



25 a 28
setembro
2024
Campus Central UEPG
Ponta Grossa | PR

Explorando as Interseções das Inteligências
Artificiais na Sociedade Atual



PERDAS NÃO TÉCNICAS COMO COMPONENTE TARIFÁRIO - UM ESTUDO DE MAXIMIZAÇÃO

NON-TECHNICAL LOSSES AS A TARIFF COMPONENT - A MAXIMIZATION STUDY

ÁREA TEMÁTICA: ADMINISTRAÇÃO PÚBLICA: ORGANIZAÇÃO E GESTÃO DE SERVIÇOS PÚBLICOS

Felipe Christ Volkmer, Celesc Distribuição SA, Brasil, felipecv@celesc.com.br

Jonatan Lautenschlage, Celesc Distribuição SA, Brasil, jonatanl@celesc.com.br

Lucas Eduardo Vieira Martins, Celesc Distribuição SA, Brasil, lucasevm@celesc.com.br

Resumo

O trabalho aqui apresentado traz um estudo referente aos potenciais ganhos no indicador de perdas não técnicas no âmbito das revisões tarifárias periódicas de distribuidoras de energia elétrica, concessionárias da União, utilizando-se cenários extremos e intermediários dos componentes desse indicador. Como objetivo, busca-se um ponto ótimo dos componentes do indicador influenciado por ações da própria distribuidora atrelado às curvas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), não levando em consideração os custos inerentes das ações de cada componente, focando somente nos resultados sobre as metas do indicador e seus futuros impactos. Para tal, buscou-se na literatura, além da parte técnica definida pela ANEEL sobre a metodologia do indicador, teorias relativas ao monopólio natural do mercado de distribuição de energia elétrica e a necessidade imposta pelo ente regulador da definição de indicadores de controle com vistas ao melhor atendimento à população, garantindo qualidade com preços mais justos. Como resultado, observou-se que a metodologia de *earning share*, estabelecida para as perdas não técnicas regulatórias, incentiva que as Distribuidoras adotem uma política ativa de redução de perdas, todavia, os custos que envolvem sua adoção podem limitar o retorno financeiro da concessionária em relação à cobertura disponibilizada pela Agência Reguladora para as meta de perdas.

Palavras-chave: Perdas Não Técnicas; Revisão Tarifária Periódica; Distribuição de Energia Elétrica; Regulação do Setor Elétrico; ANEEL

Abstract

The work presented here includes a study of the potential gains in the non-technical losses indicator in the context of the periodic tariff reviews of electric power distributors, concessionaires of the Federal Government, using extreme and intermediate scenarios for the components of this indicator. The aim is to seek an optimum point for the components of the indicator influenced by the actions of the distributor itself, linked to the curves defined by the Brazilian Electricity Regulatory Agency (ANEEL), without taking into account the inherent costs of the actions of each component, focusing only on the results of the indicator's targets and their future impacts. To this end, in addition to the technical part defined by ANEEL on the methodology of the indicator, the

literature was searched for theories relating to the natural monopoly of the electricity distribution market and the need imposed by the regulator to define control indicators with a view to better serving the population, guaranteeing quality at fairer prices. As a result, it was observed that the earning share methodology, established for regulatory non-technical losses, encourages distributors to adopt an active policy to reduce losses, however, the costs involved in its adoption may limit the concessionaire's financial return in relation to the coverage provided by the Regulatory Agency for the loss target.

Keywords: *Non-Technical Losses; Periodic Tariff Review; Electric Power Distribution; Regulation of the Power Sector; ANEEL*

1. INTRODUÇÃO

O mercado de distribuição de energia elétrica, tanto de alta, como de média tensão, configura-se num monopólio natural. Nessa estrutura de mercado, os custos fixos (linhas de transmissão, postes, subestações, transformadores, etc) são expressivamente elevados, tornando eficiente, do ponto de vista econômico, a existência de somente uma empresa ofertante (Baumol, 1977).

