



# GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

## Vida Útil de Linhas de Transmissão

Nivalde de Castro  
Nelson Hubner  
Maurício Moszkowicz  
Alexandre Massaud  
André Alves  
Francesco Tommaso

# TDSE

## Texto de Discussão do Setor Elétrico

### Nº 96

fevereiro de 2021

Rio de Janeiro



# Vida Útil de Linhas de Transmissão

## TDSE N° 96

Nivalde de Castro  
Nelson Hubner  
Maurício Moszkowicz  
Alexandre Massaud  
André Alves  
Francesco Tommaso

**fevereiro de 2021**

ISBN: 978-65-86614-20-6

# SUMÁRIO

<b>Introdução</b> .....	3
<b>1 Contexto atual, desafios e oportunidades</b> .....	4
<b>1.1 Análise dos riscos técnicos e econômicos associados ao Sistema</b> .....	5
<b>1.1.1 Aumento dos custos de operação e manutenção causado pela degradação dos equipamentos</b> .....	5
<b>1.1.2 Custos econômicos do risco de parada do sistema elétrico e decorrentes da urgência de substituição de equipamentos</b> .....	6
<b>1.1.3 Análise de soluções tecnológicas eficientes em termos de custo- benefício para transpor os desafios inerentes à operação da rede de transmissão no final da vida útil</b> .....	8
<b>1.1.4 Incentivos adequados no sentido da revitalização do parque instalado</b>	14
<b>2 Contribuições do GESEL às CP 005/2020 e CP 030/2020 da ANEEL</b> .....	18
<b>3 Levantamento de experiências internacionais de processos de tomada de decisão de gestão de ativos de transmissão</b> .....	21
<b>3.1 CIGRE: avaliação de riscos</b> .....	21
<b>3.2 Metodologia de Preservação de Investimento de Capital da BCTC</b> ...	24
<b>3.3 Gestão de Risco na RTE</b> .....	27
<b>3.4 Hydro One</b> .....	31
<b>4 Revisão dos principais pontos discutidos nos Webinars realizados pelo GESEL</b> .....	37
<b>5 Síntese dos Artigos de Opinião do GESEL</b> .....	39
<b>Referências bibliográficas</b> .....	41

## **Introdução**

O presente trabalho tem como objetivo apresentar as linhas gerais a serem observadas no estudo de Vida Útil de Linhas de Transmissão.

Está estruturado em torno de quatro seções, na primeira é apresentada uma visão do tema incluindo contexto atual, desafios e oportunidades relacionadas.

Na segunda seção serão abordadas as contribuições feitas pelo GESEL às chamadas públicas nº 05 e nº 030 da ANEEL que tratam do tema.

A terceira seção apresenta os resultados gerais e a ficha técnica dos três webinars realizados no âmbito do estudo.

Por fim, a seção nº 4 apresenta, em linhas gerais, os três artigos de opinião elaborados pelo GESEL e que estão associados ao tema do estudo.

## **1 Contexto atual, desafios e oportunidades**

O segmento de transmissão do SEB atingiu estágio onde grande parcela de diferentes tipos de equipamentos em operação estão no fim da vida útil colocando em risco a segurança do suprimento. Em 2019 o segmento de transmissão tinha aproximadamente 60% de todos os seus equipamentos superado a vida útil regulatória. Destaca-se que a média mundial é de 20%.

Em setembro de 2019, a ANEEL publicou os relatórios de AIR N° 5/2019, com o objetivo de examinar a conciliação entre a utilização integral da vida útil dos equipamentos de transmissão com os riscos de exposição oriundos da não substituição deles no curto prazo. A Agência constatou que em caso de substituição massiva e simultânea dos equipamentos depreciados, a tarifa média para o consumidor final das distribuidoras poderia aumentar em 2,31%.

Adicionalmente, a ANEEL publicou em 04/03/2020 a AIR N° 1/2020 que faz parte integral da Consulta Pública N° 30/2020 com o intuito de obter subsídios a respeito da Análise de Impacto Regulatório - AIR que trata da avaliação e aprimoramento da regulamentação associada a reforços e melhorias em instalações de transmissão de energia elétrica.

A presente seção terá como objetivo avaliar as últimas atualizações da discussão regulatória entre ANEEL e agentes, os desafios esperados e as oportunidades associadas.

## **1.1 Análise dos riscos técnicos e econômicos associados ao Sistema.**

### **1.1.1 Aumento dos custos de operação e manutenção causado pela degradação dos equipamentos.**

Histórica e academicamente, o tratamento da capacidade e da continuidade operativa dos elementos componentes da rede elétrica sempre foram tratados pela associação com a chamada 'Curva da Banheira'. Essa figura traduz a alta taxa de falha esperada na infância dos equipamentos/componentes, bem como, também, alta taxa de falha no final da vida útil dos mesmos elementos.

Assim, no início da vida útil dos componentes, tem-se uma incidência de desligamentos acima do desejado e, comparativamente, maior do que as suas ocorrências ao longo dos anos de sua operação, período esse que se pode afirmar ser de mais de 90% de toda a vida do elemento em análise.

Na outra ponta, a curva da banheira mostra uma taxa de falha elevada, semelhante à aquela da infância do elemento. Da mesma forma, o custo de operação e manutenção da rede elétrica tem um aumento indesejado que precisa ser controlado, para não trazer prejuízos tanto para o concessionário como para o sistema elétrico, em última análise ao consumidor.

Aparentemente, os eventos nas duas pontas da curva da banheira têm a mesma gravidade e os mesmos custos. Essa percepção não se sustenta pois na infância as falhas podem estar relacionadas com erros de projetos, erros de instalação, erros de fabricação e erros operativos. Para a velhice, as falhas estão ligadas ao próprio envelhecimento e a manutenção deficiente. A questão da obsolescência técnica ou operativa só depende da evolução da indústria ao longo dos anos, vindo bem antes da vida útil física prevista para o equipamento.

Sob o aspecto de operação no final da vida útil, não é fácil estabelecer uma causa para se creditar à essa atividade com relação a aumento de custos. Talvez, o aumento de perdas ôhmicas poderia ser relacionado como custo maior para a operação. A constatação do Sistema Elétrico não leva à uma valorização desse aspecto.

Sob o ponto de vista de manutenção, a velhice do equipamento não estabelece um aspecto relevante que valorize um aumento de custos de manutenção. Evidentemente, se o número de falhas aumentar muito além da taxa média de falhas ao longo da vida útil, significa que o equipamento já deva ser trocado. Então, não há dúvida que a vida do elemento chegou ao fim, sendo a questão do custo não mais de manutenção e sim de substituição. A estatística do setor elétrico tem mostrado que a taxa de falha dos componentes da rede na infância tem uma aderência boa com a indicação teórica da 'curva da banheira'. Contudo, para a velhice, a taxa de falha tem sido bem inferior à constatação da estatística oficial. Uma causa pode justificar essa diferença, ou seja, a vida útil estabelecida na definição das instalações está aquém da realidade construtiva das mesmas.

### **1.1.2 Custos econômicos do risco de parada do sistema elétrico e decorrentes da urgência de substituição de equipamentos.**

Estimativa dos custos econômicos do risco de parada do sistema elétrico e decorrentes da urgência de substituição de equipamentos, levam a considerações diversas das relativas à operação e manutenção acima abordadas.

O sistema elétrico é dimensionado, usualmente, para suportar sem nenhuma consequência para o atendimento à carga a qualquer contingência simples. Dependendo do caso, o sistema deve suportar contingências duplas ou mesmo triplas, em função de interligações entre regiões cujos intercâmbios de energia são muitos elevados. Mesmo assim, esse critério se relaciona ao aspecto operativo e a sazonalidade do ano do que com a falha do equipamento propriamente dito.

As interrupções de carga do Sistema Interligado que atingem uma maior extensão têm uma relação direta com ocorrências múltiplas, onde a falha de equipamento não é interna, na maioria das vezes, e sim externa, como por exemplo queimadas, época de seca, e descargas atmosféricas, época de cheias.

Para se ter uma ideia, de todos os transformadores da Rede Básica, apenas 14,2% dos desligamentos ocorridos em 2018 tiveram por origem causa interna, ou seja, problema direto com a estrutura do equipamento (fonte ONS).

Para a questão urgência de substituição de equipamentos, a abordagem muda drasticamente.

Aqui se tem um problema crítico que é a previsão de se ter um fim de vida simultâneo e em que momento de equipamentos semelhantes, que levarão ou não à impossibilidade da indústria atender à demanda das concessionárias.

Se tomarmos por base a estatística do Setor Elétrico com relação a desligamentos, não se tem nenhuma constatação de falhas de equipamentos por causa interna acima das taxas de falhas aceitáveis.

Quando se olha para a apropriação de equipamentos com vida útil contábil feita pelas concessionárias por determinação da ANEEL, temos uma visão bem diversa da questão pelo lado quantitativo e não pelo desempenho verificado.

