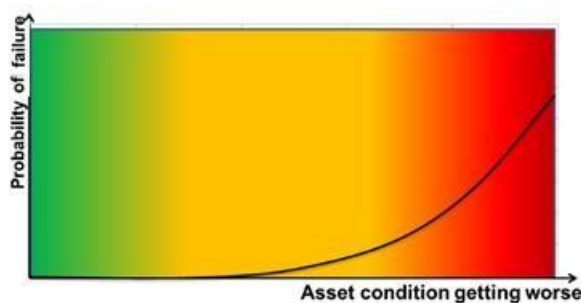


Figura 4 - Probabilidade de falha e o impacto no sistema

A remuneração de um ativo existente, que teve sua vida útil estendida por meio de modernização, é aprovada se demonstrado que reduz o risco de falha do sistema e apresenta um custo menor do que um ativo novo. O responsável por apresentar o plano de negócios é o concessionário de transmissão.

5.2. Visão Internacional - Austrália

A Austrália adota o modelo chamado de DORC (Depreciated Optimized Replacement Cost). Esse modelo é baseado em incentivos para que a substituição dos ativos ocorra com base na condição de risco que esse impõe ao sistema e não com a idade. Desse

modo, os incentivos regulatórios são direcionados para que o autorizado licenciado de transmissão seja o mais eficiente possível e prolongue a vida útil do ativo mantendo-o confiável.

A figura 5 abaixo apresenta o percentual de ativos no sistema de transmissão australiano que, em 2023, estavam operando em tempo superior à expectativa típica de vida do ativo em cada uma das empresas de transmissão segregado por alguns componentes. Em outras palavras, o incentivo regulatório está funcionando.