A inexistência de competição entre distribuidores garante, ao monopolista, um poder de mercado máximo, permitindo que o mesmo fixe a tarifa pelos seus serviços de maneira a maximizar o seu lucro, mesmo que isso não gere o melhor preço e nível de serviços aos consumidores cativos.

Perante esse cenário de possível ineficiência, a teoria econômica preconiza que o Estado intervenha salvaguardando o interesse público, tanto das famílias, como empresas e da própria administração pública. Essa intervenção ocorre, geralmente, de duas maneiras, uma é o Estado passar a ser o ofertante, ou seja, ele cria uma empresa distribuidora e equaliza as tarifas e os níveis de produção às necessidades da população, como um “ditador benevolente”, ou então, ele desenvolve um sistema regulatório que limita o poder discricionário do monopolista (Musgrave, 1959). Esse segundo caso é o que vigora no Brasil atualmente.

A Celesc Distribuição S.A. é uma distribuidora de energia elétrica, situada em Florianópolis, Santa Catarina, com sua concessão abrangendo 285 municípios e em torno de 3,5 milhões de consumidores, inserida num mercado inteiramente regulado pela União, especificamente pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Isto posto, temos que os valores de tarifa são definidos seguindo diversos parâmetros e indicadores, sejam eles operacionais, financeiros, a fim de impedir que a Celesc e suas congêneres façam uso do seu poder de mercado.

É, porém, na determinação tarifária que reside uma questão fundamental, quais indicadores a deverão basear. Perante esse cenário que este estudo busca avaliar as possibilidades de trajetória do componente de Perdas Não Técnicas (PNT) do processo de revisão tarifária de uma distribuidora, neste caso específico da Celesc Distribuição S.A. e espera-se como resultado a melhor alternativa dentre as estudadas para maximizar o resultado econômico desse indicador ao longo do tempo, considerando os impactos no curto, médio e longo prazo.

Esse trabalho propõe uma abordagem otimizadora da trajetória de perdas não técnicas da Distribuidora, almejando-se identificar o ponto ótimo das perdas para cada ciclo de revisão tarifária, de modo a maximizar o retorno econômico sobre a cobertura disponibilizada pelo agente regulador, conforme metodologia vigente.

2. MONOPÓLIO NATURAL E REGULAÇÃO ESTATAL

O mercado de distribuição de energia elétrica configura-se num monopólio natural. Nessa estrutura de mercado, nomeadamente no mercado de distribuição de energia, os custos fixos envolvidos na atividade, como linhas de transmissão, postes, transformadores, subestações, etc, são muito elevados, especialmente quando comparados aos custos variáveis.

Essa característica da distribuição de energia torna a competição economicamente e tecnicamente inviável, uma vez que haver duas empresas espalhando postes por uma cidade, geraria mais custos que benefícios ao restante da sociedade. Isto posto, somente uma empresa deve oferecer o serviço em cada território e, com isso, emerge a possibilidade da distribuidora adotar fazer uso do seu poder de mercado, potencializando os seus ganhos e reduzindo o bem-estar do restante da sociedade.

Musgrave (1959) advoga que é salutar que o Estado intervenha e busque superar essa falha de mercado. De acordo com Musgrave (1959), uma das três funções do Estado é gerar uma alocação eficiente dos recursos em uma economia. A existência de um monopólio natural legítima, desta forma, a intervenção estatal nesse mercado falho.

No Brasil¹, na década de noventa, houve uma alteração, especialmente após o PND² (Plano Nacional de Desestatização) e da Lei nº 8.631/93, do cenário da distribuição de energia, com a migração ao ambiente regulatório composto, majoritariamente, por empresas privadas. A Constituição Federal de 1988, conferiu a distribuição de energia elétrica à competência federal³, cabendo, assim, ao Governo Federal legislar e regular essa atividade, sendo, desde 1996, a Agência Nacional de Energia Elétrica⁴ (ANEEL) o órgão regulador e que, segundo a teoria econômica, deve comungar os direitos dos consumidores e as necessidades da empresa de distribuição, agindo como um ditador benevolente e levando o mercado ao nível de eficiência econômica.