Em trabalho apresentado pelo ONS no ano de 2019, de, aproximadamente, 97.000 equipamentos em fim de vida útil, somente uns 15.000 tiveram indicação para substituição no ciclo 2015-2017. Desses da ordem de 4.000 unidades são para-raios. Apenas 128 unidades são transformadores de potência.

Quando se pensa em recursos, para se substituir os principais equipamentos indicados no ciclo 2015-2017, haveria necessidade de algo entorno de 2 bilhões de reais.

De acordo com o ONS, a substituição de 63% dos 97.000 equipamentos citados acima custaria algo de 20 bilhões de reais, sendo que o horizonte de vencimento da vida útil dos equipamentos é o ano de 2022.

Considerando-se que os montantes de recursos são muitos elevados e as consequências do prazo de substituição são controláveis, o Setor Elétrico terá que definir as prioridades de ações à luz da realidade operativa e econômica.

Considerando-se que os equipamentos em final de vida útil são aqueles de instalações de mais de 25 anos e a grande maioria é de instalações de nível de tensão até 230 kV, pode-se admitir que a própria evolução do sistema torna essas instalações mais secundárias a cada dia.

Assim do ponto de vista do fabricante, entende-se que o foco maior são as instalações de tensão de 345 kV para mais, como algo que vai inevitavelmente acontecer.

Evidente que equipamentos de tensões inferiores devem merecer a atenção devida pois eles representam uma grande quantidade.

### **1.1.3 Análise de soluções tecnológicas eficientes em termos de custo-benefício para transpor os desafios inerentes à operação da rede de transmissão no final da vida útil**

O setor elétrico passa por um momento de grandes transformações estruturais. Em função de avanços tecnológicos e importantes subsídios em períodos recentes, as gerações renováveis eólica e fotovoltaica passaram a apresentar maior competitividade no mercado de geração e a representar montantes crescentes do volume de energia elétrica gerado. Esse tipo de geração possui um perfil não controlável e sujeito a intermitências e necessidade de balanceamento. Ademais, essas tecnologias de geração estão menos restritas às necessidades de escala e operam muitas vezes de maneira distribuída, próxima aos consumidores.

Para além da geração, a eletrificação dos veículos de transporte de carga e de passageiros já foi iniciada e deve acelerar ao longo dos próximos anos, gerando grande pressão sobre a infraestrutura do setor elétrico, que deverá acomodar à essa demanda adicional.

Concomitantemente, a malha do setor elétrico de países desenvolvidos e de boa parte daqueles em desenvolvimento é composta por ativos instalados a mais de 30, 40 ou, em alguns casos, mais de 50 anos. Grande parcela desse corpo de ativos de distribuição e transmissão foi instalada entre os anos 60 e 80. Nos EUA, por exemplo, mais de 75% das linhas de transmissão possuem idade superior a 25 anos (DOE, 2015). No Brasil, segundo a ANEEL (2019.a), a parcela de ativos em atividade cuja idade é superior à idade contábil é superior a 60%.

A coexistência desses dois cenários têm sido alvo de preocupação das entidades de pesquisas e foco de debates econômicos. A pressão exercida pela inserção de novas tecnologias de geração com perfil intermitente, associadas à crescente eletrificação do setor exigem novas dinâmicas de operação das malhas de transmissão. Elas devem agir mais ativamente realizando balanceamento de regiões em casos de choques de oferta oriundos da variabilidade inerente a essas fontes renováveis. Segundo o Departamento de Energia dos EUA (DOE, 2015), essa infraestrutura está sendo exigida a performar em um contexto para o qual ela não foi estruturada. Isso torna-se ainda mais relevante quando o equipamento presente nesses sistemas apresenta idade avançada.

Interrupções do fornecimento de energia elétrica têm sido alvo de preocupação entre países desenvolvidos. Ao longo dos últimos 20 anos a Europa experienciou mais de 20 grandes interrupções, gerando elevados prejuízos econômicos e sociais. Um dos casos mais impactantes ocorreu em 2003, quando uma interrupção afetou mais de 50 milhões de pessoas durante mais de 12 horas entre a Itália e a Suíça (TOB, 2016). No mesmo ano nos EUA o *blackout* posteriormente denominado de “Northeast Blackout”, que ocorreu na região nordeste dos EUA afetou cerca de 50 milhões de consumidores e resultou na interrupção de 61.800 MW de carga.

No entanto, dada a magnitude e o volume das instalações presentes nas redes dos setores elétricos, o custo financeiro necessário para a realização de investimentos para substituição desses ativos é muito elevado. Nos EUA o montante financeiro atual (e

depreciado) de ativos de transmissão é de US\$ 90 bilhões. O custo de reposição desses ativos é de mais de US\$ 240 bilhões (RHODES, 2017).

A ASCE (Sociedade de Engenheiros Civis dos EUA) publicou no ano passado o relatório denominado “Failure to Act”, na qual indica que segundo estimativas de diversos órgãos envolvidos em pesquisas do setor energético, os EUA atingirão um *gap* de investimentos da ordem de US\$ 24 bilhões ao longo desta década, entre 2020 e 2029 (ASCE, 2019). Isso representa um montante de investimentos inferior em 24 bilhões de dólares ao necessário para o sistema de transmissão atender às necessidades de modernização necessárias para o seu funcionamento em níveis de segurança tido como aceitáveis.

Um dos maiores empecilhos à decisão de investimento e modernização é relacionada à ausência de um padrão ou de uma definição universal de melhores práticas a nível internacional. Os reguladores de todos os países ficam sujeitos a atuar com um nível de informação inferior ao disponível e dependendo exclusivamente de dados históricos nacionais (IEC, 2019).

Isso decorre principalmente da ausência de padrões compartilhados e unificados, com cada país utilizando diferentes padrões de testes, obtenção e registro de informações e metodologias de medição. A recente inserção de padrões, como o ISO 55000 para a gestão de ativos, ameniza a atual situação sem, no entanto, gerar soluções mais amplas e necessárias. Esse cenário é ainda mais exacerbado em países em desenvolvimento (IEC, 2019).

Frente a essas constatações, a International Electrotechnical Commission formulou uma lista de importantes *guidelines* de cooperação internacional com o objetivo de prover um maior grau de homogeneidade de informações, práticas e métodos entre empresas do setor elétrico de diversos países do mundo (IEC, 2019).

A área de maior prioridade, segundo a comissão, é a de desenvolvimento de um padrão de procedimentos de testes e de manutenção. Isso não implica em padronizar as *estratégias* de manutenção, que podem ser baseadas em periodicidade ou em risco,

mas em determinar melhores práticas para uma dada estratégia, permitindo que entidade responsáveis pela manutenção possam decidir pela melhor estratégia, garantindo a flexibilidade para cada caso.

É necessária a definição de métricas uniformizadas de performance e de classificações de confiabilidade dos equipamentos. Mesmo quando se considera o uso de métricas relativamente universais, como as classicamente associadas à frequência de interrupções (SAIFI, ou FEC no Brasil) e duração das interrupções (SAIDI, ou DEC no Brasil), há metodologias divergentes entre países. Demais indicadores, menos técnicos por natureza, como nível de satisfação dos consumidores, ou qualidade do atendimento, estão ainda mais distantes de algum nível de padronização. Sem essa uniformização é difícil realizar a comparação entre países e decidir por melhores práticas (IEC, 2019).

Dentro da disciplina de gestão de ativo, a comissão observa como essencial que as informações coletadas, sujeitas aos padrões supracitados, sejam empregadas para avaliação e priorização de investimentos. Dada a presença de dados históricos e de medições recorrentes de indicadores relacionados aos ativos operantes, é possível, com a aplicação de modernas técnicas de *machine learning* estimar riscos e traçar estratégias ótimas de investimento, considerando restrições financeiras e de presença ou disponibilidade de capital humano (IEC, 2019).