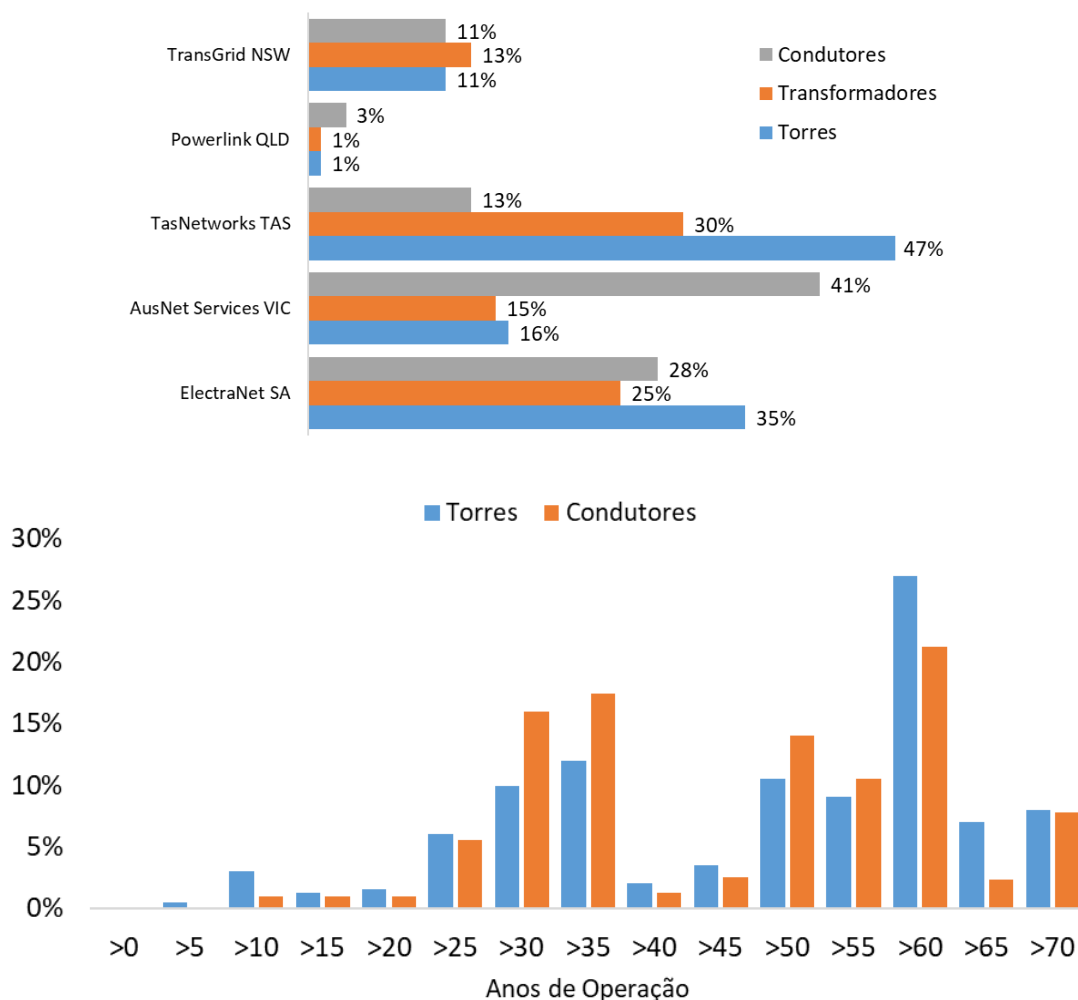


Figura 5 - Percentual de ativos no sistema de transmissão australiano que estão operando em tempo superior à expectativa típica de vida do ativo

Uma parcela significativa dos investimentos será dedicada à modernização destes componentes.

5.3. Visão Internacional - Canadá

A Ontario Energy Board (OEB) bem como outros entes de regulação canadenses estão atualmente discutindo políticas para estender o horizonte de planejamento feitos pelos agentes proprietários de ativos de transmissão. O objetivo é antecipar o diagnóstico da substituição de ativos de transmissão, que atualmente é feito com 3 a 5 anos de antecedência, para pelo menos entre 5 e 10 anos de antecedência .

Está em discussão a elaboração de um conjunto de critérios para a triagem das necessidades de substituição de ativos de transmissão. Cada agente de transmissão tem que identificar e informar para a OEB os ativos que se enquadram na chamada “short list”, ou seja, os ativos de transmissão que devem ser substituídos tendo em vista análise com base em critérios, tais como nível de stress operativo, histórico de falha, criticalidade e obsolescência. O Independent Electricity System Operator (IESO) descreveu este processo, de forma simplificada, através da figura 6.

A importância que a estratégia Extending the End-of-Life (EOL) de ativos de transmissão no Canadá, é percebida pelo exemplo do sistema de Québec onde US\$ 1,38 bilhões, ou seja, quase 40% do orçamento de investimentos realizados nos anos de 2018 e 2019 foram destinados a obras para estender a vida útil de linhas e subestações.

IESO diagram setting out process

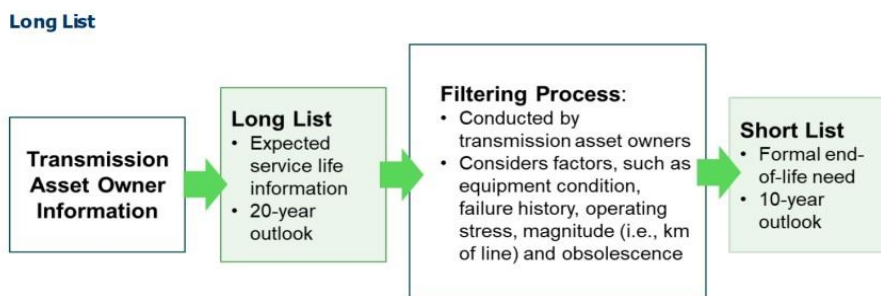


Figura 6 - Diagrama da IESO descrevendo o processo de gestão de ativos na província de Ontario

O Northeast Power Coordinating Council (NPCC) possui um critério de avaliação para determinar os ativos de transmissão que poderão continuar operando além da vida útil. Os ativos que passam por melhorias e apresentam-se com a performance estável ou melhorada recebem uma bonificação na receita como forma de estímulo ao concessionário para manter uma boa política de operação e manutenção. A figura 7 abaixo ilustra esse processo.