O processo de fixação das tarifas de distribuição é contínuo e muito intrincado, dado que leva em consideração a matriz de custos da empresa, os planos de investimento da mesma, além do bem-estar dos consumidores e outros pontos, dentre os quais, as perdas não técnicas regulatórias. Estache e Serebrisky (2020) salientam que, nas últimas décadas na América Latina, os reguladores também estão a focar na questão da qualidade do serviço, muito mais que no acesso universal.

É nesse processo, que pode surgir uma possível assimetria de informações⁵ entre o regulador, as reguladas e os consumidores, podendo gerar, assim, ineficiências (Mirrlees, 1971 e Baron e Myerson, 1982). Outro dificultador é a inexistência de concorrência no mercado, impedindo que o sistema de preços, que é um bom fornecedor de informações, aja nesse sentido.

2.1 *Yardstick competition*

Para superar esse cenário, os reguladores podem, a exemplo da ANEEL, utilizar uma metodologia *yardstick competition* baseada em *benchmark*⁶⁷ de outro mercado. Shleifer (1985) argumenta que essa *yardstick competition* é eficiente em reduzir as mazelas dos monopólios naturais, pois ao realizar a análise com base em comparações de similares⁸ (*benchmark*), as empresas comparadas irão buscar ficar à frente das suas congêneres e para

¹ Gomes e Vieira (2009) fornecem um apanhado da evolução histórica do setor de distribuição de energia elétrica no Brasil.

² Lei nº 8.031 de 12 de abril de 1990.

³ Art. 21, inciso XII, alínea b

⁴ Criada pela Lei nº 9.427/1996

⁵ Essa assimetria de Informações dificulta a aplicação de outros métodos, como a discriminação perfeita de preços, no qual o monopolista cobraria preços no montante exato das disposições a pagar de cada um dos seus consumidores e os preços de Ramsey, pois em ambos, a assimetria de informações impede a que se tenha total conhecimento dos custos da empresa e das disponibilidades a pagar dos consumidores.

⁶ Biggar (2009)

⁷ Bu *et al.* (2024) evidenciaram que a introdução de metodologias que fazem uso de *benchmarks*, melhoraram a performance dos serviços de distribuição de energia na Austrália, pelo fato de ter tornado mais fácil o progresso tecnológico e reduzindo o descompasso entre as companhias de distribuição de energia localizadas em regiões diferentes.

⁸ Similaridades essas no sentido de geografia, níveis de desenvolvimento econômico e social, etc.

tal, deverão procurar ser o mais produtivas possíveis e geraram melhorias à sociedade por via da redução de ineficiências tradicionalmente ligadas a essa estrutura de mercado.

Esse raciocínio é utilizado no momento da contabilização das perdas não técnicas das distribuidoras de energia no Brasil, permitindo assim, que as peculiaridades de cada distribuidora sejam levadas em consideração, dado que as mesmas serão comparadas às congêneres, que enfrentam realidades operacionais similares.

Shleifer (1985) salienta, ainda, que na abordagem de *yardstick competition* continua a haver padrões estabelecidos (metas) pelo regulador, permitindo ao mesmo direcionar o comportamento das empresas reguladas. No entanto, como Bu *et al.* (2024) e Marques *et al.* (2011) expõem, dado que o regulador estipula a meta, mas não o modo a atingi-lá, as empresas, por temerem que a sua comparada avance mais rapidamente, acabam por buscar inovações de processos e produtos, gerando ganhos de eficiência produtiva.

É nessa direção que Shleifer (1985) preconiza que a metodologia baseada em *benchmark*, tem ainda a vantagem de evitar que haja possíveis conluios entre os pares que são comparados. Por exemplo, se a empresa A será comparada à empresa B, então, elas poderiam combinar, à margem do regulador, determinado comportamento que lhes dê poder de mercado, aumentando as ineficiências nos respectivos mercados de atuação.

Esse acordo é muito vantajoso, entretanto, é, ao mesmo tempo, muito frágil. Por exemplo, caso uma empresa burle o conluio e inove mais que sua congênera, atingindo antes a meta ou se aproximando mais da mesma, ela obterá vantagens nos reajustes futuros das tarifas, em decorrência de ter sido mais produtiva que sua concorrente.