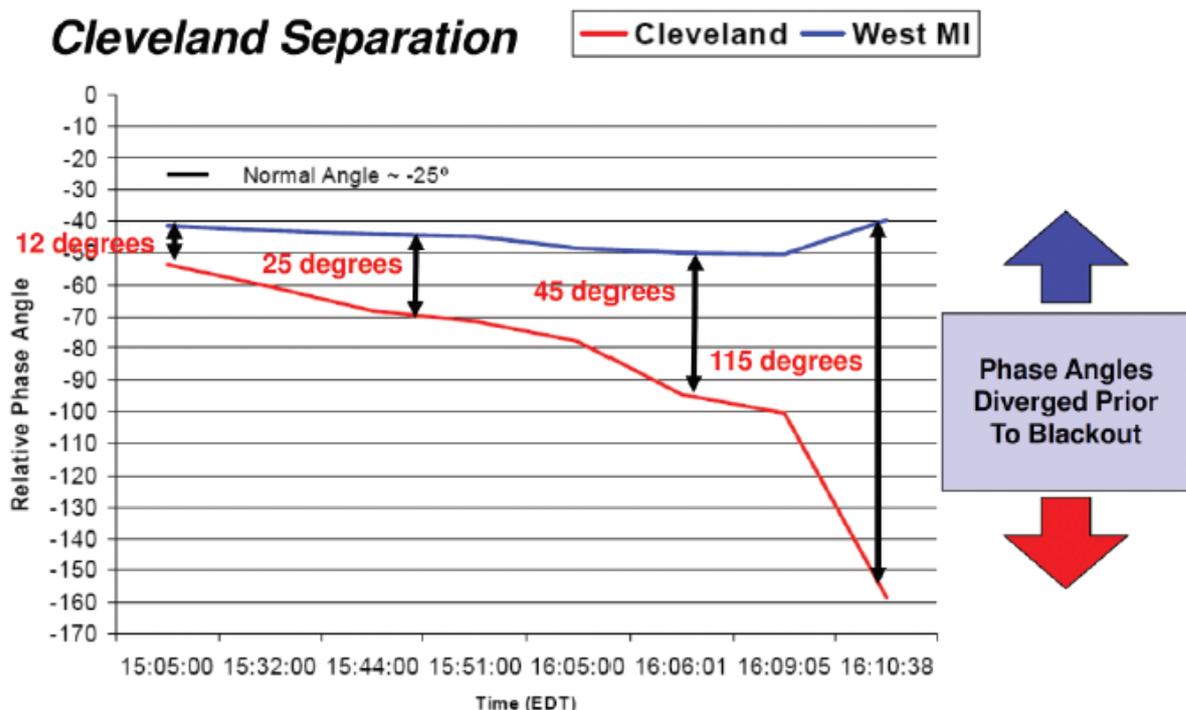
O Departamento de Energia dos EUA aponta como necessária a modernização da rede com o objetivo de inserir equipamentos mais modernos, dotados de sensores e dispositivos de telemetria de modo a dotar as concessionárias com um maior nível de informação e permitir práticas mais avançadas de gestão de ativos, em linha com a necessidade de avaliação e priorização de investimentos futuros (DOE, 2015).

A Comissão Eletrotécnica dos EUA destaca ainda mais um importante ponto: a necessidade de criação de uma base de dados de históricos e falhas de equipamentos unificada. Isso torna-se ainda mais relevante para concessionárias de menor porte ou que operam a menos tempo, para as quais os bancos de dados próprios referentes a falhas de equipamentos não possuem relevância estatística, em função de um volume

reduzido de dados. Essa base unificada geraria benefícios para todos os agentes envolvidos, inclusive reguladores e planejadores.

A interrupção do Northeast Blackout demonstrou a necessidade de modernização da rede de transmissão e da adoção de equipamentos e softwares com o objetivo de aumentar o nível de informação e a velocidade de diagnóstico de perturbações nas redes de transmissão. Um exemplo de equipamento é o *phasor measurement unit* (PMU – Unidade de Medição Fasorial), que teria permitido a detecção da separação do ângulo de fase e teria evitado o efeito em cascata que ocorreu no episódio. Eventualmente esses equipamentos serão integrados a softwares que permitirão a resposta automática a esses eventos (DOE, 2015). A Figura 1 ilustra a situação:

Figura 1 – Ilustração da separação do ângulo de fase, antecedendo à interrupção do Northeast Blackout, em 2003



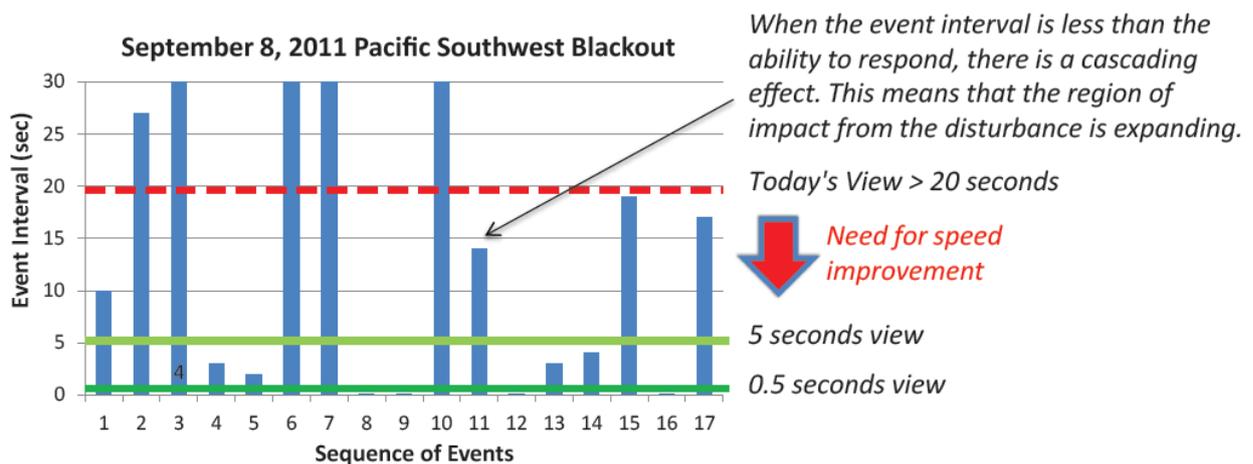
Fonte: DOE, 2015

Existe a necessidade de modernização, com uso de sensores, telemetria, hardware e software do estado da arte para a atuação em casos onde o tempo de resposta necessário é inferior ao atualmente possível, que em muitas situações ocorre por

limitações de reação humana. É o caso ilustrado pelo que ocorreu pela interrupção denominada de “Southwest Blackout”, que ocorreu em 2011 nos EUA. Nesse episódio em função da incapacidade de resposta em tempo hábil pelo operador, houve a incidência de um efeito em cascata, afetando uma área crescente.

Esse caso ilustra a necessidade de equipamentos classificados como “mais rápidos que tempo real”, com a capacidade de realizar projeções e estimativas para períodos de tempo próximo, assim como sistemas de software capazes de responder adequada e rapidamente. A Figura XX abaixo ilustra o caso de 2011.

Figura 2 - Ilustração da sequência de eventos relacionados ao efeito cascata da interrupção do Southwest Blackout, em 2011



Fonte: DOE, 2015

De maneira geral, o Departamento de Energia dos EUA considera essencial que a modernização dos ativos permita um ambiente de observabilidade do setor elétrico mais rápido, dinâmico e com perspectivas mais globais do sistema, permitindo o uso de softwares e equipamentos mais preditivos e proativos. Em face à grande mudança de paradigma do setor, associada à condição de idade avançada dos ativos, a instituição vê oportunidades de modernização com vistas a aumento da confiabilidade e de adaptação aos futuros desafios do setor.

A Sociedade de Engenheiros Civis dos EUA destaca que há custos elevados na ausência de ações para contornar esses desafios. Um dos principais pontos é a

mensuração dos impactos econômicos e sociais causados por interrupções de fornecimento elétrico (ASCE, 2019). As estimativas realizadas por diversas instituições e sintetizadas pela ASCE podem ser vistas na Tabela 1 abaixo:

Figura 3 – Perdas Agregadas por Década e Acumuladas para os EUA (US\$ Bilhões)

Aggregated Output Losses by Industry Sector (\$2019 billions)			
Sector	2020-2029	2030-2039	2020-2039
Manufacturing	\$210	\$736	\$947
Health Care	\$27	\$134	\$161
Professional Services	\$72	\$302	\$374
Other Services	\$47	\$164	\$211
Logistics	\$45	\$160	\$204
Finance, Insurance and Real Estate	\$96	\$344	\$439
Construction	\$17	\$54	\$71
Retail trade	\$24	\$82	\$107
Accommodation, Food and Drinking Places	\$15	\$53	\$68
Transportation Services (excluding truck transportation)	\$14	\$50	\$64
Mining, Utilities, Agriculture	\$18	\$63	\$81
Information	\$39	\$167	\$206
Educational Services	\$4	\$13	\$17
Entertainment	\$5	\$16	\$21
Social Assistance	\$3	\$10	\$12
Totals	\$637	\$2,347	\$2,984

Fonte: ASCE (2019)

#### 1.1.4 Incentivos adequados no sentido da revitalização do parque instalado

Com relação aos incentivos à revitalização do parque instalado, é válido destacar a contribuição feita à CP 005/2020 realizada no âmbito deste trabalho. Neste sentido foi constada uma incerteza relativa à efetividade dos incentivos presentes no atual arcabouço regulatório.

Ainda que haja um incentivo econômico e financeiro à troca de equipamentos depreciados pelas concessionárias através da reposição da remuneração do capital investido, é preocupante a ausência dessas reposições, sobretudo quando há indicação por parte do ONS para a substituição nos Plano de Ampliação e Reforços (PAR) e no Plano de Melhorias e Reforços (PMR).

A preocupação da ANEEL com relação à efetividade dos instrumentos regulatórios está relacionada ao elevado grau de assimetria de informação referente às características e condições dos equipamentos de transmissão. Esta assimetria impede que a Agência possa inferir a efetividade dos incentivos da regulação com a devida antecedência, possibilitando a realização de ajustes, se necessários.