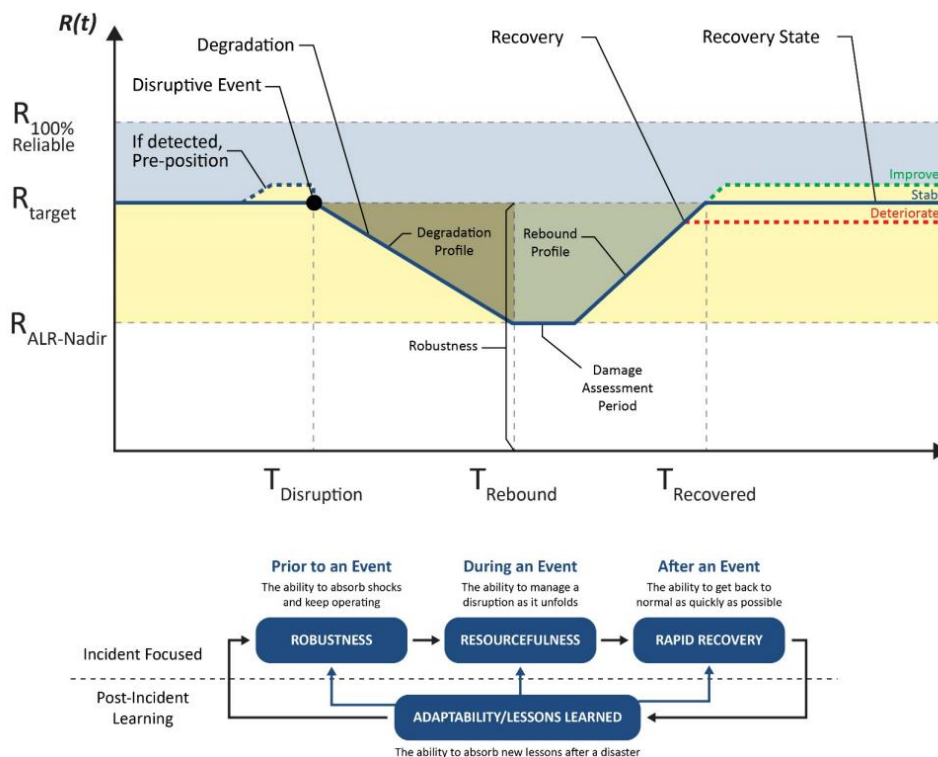


Figura 7 - Processo em que os ativos que passam por melhorias e apresentam-se com a performance estável ou melhorada recebem uma bonificação na receita

O sistema de bonificação ocorre por meio do acréscimo entre 10% e 25% na receita da transmissora no período de extensão da vida útil dos ativos. Esse adicional de receita visa compensar o aumento no O&M dos ativos com a vida útil estendida costuma ter, e ao mesmo tempo, oferecer um ganho para a empresa de transmissão licenciada. No entanto, cabe ressaltar que o mecanismo de incentivos para extensão da vida útil de ativos pode variar entre as províncias canadenses, pois o concurso para a licitação dos projetos de transmissão é realizado pelas comissões de serviço público.

5.4. Visão Internacional – Portugal

Antes do ano de 2009, os ativos totalmente depreciados em exploração não eram remunerados. Desse modo, a regulamentação vigente incentivava o investimento na substituição, mesmo o equipamento estando operando bem.

Em 2009, Portugal implantou um incentivo denominado MEEFVU (Manutenção na Exploração de Equipamentos em Fim de Vida) com o objetivo de prolongar a vida operacional dos equipamentos que, apesar de se encontrarem totalmente amortizados, continuam em condições operacionais que respeitam os padrões de segurança e qualidade de serviço.

Inicialmente, no ciclo regulatório 2009 a 2011, o MEEFVU era aplicável somente às linhas de transmissão e transformadores e a remuneração era definida com base no

valor de 50% da última receita antes da amortização do ativo. Posteriormente, no período regulatório de 2015 a 2017, o MEEFVU passou a incluir os equipamentos de comando e proteção e o parâmetro foi alterado de 50% para 85%. Ou seja, a remuneração desses ativos passou a ser o equivalente ao valor de 85% da última remuneração antes amortização a partir do ciclo 2015-2017.