Como as empresas não têm informações sobre os processos levados a cabo pelas demais, continua a haver assimetria de informações, mas agora entre as empresas comparadas e não entre o regulador e a empresa, pois a empresa precisa provar que atingiu ou está em vias de cumprir a meta da reguladora.

Perante essa incerteza e receio de vir a ser penalizada num próximo reajuste de tarifas, é preferível à empresa agir no sentido de atingir as metas e não ficar à mercê do cumprimento do conluio, como num jogo clássico de dilema do prisioneiro.

Isto posto, é premente que o regulador desenvolva indicadores fiáveis, de fácil implementação e que capture as heterogeneidades existentes, para que a quantificação das metas, por ele estabelecidas, especialmente se esses indicadores incidirem nas tarifas cobradas aos clientes, possibilitando assim, que as ineficiências do mercado monopolista possam ser minimizadas, sem a necessidade de, por exemplo, o agente regulador fixar uma tarifa única para todo o território nacional.

3. METODOLOGIA DE REVISÃO DAS METAS DE PERDAS NÃO TÉCNICAS REGULATÓRIAS

É nesse contexto, que se insere, no caso brasileiro, as perdas não técnicas, que no setor elétrico, também podem ser chamadas de perdas comerciais. Esse indicador representa um enorme desafio para o setor elétrico, principalmente às distribuidoras de energia elétrica, pois, diferentemente das perdas técnicas, são causadas, em grande parte, de forma intencional.

Podem ser citadas como exemplos de perdas não técnicas à ligação clandestina, no qual envolve a conexão ilegal à rede elétrica para que a energia seja consumida sem o devido registro; a irregularidade no medidor, seja de forma voluntária, quando o consumidor devidamente conectado realiza manobras para registrar um consumo menor do que o efetivado, seja de forma involuntária, quando há defeitos técnicos no próprio medidor.

Importante salientar os impactos diretos trazidos pelas perdas não técnicas, desconsiderando sua relação com o processo de revisão tarifária, quais sejam o custo da energia consumida e devido pela distribuidora aos fornecedores no âmbito financeiro; além da possibilidade de

causar instabilidade no sistema devido ao subdimensionamento da rede elétrica e sua estrutura vinculada.

3.1 Histórico da metodologia de metas de perdas não técnicas regulatórias

Até o 1º ciclo de revisão tarifária periódica (CRTP), as perdas eram integralmente repassadas para as tarifas, não havendo qualquer tipo de sinal de eficiência para as distribuidoras reduzirem seus níveis de perdas.

A partir do 1º CRTP (2003-2008), estabeleceu-se limites que para as distribuidoras com níveis de perdas baixos, os limites ficaram próximos aos já praticados, enquanto que para as distribuidoras com perdas elevadas, seus limites ficaram inferiores aos praticados, como forma de incentivar a melhoria da eficiência no combate às perdas.

A partir do 2º CRTP (2008-2013), regulamentado pela REN 338/2008 da ANEEL, aprimorou-se a metodologia, de forma a padronizar o cálculo para todas distribuidoras, permitindo um critério único de separação das perdas técnicas e não técnicas entre as empresas: as perdas não técnicas passaram a ter referencial baseado no histórico da empresa e nos índices de perdas observados em empresas mais eficientes (*benchmark*).

A identificação do *benchmark* considerou as características de cada concessão, construindo-se um Índice de Complexidade Socioeconômica (ICS), que permitiu a comparação das empresas entre si, a partir de um critério estatístico. Além disso, possibilitou-se definir trajetórias decrescentes, tendo como meta o índice de perda do *benchmark* e como ponto de partida o mínimo histórico alcançado pela empresa no seu passado recente.

No 3º CRTP (2011-2014), o tratamento de perdas passou a ser regulamentado no Proret, em seu Submódulo 2.6, versão 1. Manteve-se a essência da metodologia anterior, alterando-se a velocidade de redução das perdas e a possibilidade de flexibilizar o ponto de partida para as empresas com maior complexidade.