Na AIR nº 005/2019, a ANEEL apresenta considerável grau de discrepância entre as diversas fontes de estimativas dificultando uma análise precisa do status dos equipamentos de transmissão de modo a avaliar as necessidades de ajustes. Essa assimetria também se reflete na relação entre o ONS e as transmissoras a partir dos valores de depreciação apresentados pela AIR. O trabalho conduzido nas esferas do PAR e do PMR enseja a constante atualização da Base de Dados Técnica do ONS e do Sistema de Gerenciamento dos Planos de Melhorias e Reforços (SGPMR). Neste contexto observa-se que há espaço para melhorias.

Existe uma expectativa de que o monitoramento seja realizado de forma mais efetiva com o desenvolvimento do módulo de transmissão do Sistema de Inteligência Analítica do Setor Elétrico (SIASE-T), reduzindo assim as assimetrias informacionais entre o agente regulador, o ONS, as transmissoras e demais entidades envolvidas.

A Resolução Normativa nº 643/2014 passou a reconhecer e a permitir a remuneração de investimentos com a finalidade de melhorias ou de extensão da vida útil dos equipamentos para além da vida útil regulatória. Adicionalmente, as indisponibilidades para a instalação de melhorias são isentas de descontos para a Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI). Destaca-se que esta é uma medida importante, pois gera incentivos para a realização de investimentos para uma

substituição ordenada de equipamentos que estão no final da vida, assim como para investimentos que podem estender a vida dos ativos presentes.

Contudo, alguns dados trazidos pela AIR podem indicar uma baixa adesão das transmissoras a esses tipos de investimentos, com o total de receita recebida pelas concessionárias em função de equipamentos com a finalidade de melhorias da Rede Básica não superando 0,35%. Deve ser considerado ainda que esse cenário se desenvolve em um contexto de elevada presença de equipamentos elegíveis para substituição, de acordo com orientação do ONS.

Dificuldades relacionadas ao processo de solicitação e autorização das melhorias e reforços foram indicadas como potencial explicação para esse fenômeno, que ocorre a despeito do que a ANEEL veio a definir como a superação de dificuldades regulatórias pela Resolução Normativa nº 643/2014 para este tipo de investimento. A ANEEL identifica necessidades de aperfeiçoamento do fluxo de procedimentos, que estão sendo estudadas e discutidas no âmbito do Processo SIC nº 48500.000891/2019-16.

Existe, portanto, a necessidade de que esse tipo de dificuldade administrativa e executiva sejam endereçadas e solucionadas somente para que esses investimentos possam ser efetuados reduzindo assim a assimetria de informação.

No âmbito do trabalho foi indicada a concordância parcial com a manutenção dos termos da regulamentação relativos à substituição de equipamentos por motivo de vida útil esgotada, e a responsabilidade das empresas transmissoras sobre o processo de modernização dos ativos. Neste cenário, definições, processos, aplicações e reconhecimento das receitas permanecem inalterados. Neste sentido, deve haver um esforço de curto prazo para contornar as dificuldades relacionadas ao elevado grau de assimetria informacionais do setor, que passa pela disponibilidade de uma plataforma universal de acesso a estas informações, como o SIASE-T, e pela otimização dos processos administrativos para a condução de investimentos em melhorias.

Não obstante a validade de manutenção do corpo regulatório atual por esta alternativa, também foi indicado no âmbito do trabalho que seria importante a

incorporação de mecanismos de incentivo à manutenção de equipamentos que superaram a vida útil regulatória e que ainda desempenham satisfatoriamente. Nesse sentido, um mecanismo com o intuito de conceder uma premiação adicional pela PVI aos transmissores que obterem desempenho satisfatório, deveria ser considerado. Ademais, seria adequado que fosse reconhecida uma parcela adicional sobre os custos de Operação e Manutenção (O&M), com vistas a cobrir eventuais custos superiores de manutenção desses equipamentos.

## **2 Contribuições do GESEL às CP 005/2020 e CP 030/2020 da ANEEL**

- **Relatórios de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº5/2019 e nº1/2020.**  
(síntese dos documentos).

A seção tem como objetivo realizar contextualização e revisão dos principais pontos dos Relatórios de Análise de Impacto Regulatório (AIR) nº5/2019 e nº1/2020. (síntese dos documentos).

- **Proposições do GESEL à consulta pública 05/2020**

A presente seção irá abordar as contribuições do GESEL à Consulta Pública 05/2020 que tem como objetivo a obtenção de subsídios para o Relatório de Análise de Impacto Regulatório nº 005/2019 (AIR nº 5/2019), referente à necessidade de aprimoramento dos comandos regulamentares relacionados à vida útil regulatória dos equipamentos de transmissão.

Neste sentido, são analisadas as quatro alternativas pela ANEEL para responder ao problema.

A contribuição do GESEL pode ser sintetizada por meio do trecho a seguir:

“Considerando o atual momento econômico e o bom desempenho operacional recente do setor de transmissão, concordamos, parcialmente, com a posição da ANEEL de que a Alternativa 1 é a mais indicada. Deve haver um esforço de curto prazo para contornar as dificuldades relacionadas ao elevado grau de assimetria informacionais do setor, que passa pela disponibilidade de uma plataforma universal de acesso a estas informações, como o SIASE-T, e pela otimização dos processos administrativos para a condução de investimentos em melhorias.

Não obstante a validade de manutenção do corpo regulatório atual pela Alternativa 1, entendemos que seria importante a incorporação de mecanismos de incentivo à manutenção de equipamentos que superaram a vida útil regulatória e que ainda desempenham satisfatoriamente. Nesse sentido, um mecanismo similar ao apresentado pela Alternativa 3, com o intuito de conceder uma premiação adicional pela PVI aos transmissores que obterem desempenho satisfatório, deveria ser considerado. Ademais, seria adequado que fosse reconhecida uma parcela adicional sobre os custos de Operação e Manutenção (O&M), com vistas a cobrir eventuais custos superiores de manutenção desses equipamentos.

A Alternativa 2 impõe uma análise detalhada considerando que a remuneração pelo capital investido e pelo custo de oportunidade (WACC) já foi realizada durante o período de vida útil regulatória dos ativos. A decorrência da vida útil regulatória inferior à vida útil física do equipamento restringe-se ao ganho financeiro do adiantamento das parcelas de remuneração.

Quanto à Alternativa 4 apesar de ter o benefício de introduzir competição no processo, apresenta uma elevada complexidade na confecção de processos licitatórios com vistas à substituição de blocos de ativos depreciados.”

- **Proposições do GESEL à consulta pública 030/2020**

A presente seção irá abordar as contribuições do GESEL à Consulta Pública 030/2020 que tem como objetivo a obtenção de subsídios para a Análise de Impacto Regulatório – AIR que trata da avaliação e aprimoramento da regulamentação associada a reforços e melhorias em instalações de transmissão de energia elétrica.

Neste sentido, as contribuições do GESEL se deram no sentido de:

- i. Relevância do relatório de AIR
- ii. Problemas identificados quanto aos conceitos de reforços de equipamentos de transmissão;
- iii. Problemas identificados quanto aos conceitos de melhorias de equipamentos de transmissão;
- iv. Problemas identificados nos procedimentos de autorização de reforços;
- v. Problemas identificados nos procedimentos de autorização de melhorias;
- vi. Problemas identificados referentes à relação entre os processos de autorização de reforços e melhorias e os processos de revisão periódica das concessionárias de transmissão;
- vii. Indicação de alternativas mais adequadas referentes ao aprimoramento da regulamentação associada a Reforços e Melhorias em instalações de transmissão existentes

### **3 Levantamento de experiências internacionais de processos de tomada de decisão de gestão de ativos de transmissão**

A seguir são apresentados quatro cases de metodologia para gerenciamento e tomadas de decisão sobre ativos de transmissão (CIGRÉ, 2014).

Observa-se a grande oportunidade de formulação de metodologia de gestão de ativos de transmissão, com base na norma ISO-55000, e de apoio à tomada de decisões sobre ações a serem empreendidas (substituição, modernização (overhaul), inspeção, etc).

#### **3.1 CIGRE: avaliação de riscos**

O exemplo trazido pelo CIGRE de processo de priorização está associado à avaliação da condição do equipamento e à importância que este possui para o sistema. O resultado é o estabelecimento de um conjunto de atividades de manutenção e reposição de longo prazo necessárias para sustentar os ativos de cada grupo de ativos. Este exemplo trata da adoção desta metodologia que atualmente é usada sobretudo para ativos do sistema 220/380 kV e para disjuntores de 110 kV.

A principal razão para o desenvolvimento da metodologia (que foi originalmente aplicada apenas para planejamento de manutenção) é a necessidade de prever o final da vida útil física e econômica dos ativos. Eventualmente, a substituição de um único equipamento pode não ser econômica ao mesmo tempo em que overhaul de vários ativos dentro da mesma subestação pode ser economicamente melhor.