A análise de custo-benefício de participar do MEEFVU é feita pelo concessionário de transmissão. A quantidade de anos da extensão da vida útil dependerá das condições atuais do ativo e dos investimentos realizados. A análise de alguns projetos apresentados à ERSE (Agência Reguladora Portuguesa) indica que as intervenções podem estender a vida útil entre mais 10 anos até 30 anos adicionais dependendo do ativo. A empresa de transmissão faz a análise econômico-financeira se a receita advinda dos 85% do último valor da base de remuneração do ativo é atrativa, vis a vis aos investimentos necessários para promover as melhorias para estender a vida útil do ativo.

Uma boa ilustração é o caso do projeto na subestação de Vermoim da REN, que buscou ampliar a sua vida útil em 10 anos [11]. O projeto tem como objetivo a reconstrução, renovação e modernização de Sistemas de Comando, Controle e Proteções e surge da necessidade de substituição de equipamento obsoleto, dada a ausência de peças de reserva, a falta de know-how técnico interno e externo (fornecedores) para resolução de problemas e limitações tecnológicas dos equipamentos. De posse da análise apresentada pela REN, a ERSE pode julgar a pertinência do projeto no âmbito do MEEFVU.

6. Avanços Esperados no Quadro Regulatório

O verdadeiro problema das concessionárias é a “vida útil regulatória”, uma vez que existe uma parcela grande dos ativos totalmente depreciados em serviço em relação a toda a base de ativos. Essa situação traz riscos adicionais para as concessionárias, como penalidades por indisponibilidade, sem uma remuneração adequada. Portanto, é compreensível que um aprimoramento da regulamentação deva ser desenvolvido no Brasil. Os alvos são, em resumo, duas rotas:

- Substituição de equipamentos ao final da “vida útil econômica” ou “vida útil física”;
- Soluções para estender a operação de equipamentos em final de “vida útil regulatória” proporcionando uma remuneração, e riscos, adequados às concessionárias.

A substituição de ativos na rede de transmissão existente segue procedimentos complexos até a aprovação dos projetos, onde o ONS, EPE e MME têm papel importante. Há muitas etapas em diferentes instituições, o que implica uma longa

duração até a aprovação. Este pode ser um dos motivos para acumular um grande conjunto de obras de transmissão a ser avaliado. O processo começa com as concessionárias de transmissão solicitando com 4 a 5 anos de antecedência a avaliação da EPE e ONS.

O conhecimento das condições dos equipamentos é dominado pelas concessionárias e os procedimentos atuais não utilizam essa expertise para simplificar, facilitar e obter maior robustez nas substituições. Por outro lado, o regulador em conjunto com o ONS, a EPE e MME devem avaliar melhorias no negócio principal das concessionárias, o que leva mais tempo.

Apesar dessas barreiras, o problema do “envelhecimento” da rede existente deve ser enfrentado e resolvido pelo regulador em conjunto com as concessionárias. Os procedimentos são muito extensos e não tão claros e objetivos para as concessionárias e outras instituições de financiamento.

O atual regulamento de substituição e modernização com base no “custo do serviço”, suportado na remuneração patrimonial líquida, inclui uma imperfeição material: (i) não promove a manutenção em funcionamento de bens totalmente depreciados; (ii) independentemente da sua condição operacional, incentiva o investimento em novos ativos, mesmo quando desnecessário. Por outro lado, a regulação por incentivo neste contexto dissemina melhores sinais: (i) modela o contexto decisório das concessionárias; (ii) induz a busca de novos pontos convenientes de racionalidade econômica, do ponto de vista das concessionárias.