Na versão 2 do Submódulo 2.6, vigente desde março de 2015, alterou-se as variáveis socioeconômicas utilizadas para calcular o ICS, aperfeiçoando-se, ainda, os critérios para definição da trajetória de redução. Também alterou-se o ponto de partida, para não mais considerar o menor entre a menor perda histórica e a meta definida, mas sim o mínimo entre a média dos três últimos anos do ciclo e a meta.

No ano de 2021 foi publicada a REN 958/2021, após Consulta Pública nº 29/2020. No decorrer da discussão, buscou-se gerar um adequado incentivo de longo prazo para as distribuidoras, a alternativa aceita foi debatida no âmbito da nota técnica nº 99/2021, que analisou as contribuições da CP nº 29/2020:

“145. Uma alternativa de flexibilização das perdas regulatórias seria estabelecer o ponto de partida pela ponderação das perdas da própria empresa e da meta. Essa ponderação teria como efeito o aumento inicial das perdas regulatórias para as empresas com baixa desempenho (que estão se afastando da meta do ciclo anterior) ou menor redução para aquelas com bom desempenho, pois a ponderação não capturaria todos os ganhos com a redução das perdas, ou seja, seriam compartilhados com a distribuidora, atendendo parcialmente a proposta do *earning share*.

146. Em ambos os casos, o ponto de partida seria comparado à meta, definindo-se ou não uma trajetória de redução. Ao se utilizar essa ponderação, a tendência é de aumento dos valores regulatórios iniciais de perdas (ponto de partida), reduzindo a probabilidade de serem menor do que a meta, consequentemente, aumentando a exigência de redução ao longo do próximo ciclo tarifário.”.

Portanto, a agência reguladora entendeu que, apesar do possível efeito inicial de aumento das perdas regulatórias, a ponderação da meta com as perdas não técnicas realizadas gerariam

ganhos para a distribuidora, que não seriam integralmente capturados no próximo ciclo, adotando-se parcialmente a proposta do mecanismo de *earning share*, sugerido por diversos agentes do setor no âmbito da referida consulta pública, o qual possui como prerrogativa o “compartilhamento dos ganhos pela distribuidora caso as perdas reais situem-se abaixo da regulatória” (ANEEL, 2021).

Em concordância com a alternativa apresentada na Nota Técnica nº 99/2021, o voto da diretoria que aprovou a REN 958/2021, seguiu a mesma linha de ponderação:

23. Na definição do ponto de partida da trajetória regulatória de perdas não técnicas, há uma relação de compromisso entre a estabilidade e a atualidade. A estabilidade é representada pela permanência da meta definida na revisão tarifária anterior. A atualidade se baseia no nível efetivamente realizado de perdas não técnicas nos anos que antecedem a revisão tarifária e na atualização dos estudos de *benchmarking*.

24. Se por um lado, o peso muito grande à estabilidade pode deixar de capturar alguma mudança conjuntural sob o ponto de vista socioeconômico que afeta o nível eficiente de perdas, por outro, um peso exagerado à atualidade pode tornar os incentivos econômicos de longo prazo menos críveis, sobretudo se o ponto de partida se basear somente no nível realizado pela distribuidora.

28. Foram apresentadas ainda duas alternativas regulatórias para a definição do ponto de partida para avaliação da Diretoria: Alternativa 1: 87,5% meta do ciclo anterior e 12,5% as perdas não técnicas médias nos últimos três anos e Alternativa 2: 75,0% meta do ciclo anterior e 12,5% as perdas não técnicas médias nos últimos três anos.

29. Recomendo a adoção da Alternativa 1, porque me parece um incentivo de longo prazo mais adequado, que tende a trazer redução dos índices de perdas não técnicas, que retroalimentaram os modelos de *benchmarking* e, conseqüentemente, as metas regulatórias. Explico.

30. A metodologia de perdas não técnicas tem sido um pouco mais rigorosa do que diversas outras metodologias adotadas pela ANEEL. Por exemplo, nos custos operacionais, se uma empresa é mais eficiente do que o referencial regulatório, tal diferença é preservada na revisão tarifária e, portanto, são claros os incentivos à redução permanente dos custos operacionais. (...)