O *overhaul* deve ser planejada com pelo menos 10 anos de antecedência. Novos parâmetros que permitem uma melhor abordagem das condições de previsão do fim da vida útil foram introduzidos (por exemplo, serviços pós-venda). Os novos critérios de condição são divididos em dois subgrupos que estão mais relacionados ao dispositivo considerado (tipo, fabricante, etc.):

- **Condição técnica**

- idade do equipamento;
- resultados da manutenção;
- tempo para o próximo serviço;

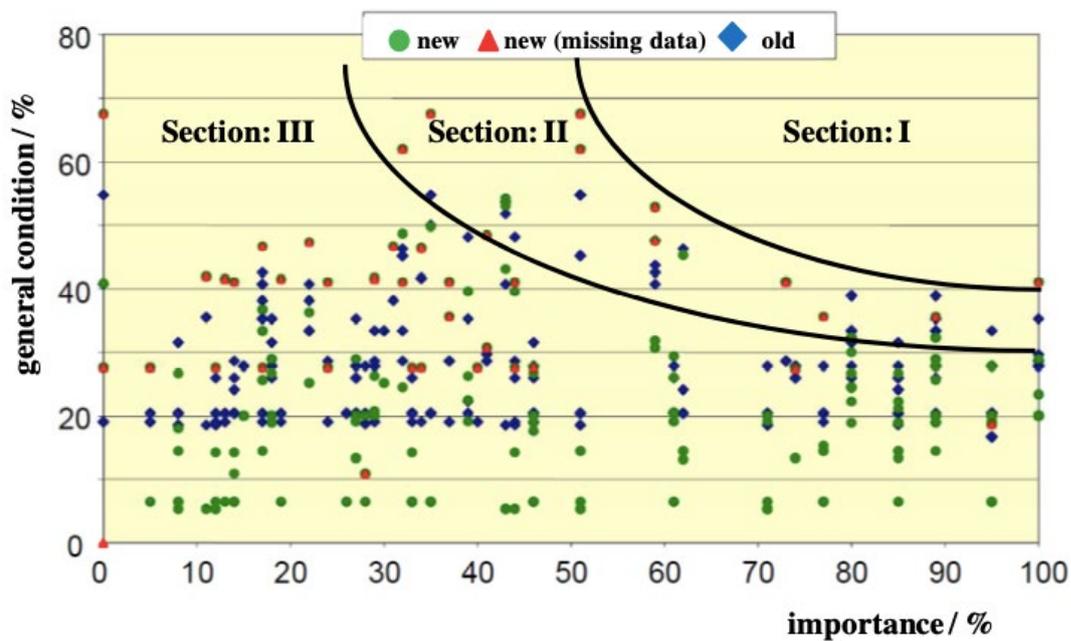
- **Experiência**

- tipo de mecanismo de operação;
- serviço prestado;
- serviço pós-venda;
- taxa de falha;
- eliminação de falhas.

A seguir mostra os resultados finais da avaliação da condição dos equipamentos de acordo com o tipo: antigo, novo e novo (com dados ausentes). No caso de alguns dados não estarem disponíveis, as hipóteses consideradas foram as de pior caso. Além disso, três áreas diferentes de ações de manutenção foram definidas:

- Seção III: Inspeções, *overhaul* de acordo com as regras gerais de serviço;
- Seção II: Medidas preparatórias (substituição)
- Seção I: Substituição.

Figura 3: Resultado da avaliação de riscos do CIGRÉ



Fonte: CIGRÉ (2014)

A figura mostra a distribuição dos equipamentos nas três seções. Equipamentos de elevada importância (mais à direita no eixo horizontal) e que estejam em piores condições (mais elevados no eixo vertical) devem ser prioritariamente substituídos e estão localizados na seção I. A seção II inclui os equipamentos em posição intermediária e nos quais se devem ser tomadas medidas voltadas para a preparação

da substituição. Já na seção III estão localizados os equipamentos que foram considerados de menor importância e as medidas adotadas envolvem inspeção e *overhaul*.

### **3.2 Metodologia de Preservação de Investimento de Capital da BCTC**

A British Columbia Transmission Company (BCTC) implementou uma metodologia para tomada de decisões relativas aos ativos de transmissão.

A ferramenta de priorização de ativos se baseia na atribuição de um *score* para cada ativo com base nos valores corporativos e na política de tolerância ao risco da empresa. Assim, a priorização de ativos para substituição envolve a revisão do portfólio de equipamentos de modo a identificar aqueles de maior valor para a empresa e considerando também os riscos associados à prorrogação da substituição de cada ativo. O risco e os valores associados ao diferimento da substituição de ativos são avaliados com base em dezoito critérios em seis categorias definidas pela BCTC:

- i. Aspectos financeiros;
- ii. Confiabilidade;
- iii. Eficiência de mercado;
- iv. Condição do ativo;
- v. Envolvimento de parceiros (p.ex: fabricantes)
- vi. Meio Ambiente e Segurança.

O risco do adiamento é o maior risco computado (calculado como o produto da consequência e probabilidade) entre os seis objetivos, enquanto o valor atribuído ao ativo é calculado como uma média ponderada das pontuações entre os objetivos.

O risco de diferimento e as pontuações de valor são calculadas para todos os possíveis investimentos e uma revisão é realizada periodicamente para garantir que os investimentos sejam pontuados de forma consistente em cada portfólio. O risco de adiamento e as pontuações de valor são então comparados dentro de cada portfólio para identificar aqueles com menor risco de adiamento inferior e aqueles com valores atribuídos inferiores. Como resultado, são feitas recomendações para substituição de ativos seguindo uma ordem de priorização que deve levar em consideração também as restrições de recursos e de programação de interrupções.

#### **a. Pontuações de valor**

As pontuações em cada categoria seguem um sistema de pesos. Assim, a pontuação de valor geral é a soma das pontuações atribuídas em cada categoria individual ponderada.

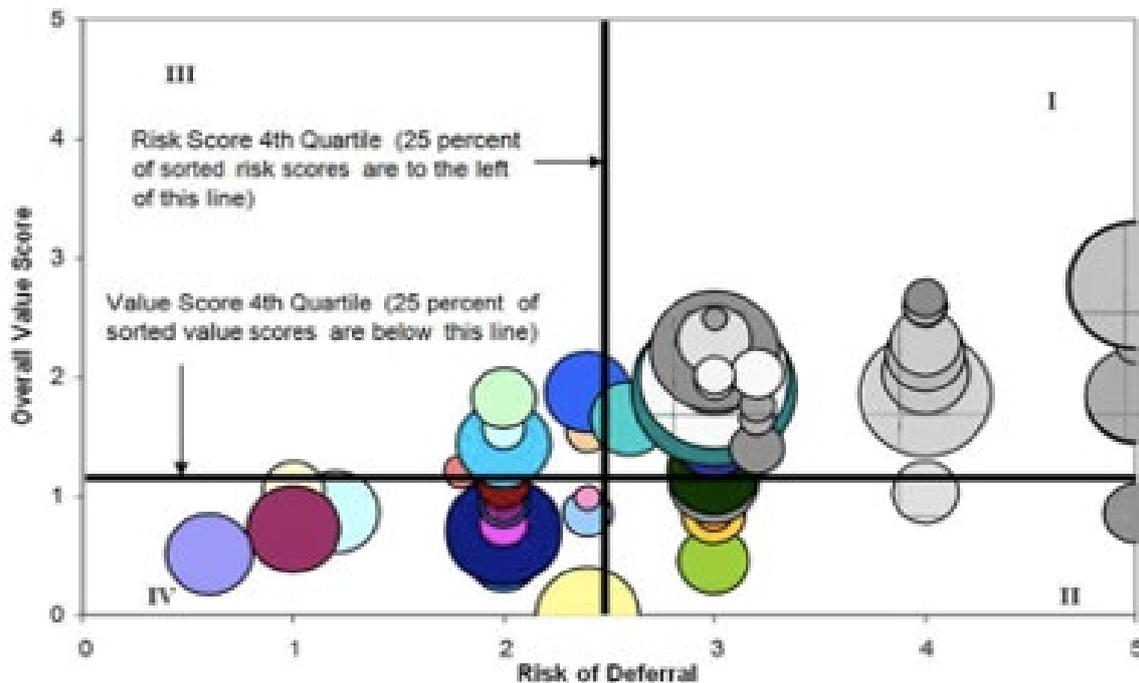
#### **b. Pontuação de risco**

Uma pontuação de risco é atribuída a cada categoria. A pontuação final de risco corresponde àquela que é a mais alta obtida dentre as seis categorias.

#### **c. Priorização dos projetos**

Para comparar os projetos, as pontuações obtidas nas categorias “valor” e “risco” são normalizadas em uma escala de 0 a 5. Os valores são então plotados gerando um painel dividido em quadrantes, como mostra a figura a seguir.