Claramente, a regulação precisa de uma forma estruturada e organizada, baseada nas melhores práticas de “gestão de ativos” realizadas pelas concessionárias. Nessa nova abordagem, as concessionárias farão a avaliação de um “plano de negócios” para modernização da rede elétrica, com base nos procedimentos aprovados de “gestão de ativos” e apresentarão para as mesmas instituições (ONS, EPE e MME) para avaliação e, ao final, a ANEEL estaria apta para aprovar com metas o plano. Assim, o regulador pode avançar em uma abordagem mais racional de remuneração dos ativos, ponderando adequadamente OPEX e CAPEX da rede existente em final de vida útil.

Portanto, é melhor mudar para uma rota regulatória mais “progressista” como aplicado em outros mercados. Esta rota proporcionará um planejamento melhor para as concessionárias de transmissão, EPE, ONS, ANEEL e usuários finais, que vão obter ao mesmo tempo os procedimentos para decidir sobre “executar, reparar, reformar e substituir” e tornar a regulamentação mais rápida e econômica, ao invés dos caminhos complicados dos dias de hoje. Esta rota implica numa revisão da regulação vigente, e algumas sugestões são dadas a seguir:

- As concessionárias de transmissão devem ser responsáveis pelo “plano de negócios” dos ativos em final de vida útil a ser apresentado periodicamente ao ONS, EPE, MME e à ANEEL;
- A construção deste “plano de negócios” deve seguir procedimentos de “gestão de ativos” de forma a ser clara e auditável para todas as instituições;
- O órgão regulador irá aprovar o “plano de negócios” apresentado pelas concessionárias em cada ciclo de revisão (a cada 4 ou 5 anos) até o próximo ciclo e, ao mesmo tempo, irá monitorar a consolidação real do último plano aprovado no ciclo passado em termos de execução e resultados para o sistema;
- Os incentivos regulatórios para que as concessionárias de transmissão forneçam o melhor “plano de negócios” para a ANEEL e o ONS devem se basear na sinalização certa para motivá-los a prolongar a vida útil de seus ativos, como o “MEEFVU” aplicado em Portugal.

A ideia por trás da revisão da regulamentação atual é criar uma abordagem mais aprimorada, obtendo claros benefícios da experiência das concessionárias de transmissão com seus equipamentos e incentivá-las a gerenciar melhor seus ativos e receitas esperadas. Claramente, esta sugestão é uma mudança real nos procedimentos, e deve haver uma transição para obter os melhores resultados. O início do processo deve resolver com racionalidade o conjunto cumulativo atual de equipamentos em fim de vida útil.

As soluções para preocupações regulatórias relacionadas à modernização e extensão da vida útil da rede são um novo desafio, dada a inclusão de novas tecnologias disruptivas e o envelhecimento dos ativos restantes. Primeiramente, os requisitos técnicos envolvidos neste assunto são uma área de conhecimento inter-relacionada, como, gerenciamento de ativos, operacional e planejamento da rede, procedimentos para manutenção e aprimoramentos de equipamentos, avaliação estatística incluindo ciência de dados, e assim por diante. Em segundo lugar, a modernização da rede deve ser racionalizada, considerando um perfil razoável de investimento e tarifa.

Claramente, há algumas questões em aberto sobre o quadro regulatório a serem discutidas e desenvolvidas, tais como:

- i. Uma regulação moderna nesse contexto deve realizar uma supervisão muito bem qualificada de indicadores de gestão de ativos nas concessionárias. As metas de regulação são muito mais aplicáveis do que um processo de fiscalização mais intenso, além de apresentar as recorrentes frustrações na captura de anomalias com uma logística nada trivial.
- ii. A garantia de uma receita adequada para as concessionárias de rede com um alto nível de segurança no serviço para o consumidor final assegura um

equilíbrio tarifário justo e adequado. A abordagem regulatória deve reconhecer diferenças nos requisitos do consumidor para confiabilidade, que terão consequentemente diferentes níveis tarifários, incluindo um prêmio devido à segurança do fornecimento.

- iii. Regulação baseada nas melhores práticas de "gestão de ativos", para que o regulador possa progredir em uma remuneração mais racional para os ativos, ponderando corretamente OPEX e CAPEX. A definição de procedimentos deve ser desenvolvida para incluir o conceito de "decisão de executar, reparar, reformar, substituir" em uma prática equilibrada entre regulador e concessionárias.
- iv. Beneficiar a vida econômica e financeira dos ativos existentes para calcular indicadores de gestão desses ativos, que ficarão à disposição do regulador no processo de revisão tarifária.