Figura 4: Resultado da metodologia de avaliação de riscos e tomada de decisão da BCTC:



Fonte: CIGRÉ (2014)

As linhas em negrito no gráfico representam as pontuações do quarto quartil (ou seja, 25% dos projetos tiveram um risco de adiamento ou pontuação de valor geral inferior a essas linhas). As bolhas no quadrante I da figura representam os projetos e programas com maior risco de adiamento e pontuações de valor geral.

Geralmente, projetos enquadrados no menor valor geral e o menor risco de adiamento nos gráficos de bolhas (quadrante IV) foram adiados no estudo de caso em questão.

Para a efetivação de mais adiamentos, os projetos nos quadrantes II e III do gráfico de bolhas seriam revisados. Como esses projetos envolvem maior risco no adiamento, ocorre um aumento da exposição da empresa ao risco.

### 3.3 Gestão de Risco na RTE

A Empresa RTE desenvolveu uma metodologia denominada “prestação de serviços” para comparar o impacto das diferentes abordagens técnicas na substituição de ativos.

#### a. Metodologia

A metodologia de “serviços prestados” é baseada em uma abordagem multicritério. Ele leva em consideração os valores de negócios da empresa e implementa uma abordagem de avaliação de risco que inclui uma análise quantitativa da experiência histórica e que é complementada por contribuições qualitativas de especialistas.

Os parâmetros considerados pela RTE são:

- Impacto financeiro,
- Segurança de abastecimento,
- Saúde e Segurança,
- Legislação,
- Meio Ambiente,
- Imagem pública,
- Regulamentação.

O risco para cada parâmetro é avaliado usando indicadores-chave de desempenho (KPIs) como, por exemplo, custo, energia não fornecida, etc. A gravidade das consequências é definida em 4 níveis: moderado, sério, severo e catastrófico.

A tabela a seguir mostra a matriz de impacto nos negócios usada pela RTE.

Business value	moderate	serious	severe	catastrophic
Financial impact ,	< 1 M€	1 M€< <10 M€	10 M€< <100 M€	>100 M€
Security of supply,	< 100 MWh	100< < 1000 MWh	1 GWh < < 10 GWh	>10 GWh
Legislation,	Litigation with civil liability	Litigation with legal responsibility	Judgment of conviction	Impairment to legitimacy
Environment,	Local and short impact	Mid-term impact	Long term impact	Continuous impact – loss of ISO 14001 certificate
Image,	Critics on local medias	Critics on regional medias	Critics on national medias	Critics on national medias for several days
Regulation.	Request for information	Request for actions plan	Request for policy change	To be put under tutelage

Fonte: CIGRÉ (2014)

A probabilidade do evento é definida qualitativa e quantitativamente por 6 níveis:

- Improvável, o que significa <0,01 caso / ano (ou 1 caso / 100 anos),
- Infrequente, o que significa 0,1 caso / ano (ou 1 caso / 10 anos),
- Possível, o que significa 1 caso / ano (ou 1 caso / ano),
- Provável, o que significa 10 casos / ano,
- Frequente, o que significa 100 casos / ano,
- Muito frequente, o que significa 1000 casos / ano.

A matriz de avaliação de risco é construída usando impactos de negócios e probabilidade de escalas de eventos descritas acima:

occurrence		severity of impact			
quantitative	qualitative	moderate	serious	severe	catastrophic
0.01 / y	improbable				
0.1 / y	infrequent				
1 / y	possible				
10 / y	probable				
100 / y	frequent				
1000 / y	very frequent				

Caption

	low risk
	moderate risk
	high risk
	extreme risk

Fonte: CIGRÉ (2014)

As ações preventivas são adaptadas de acordo com a gravidade estimada do impacto.

Em caso de risco extremo, uma ação preventiva pode ser realizada imediatamente. Em caso de alto risco, uma ação preventiva pode ser planejada a fim de mitigar o risco.

No caso de risco moderado, pode ser realizado um monitoramento para avaliar a evolução do risco. Em caso de baixo risco, nada é feito.

### **b. Aplicação da metodologia**

A metodologia de “serviços prestados” pode ser aplicada a qualquer abordagem técnica permitindo a:

- classificação dos ativos de acordo com os critérios apropriados: por ex. localização geográfica, ambiente, função;
- Identificação de eventos inesperados que podem apresentar riscos;
- Identificação de valores de negócios e indicadores chave de desempenho associados impactados;
- Avaliação de dados úteis: por ex. custo da falha, duração do reparo;
- Avaliação do nível de gravidade de cada evento inesperado que pode ocorrer;
- Avaliação da probabilidade de cada evento inesperado;
- avaliar o nível de risco para cada valor de negócio impactado usando a matriz de impacto de negócio.

Em seguida, diferentes cenários são avaliados, como:

- a abordagem técnica é aplicada a toda a frota de ativos,
- a abordagem técnica é aplicada, mas limitado a uma parte da frota de ativos,
- o programa técnico não é aplicado.

A avaliação de custos leva em consideração:

- o custo direto das ações preventivas;
- o custo das falhas, incluindo o custo do reparo e o custo da Energia Não Fornecida.

O objetivo é selecionar o cenário ideal levando em consideração, por um lado, o custo da ação preventiva e, por outro, os riscos envolvidos.

A avaliação de risco dos cenários é realizada por períodos de vários anos. O risco para cada ano e para cada cenário é avaliado usando a matriz de avaliação de risco. Os resultados (nível de risco) são colocados em uma tabela com representação gráfica, de forma a facilitar a comparação dos cenários de longo prazo para cada parâmetro impactado.

### **c. Os benefícios da metodologia**

A metodologia de “serviços prestados” auxilia na otimização do conjunto de abordagens técnicas considerando o custo financeiro, as ações necessárias e a avaliação dos riscos associados.

Esta metodologia permite a comparação entre diferentes abordagens técnicas impactando diferentes categorias de ativos. A comparação é realizada com base na análise de custos x benefícios ao longo de um longo período de tempo e é baseada na metodologia de avaliação de risco descrita no CIGRÉ TB422. Além disso, a metodologia é muito útil para uma comunicação mais efetiva entre os diferentes *stakeholders* envolvidos incluindo, por exemplo, entidades reguladoras ou o operador.

### 3.4 Hydro One

O planejamento de negócios da Hydro One é realizado anualmente e tem como base o desenvolvimento de um plano de cinco anos que inclui uma etapa detalhada para os primeiros três anos do ciclo de planejamento e uma perspectiva menos detalhada para os dois anos restantes. O processo de planejamento de negócios anual típico consiste em cinco etapas:

- i. Direcionamento estratégico corporativo e metas definidas;
- ii. Perspectiva econômica e premissas de previsão desenvolvidas;
- iii. Propostas de investimento desenvolvidas;
- iv. Priorização baseada em risco e seleção do plano de investimento realizado; e
- v. Planos de negócios e programas de trabalho concluídos.

Para definição dos investimentos a serem feitos as necessidades dos clientes (incluindo estimativas de crescimento de carga e conexões com o gerador), relevância do ativo, desempenho operacional e idade e condição do ativo são examinadas de modo a identificar áreas que requerem investimentos visando a mitigação do risco.

Assim, o processo de investimento passa por uma etapa prévia de priorização baseada no mapeamento dos riscos. O resultado desta etapa é uma lista de investimentos considerados prioritários que deve ser convergente com as diretrizes estratégicas da Hydro One e com os objetivos da empresa. Assim, devem ser considerados aspectos de ordem financeira, operacional, ambiental, de segurança, além de considerações regulatórias e legais. Um plano de investimento final é então validado pela equipe sênior de gerenciamento da Hydro One.

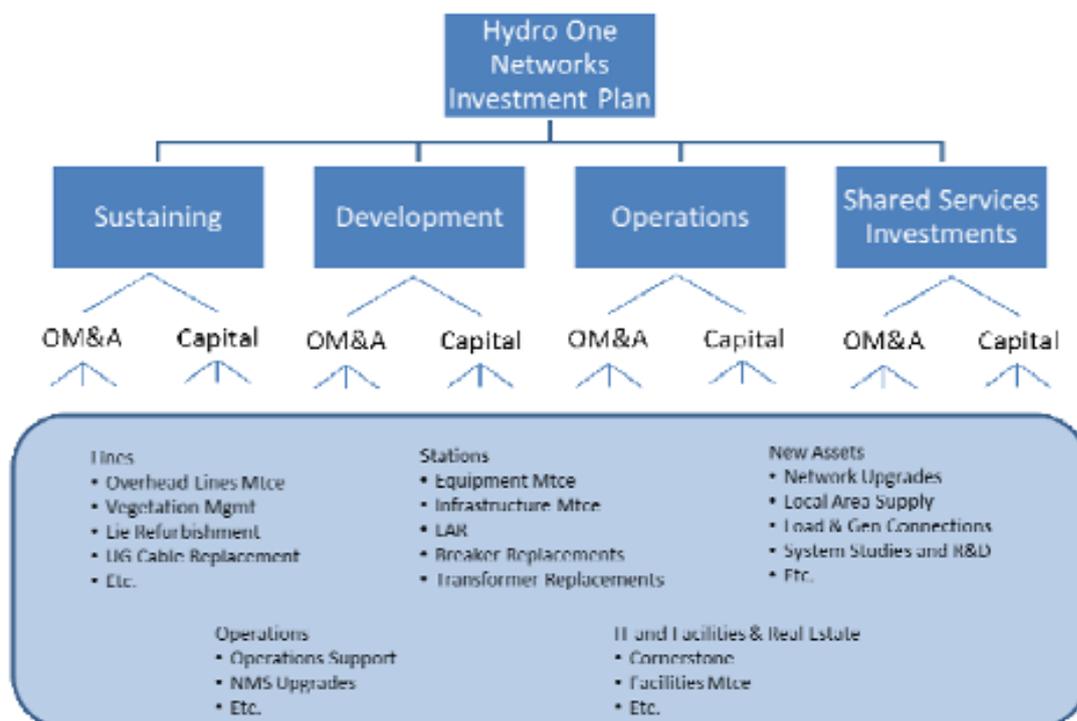
#### **a. Metodologia de desenvolvimento de propostas de investimento**

A Hydro One Transmission tem quatro categorias principais de investimento: Sustentação, Desenvolvimento, Operações e Serviços Compartilhados. A atividade de Sustentação é executada visando manter a capacidade existente do sistema de

transmissão. A atividade de Desenvolvimento visa ampliar a capacidade do sistema de transmissão, sobretudo para atender às demandas dos clientes. As atividades de Operações são voltadas para o gerenciamento dos ativos de transmissão em tempo real de forma contínua. As atividades de Serviços Compartilhados incluem as despesas com Ativos Fixos Menores, Equipamentos de Serviço, Projetos e Programas para Instalações e Imóveis, Projetos de TI e Atendimento ao Cliente.

A estrutura do Plano de Investimento geral para a Transmissão Hydro One é mostrada na Figura a seguir.

Figura 5: Processo de definição do Plano de Investimentos da Hydro One



Fonte: CIGRÉ (2014)

Durante a fase de Desenvolvimento de Propostas de Investimento, as informações são coletadas, as necessidades avaliadas e os investimentos potenciais são identificados para as quatro categorias principais de investimento. Investimentos individuais são avaliados levando em consideração possíveis alternativas de investimentos dentro de uma mesma categoria. Os níveis de investimento propostos

para cada categoria são submetidos para avaliação adicional em relação a todos os outros investimentos propostos realizando assim o processo de priorização.

**b. Priorização de investimentos baseada na mitigação do risco e escolha do Plano de Negócios**

Os Valores de Negócios são definidos pela Hydro One para permitir a realização dos objetivos estratégicos da Empresa, formando os critérios para a realização de investimentos e o gerenciamento de riscos considerando os trade-offs entre os investimentos. Os Valores de Negócios são medidos por um conjunto de indicadores-chave de desempenho (KPIs) Estes valores representam os objetivos que devem ser considerados no processo de tomada de decisão, enquanto os KPIs representam como o impacto nos valores de negócios deve ser medido. Os valores de negócio e os KPIs são ilustrados na tabela abaixo

Business Value	Measure/Key Performance Indicator
Safety	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Employee/contractor workforce health and safety</li> <li>- Public safety</li> </ul>
Customers	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Regulator's service quality index</li> <li>- Customer satisfaction</li> <li>- Public profile and confidence: effective stewardship of assets</li> </ul>
Reliability	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Reliable delivery of electricity</li> <li>- System security</li> </ul>
Environment	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Environmental performance</li> </ul>
Employees	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Employee skills: developing, retaining, attracting and competencies</li> </ul>
Shareholder Value	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Shareholder confidence</li> <li>- Meet license conditions and maintain credibility with regulators</li> <li>- Get required approvals from regulators</li> <li>- Net income</li> <li>- Credit worthiness</li> <li>- Value of the enterprise</li> </ul>
Productivity	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Productivity</li> <li>- Work Program accomplishment, including Tx plan short-term initiatives</li> </ul>

Fonte: CIGRÉ (2014)

O processo de priorização baseado na mitigação de riscos leva em conta os valores de negócios para que então sejam selecionados os níveis propostos de investimento de acordo com as seguintes etapas:

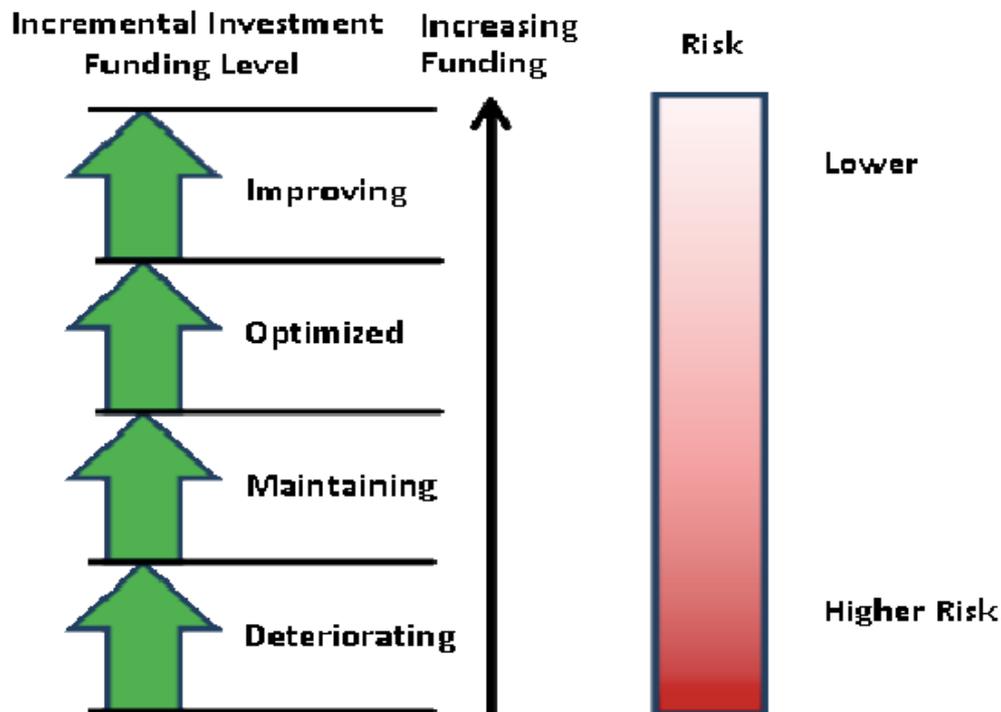
- Refinar / validar os valores do negócio em linha com a estratégia corporativa;
- Desenvolver vários níveis de investimentos para mitigar riscos de forma incremental;
- Determinar e avaliar o custo, benefícios e riscos para cada nível;
- Priorizar os níveis em todas as áreas funcionais da corporação; e
- Avaliar os resultados e construir a Proposta do Plano de Investimento.

Os KPIs formam a base da análise multicritério usada para priorizar os investimentos fornecendo as dimensões a serem consideradas ao avaliar os graus de risco e a mitigação de risco que cada nível de investimento proposto fornece para cada um dos valores de negócio. O processo incorpora uma matriz de risco de probabilidade e de impacto do resultado para determinar as classificações para cada valor de negócio. A escala de Probabilidade varia de 'Remoto' a 'Muito Provável' e a escala de Impacto do Resultado varia de 'Menor' a 'Pior caso'.

As propostas de investimento são desenvolvidas para atender às necessidades dos clientes, os riscos e os objetivos da empresa e, em seguida, são incorporadas ao processo de priorização. O escopo e os níveis do investimento variam dependendo do nível de risco mitigado.

O processo de priorização de investimentos da Hydro One descrito é representado na figura a seguir:

Figura 6: Processo de definição do Plano de Investimentos da Hydro One



Fonte: CIGRÉ (2014)

Os níveis de realização são estabelecidos e avaliados por um período de cinco anos, mas dentro de uma visão de longo prazo (de até 30 anos) da vida útil dos ativos, sobretudo nas atividades de Sustentação, de modo a garantir que a trajetória apropriada seja apresentada para permitir, entre outras coisas, o gerenciamento do ciclo de vida dos recursos. Entretanto, restrições de curto prazo como disponibilidade de recursos humanos ou materiais também são consideradas.

Todo o processo de avaliação de risco é documentado. As informações geradas fornecem os dados de redução de custos e riscos necessários para o processo de priorização com base em riscos. As informações são analisadas por especialistas técnicos, analistas de negócios dentre outros profissionais da Hydro One. A revisão do controle de qualidade garante a consistência no uso do modelo de avaliação de risco.

Durante o processo é selecionado um dos vários níveis de investimento para cada área com base na capacidade de mitigação do risco para os valores de negócio da empresa. A consolidação dos vários níveis selecionados dá origem ao Plano de Investimento preliminar da empresa.