Os investidores em negócios de rede carecem de um método que avalie o conjunto de decisões de investimento, bem como seus impactos na rede existente e o reconhecimento da regulamentação. Hoje em dia, algumas decisões importantes de investimento são adiadas, comprometendo a qualidade do fornecimento. Neste quadro de modernização acelerada da rede e envelhecimento ao mesmo tempo, deve-se estabelecer modelos regulatórios para a viabilidade do controle de riscos regulatórios, dada a sincronia das decisões de negócios com o reconhecimento de boas práticas de gestão pelo regulador.

A abordagem deve considerar todas as incertezas mais significativas que estão afetando os ativos da rede existente. A avaliação considerará os ativos individualmente, bem como o seu impacto no sistema de energia, considerando possíveis arranjos em investimentos diversificados e os riscos inerentes à extensão da vida útil com aumento do OPEX. Claramente, essa abordagem será sincronizada com os requisitos de modernização da rede existente com aplicações de CAPEX definindo o perfil futuro do OPEX.

7. O Papel do CIGRE-Brasil e da ANE

O CIGRE-Brasil e a ANE desempenham papéis importantes nesta discussão, por representarem organismos isentos e independentes, e coordenadores de importantes espaços de intercâmbio técnico, congregando expressivo número de representantes da engenharia nacional.

Espera-se que a publicação deste documento motive a discussão mais ampla deste tema, entre os agentes do setor elétrico e entidades setoriais, contribuindo para o aperfeiçoamento regulatório necessário e vital para o setor elétrico nacional.

8. BIBLIOGRAFIA

- [1] Relatório de Análise de Impacto Regulatório 1/2021-SRT/SRM/SGT/SCT/SFE/SFF/ANEEL
- [2] S. Trento; B.R. Santos; W.E.G. Abreu; “Ativos Depreciados no Setor de Transmissão de Energia Elétrica”; XXIV SNPTEE ; Revista ELETROEVOLUÇÃO 94; março 2019.
- [3] D. Komljenovic - IREQ/HYDRO-QUÉBEC; “Asset Management and Its Importance for Electrical Power Utilities” - 2019 CIGRE Canada Conference.
- [4] OFGEM; “Performance Incentives for Competitively Appointed Transmission Owners”, 2016. OFGEM.
- [5] NATIONAL GRID; “Electricity Transmission Network Output Measures Methodology”, 2016.
- [6] ELECTRANET; “Preliminary Revenue Proposal 2019 – 2023”; September 2016, AER – Australian Energy Regulator; “Transend Service Target Performance Incentive Scheme - Proposed Amendments to Apply for the 2014–19 Regulatory Control Period”, 2012.
- [7] AER; “Preliminary Revenue Proposal 2019 – 2023”; November 2016.
- [8] ONTARIO ENERGY BOARD; “Regional Planning Process Review Consultation”; March 2021.
- [9] NATIONAL ENERGY RELIABILITY COUNCIL – NERC; “Reliability Issues Steering Committee Report on Resilience”; November 2018.
- [10] H. Carvalho; “Metodologia de Análise de Custo e Benefício para Investimentos em Infraestruturas Energéticas”; Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto; fevereiro 2015.
- [11] ENTIDADE REGULADORA DO SETOR ENERGÉTICO (ERSE); “Parâmetros de Regulação para o Período 2015 A 2017”; dezembro 2014.
- [12] AEMC – AUSTRALIAN ENERGY MARKET COMMISSION; “Review of The National Framework for Transmission Reliability”, November 2013.
- [13] F. Arteiro (ONS) - “Investimento para Substituição de Equipamentos em Fim de Vida”, 1º SEMINÁRIO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA - SINTRE, Brasília, CIGRE BRASIL 2019.
- [14] Electricity Transmission Network Output Measures Methodology, 2016. National Grid.