O Plano de Investimento preliminar é então revisado pela Alta Administração da empresa que pode modificá-lo com base na consideração do impacto dos preços aos clientes e na capacidade de realização tendo em vista restrições como, por exemplo, mão de obra, material, disponibilidade do sistema, a saúde financeira da empresa e ainda o custo-benefício dos investimentos.

O resultado final deste processo é uma proposta de Plano de Investimentos Prioritários que atende aos objetivos da empresa preservando o equilíbrio entre as necessidades do sistema, os custos e os riscos envolvidos. O Plano de Investimento proposto é então recomendado ao Conselho de Administração da Hydro One para aprovação como parte do plano de negócios da Corporação.

## **4 Revisão dos principais pontos discutidos nos Webinars realizados pelo GESEL**

- Webinar I: Setor de transmissão: contribuições para vida útil regulatória, reforços e melhorias de equipamentos.

Data de realização: 31/07

Participantes: O Webinar contou com 163 participantes em seu pico

Link para apresentação:

[http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/24\\_hubner\\_03\\_08\\_2020.pdf](http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/24_hubner_03_08_2020.pdf)

Link para o vídeo do evento:

<https://youtu.be/4xLXUuaVm98>

O evento buscou debater contribuições às consultas públicas da ANEEL, nº 5 e nº 20 de 2020, para o setor de transmissão, abordando vida útil regulatória, reforços e melhorias de equipamentos de transmissão. O Webinar, que contou com coordenação do Prof. Sidnei Colombo Martini (USP), teve apresentação de Nelson Hubner (GESEL) e três comentadores: Mario Dias Miranda (ABRATE), Antônio Carlos Cavalcante de Carvalho (CIGRÉ) e Aurélio Mattedi (Siemens Energy).

- Webinar II: Sistemas de Transmissão: aspectos regulatórios associados à revitalização do parque instalado

Data de realização: 27/08

Participantes: O Webinar contou com 200 participantes em seu pico.

Link para apresentação:

[http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/15\\_Müller%20Monteiro.pdf](http://gesel.ie.ufrj.br/app/webroot/files/publications/15_Müller%20Monteiro.pdf)

Link para o vídeo do evento:

<https://youtu.be/np9CYr0vtSg>

O evento buscou debater aspectos regulatórios para sistemas de transmissão, abordando a questão da vida útil, reforços e melhorias de equipamentos. O Webinar contou com a coordenação do Prof. Sidnei Colombo Martini (USP), apresentação do Prof. Nivalde de Castro (GESEL), palestra de Eduardo Monteiro (Instituto Acende Brasil) e teve como debatedores Carlos Ribeiro (ISA CTEEP), Renato Abdalla Afonso (Aneel - Assessor da Diretoria); Ivo Sechi Nazareno (Aneel - Superintendente de Concessões, Permissões e Autorizações de Transmissão e Distribuição); e Leonardo Queiroz (Aneel - Superintendente de Regulação dos Serviços de Transmissão).

- Webinar III (previsto): Aspectos econômicos associados a reforços e melhorias nas Linhas de Transmissão

Palestrantes: Prof. Nivalde de Castro/Dr. Reive Barros/Arthur Pereira (Siemens Energy)/ Gustavo Manfrim (ME) a confirmar / Peter Lanctot (IEC)

O webinar terá como objetivo geral analisar os aspectos econômicos relacionados a reforços e melhorias em instalações de transmissão. Neste sentido, o foco central será a análise do custo-benefício da revitalização do parque instalado de transmissão considerando aspectos econômicos relacionados à cadeia produtiva de Linhas de Transmissão e aos níveis de emprego e renda associados.

## 5 Síntese dos Artigos de Opinião do GESEL

A presente seção tem como objetivo apresentar uma síntese dos três artigos desenvolvidos pelo GESEL relacionados ao tema do estudo.

- **A modernização do sistema de energia elétrica no Brasil**

Data de publicação: 06 de agosto de 2020

Em artigo publicado no serviço Broadcast da Agência Estado de São Paulo, Nivalde de Castro (coordenador geral do GESEL), Nelson Hubner (pesquisador associado do GESEL) e Francesco Tommaso (pesquisador do GESEL), falam sobre o atual estágio do sistema de transmissão brasileiro e a necessidade de “ações e determinações bem definidas, para que seja possível um planejamento setorial e financeiro visando a substituição destes ativos de forma prioritária, seletiva e gradativa”. Segundo os autores, “as inovações regulatórias que viabilizem a revitalização da rede de transmissão poderão impulsionar a economia, com a geração de emprego e de renda, através de um programa coordenado de retrofit e substituição de ativos, buscando assim o menor impacto tarifário possível. Há, assim, condições de criar uma situação de ganha-ganha entre os agentes econômicos, direta e indiretamente envolvidos, e os consumidores”.

- **Desafios da Transmissão de Energia Elétrica no Brasil**

Data de publicação: 03 de setembro de 2020

Em artigo publicado no serviço Broadcast da Agência Estado de São Paulo, Nivalde de Castro (coordenador geral do GESEL), Mauricio Moszkowicz (coordenador executivo do GESEL) e Francesco Tommaso (pesquisador do GESEL), falam sobre os desafios no setor de transmissão no Brasil. Os autores afirmam que, a solução passa pela “reestruturação do enquadramento regulatório com o objetivo de dar os sinais

corretos e eficientes de incentivos para que substituição destes ativos de transmissão de maneira gradativa e organizada.”

- **Gestão de Ativos de Transmissão e a Importância de Processos Padronizados**

Data de publicação: *(artigo encaminhado para publicação)*

Artigo a ser publicado que propõe que a substituição de ativos seja complementada com um processo de padronização de procedimentos e de requisitos técnicos de medição e transmissão de informações relevantes à gestão de tais ativos. Dessa maneira, o setor poderá contar com critérios para uma atuação mais ativa, moderna e eficiente, que permita uma visão consensual das reais condições operacionais dos componentes dos sistemas elétricos de transmissão.

## **Referências bibliográficas.**

CIGRÉ - Transmission Asset Risk Management. Progress in application. Working Group C1.25. November de 2014.

DOE (2015) - Department of Energy (USA) - Quadrennial Technology Review - An Assessment of Energy Technologies and Research Opportunities

IEC (2019) - International Electrotechnical Commission - Strategic asset management of power networks - White Paper

ASCE (2019) - American Society of Civil Engineers - Failure to Act - Electric Infrastructure Investment Gaps in a Rapidly Changing Environment

RHODES (2017) - Joshua D. Rhodes - The old, dirty, creaky US electric grid would cost \$5 trillion to replace. Where should infrastructure spending go? - Postdoctoral Researcher of Energy, University of Texas at Austin

ANEEL (2019.a) - Análise de Impacto Regulatório - AIR da necessidade de aprimoramento dos comandos regulamentares afetos à “vida útil regulatória” de equipamentos de transmissão

TOB (2016) - The One Brief - Power Infrastructure: Keeping The Lights On

Toda a produção acadêmica e científica do GESEL está disponível no site do Grupo, que também mantém uma intensa relação com o setor através das redes sociais Facebook e Twitter.

Destaca-se ainda a publicação diária do IFE - Informativo Eletrônico do Setor Elétrico, editado deste 1998 e distribuído para mais de 10.000 usuários, onde são apresentados resumos das principais informações, estudos e dados sobre o setor elétrico do Brasil e exterior, podendo ser feita inscrição gratuita em <http://cadastro-ife.gesel.ie.ufrj.br>

GESEL – Destacado think tank do setor elétrico brasileiro, fundado em 1997, desenvolve estudos buscando contribuir com o aperfeiçoamento do modelo de estruturação e funcionamento do Setor Elétrico Brasileiro (SEB). Além das pesquisas, artigos acadêmicos, relatórios técnicos e livros – em grande parte associados a projetos realizados no âmbito do Programa de P&D da Aneel – ministra cursos de qualificação para as instituições e agentes do setor e realiza eventos – work shops, seminários, visitas e reuniões técnicas – no Brasil e no exterior. Ao nível acadêmico é responsável pela área de energia elétrica do Programa de Pós-Graduação em Políticas Públicas, Estratégias e Desenvolvimento do Instituto de Economia (PPED) do Instituto de Economia da UFRJ

ISBN: 978-65-86614-20-6

**SITE:** [gesel.ie.ufrj.br](http://gesel.ie.ufrj.br)

**FACEBOOK:** [facebook.com/geselufrj](https://www.facebook.com/geselufrj)

**TWITTER:** [twitter.com/geselufrj](https://twitter.com/geselufrj)

**E-MAIL:** [gesel@gesel.ie.ufrj.br](mailto:gesel@gesel.ie.ufrj.br)

**TELEFONE:** (21) 3938-5249  
(21) 3577-3953



Versão Digital

**ENDEREÇO:**

UFRJ - Instituto de Economia.  
Campus da Praia Vermelha.

Av. Pasteur 250, sala 226 - Urca.  
Rio de Janeiro, RJ - Brasil.  
CEP: 22290-240