31. Ocorre que na metodologia de perdas não técnicas, caso a distribuidora consiga bater os referenciais regulatórios, todo o ganho é capturado na próxima revisão, quando o ponto de partida passa a ser a média realizada nos últimos três anos. Aqui vejo a necessidade de uma importante reflexão a ser feita: as distribuidoras teriam o mesmo incentivo a reduzir seus custos operacionais, receitas irrecuperáveis, custo de capital, custo com aquisição de equipamentos e indicadores de continuidade se soubessem que todo o ganho seria integralmente revertido na próxima revisão tarifária?

32. (...) Nesse sentido, acredito a ponderação de 87,5% para a meta definida no ciclo anterior e 12,5% para a média dos últimos três anos reforça os incentivos de longo prazo à redução de perdas e, caso as perdas realmente voltem a reduzir, há uma retroalimentação automática dos níveis a serem reconhecidos nas revisões tarifárias, em benefício da modicidade tarifária.

Em resumo, o que o regulador entendeu como a melhor alternativa, é a de que o ponto de partida seja uma ponderação entre a meta final definida no ciclo anterior e a média dos últimos três anos, dessa forma, diferentemente da metodologia anterior (que capturava todo o ganho obtido no ciclo anterior para definição da nova meta, não havendo qualquer incentivo para que a distribuidora reduzisse no longo prazo suas perdas, visto a neutralidade entre

ciclos), a nova metodologia reforça os incentivos de longo prazo para a redução das perdas, podendo assim retroalimentar automaticamente os níveis a serem reconhecidos nas revisões tarifárias, em benefício da modicidade tarifária.

3.2 Metodologia Atual de Metas de Perdas Não Técnicas

Para fins de definição do limite de perdas não técnicas para o próximo ciclo de revisão tarifária, até então, tem-se publicado a versão 2.0c do Submódulo 2.6 A do Proret, referente às perdas de energia e receitas irrecuperáveis.

Utilizando-se as últimas informações disponíveis e aplicando-se a metodologia atual, é possível calcular como se comportariam as metas de perdas não técnicas da Celesc caso a revisão ocorresse no segundo semestre de 2023.

Primeiramente, é relevante estabelecer alguns detalhes metodológicos utilizados no cálculo da meta:

- As informações que compõem a base de dados de perdas é recebida via Sistema de Acompanhamento de Informação de Mercado ou apurada pela ANEEL;
- Para distribuidoras que passam por revisão tarifária no 2º semestre, como é o caso da Celesc, a base de dados de definição das perdas finaliza no ano civil A-1;
- Na definição do ponto de partida e da meta de perdas não técnicas, assim como a trajetória de redução a ser aplicada nos reajustes subsequentes, é utilizado o mercado medido, mas para a construção do balanço energético nos processos tarifários os percentuais são calculados com base no mercado faturado.

Para a definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas, realiza-se um cotejo entre uma meta referencial (nível de referência para uma área de concessão específica balizada em conformidade com seu benchmark) e um ponto de partida (média ponderada entre o realizado da distribuidora e a meta anterior prevista para o ano de referência no ciclo anterior).

A partir desse momento, calcula-se uma trajetória de redução, para que o ponto de partida alcance a meta referencial.

Resume-se a metodologia, para o caso da Celesc, no seguinte infográfico:

Metodologia de revisão das metas de perdas não técnicas regulatórias:

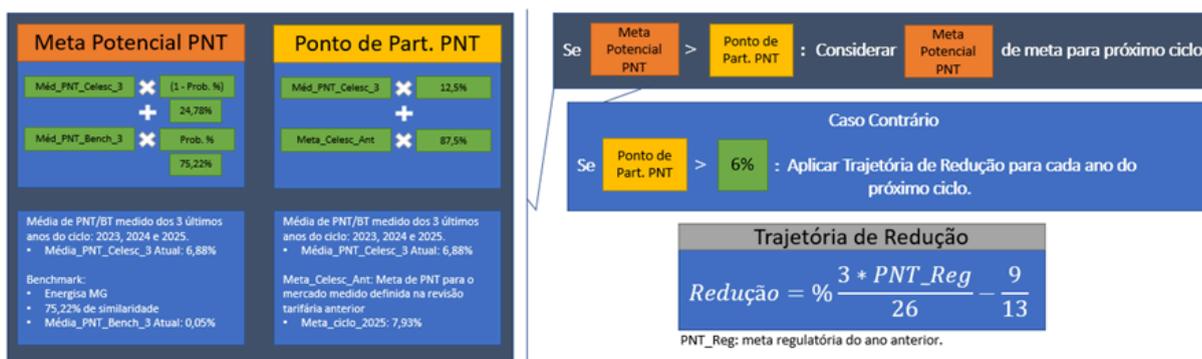
Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, Submódulo 2.6 A.

Ano de Revisão (2026): Ano em que ocorrerá a Consulta Pública do próximo ciclo (2026-2031).

Ponto de Partida (2025): Valor referencial para o ano tarifário anterior ao da revisão tarifária.

Meta de Perdas Não Técnicas: Potencial de redução de PNT conforme benchmark de cada concessionária.

Clusters para Fins de Benchmark: Conforme o porte (**Grupo I:** Mercado BT > 700 GWh/ano; **Grupo II:** demais)



Quadro 1 - Resumo da Metodologia aplicada ao caso Celesc

Com a finalidade de explicitar o infográfico acima e demonstrar o cálculo da meta (potencial de redução de perdas não técnicas), ponto de partida e trajetória, os itens serão analisados em subitens próprios.

3.3 Ranking de Complexidade

O ranking de complexidade socioeconômica é definido por porte, e representa a média dos rankings estimados pela Nota Técnica nº 99/2021-SRM/SGT/ANEEL, no âmbito da Consulta Pública nº 29/2020.

As empresas foram divididas em dois clusters, conforme o seu porte, sendo consideradas de maior porte (Grupo 1) aquelas que possuam mercado de baixa tensão maior que 700 GWh/ano. Enquanto que as demais empresas são consideradas do Grupo 2.

A partir de cada ranking, define-se uma matriz de probabilidade de comparação entre as empresas, para fins de definição da meta a ser utilizada para a distribuidora.

3.4 Metas de Perdas Não Técnicas

Para definição da meta referencial de *benchmark* de perdas não técnicas, aplica-se a seguinte fórmula:

$$Meta_{(i)} = Prob_{(i)} \times P_{bench} + [1 - Prob_{(i)}] \times P_{(i)}$$

Onde:

$Prob_{(i)}$: Probabilidade de o *benchmark* estar em área de concessão mais complexa;

P_{bench} : Percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa *benchmark* potencial nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5; e

$P_{(i)}$: Média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa *i* nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5.

A meta pode ser entendida como um valor referencial a ser alcançado, considerando-se o *benchmark* da distribuidora, não necessariamente no próximo ciclo.

Para definir seu valor, realiza-se o cálculo acima para todas as distribuidoras do mesmo cluster (Grupo I ou Grupo II), escolhendo-se o menor valor para ser utilizado como a meta.

No caso da Celesc, apresentamos na Tabela 1 a probabilidade para cada distribuidora do Grupo 1 e a respectiva meta calculada, considerando a média nos últimos três anos de cada empresa:

Nota-se que, para a Celesc, a empresa *benchmark*, é a Energisa MG, com uma meta referencial de *benchmark* de 1,68% de perdas não técnicas.

Atualmente, a média de perdas não técnicas dos últimos três anos da Celesc e da Energisa MG são, respectivamente, 6,604% e 0,051%, logo, o cálculo da menor meta da Celesc seria o seguinte:

$$1,68\% = 75,22\% * 0,051\% + 24,78\% * 6,604\%$$

3.5 Ponto de Partida

O ponto de partida pode ser entendido como um valor referencial para o ano imediatamente anterior ao da revisão tarifária (A-1). Para definir-se o ponto de partida, realiza-se uma ponderação entre a meta de perdas definida no ciclo anterior e a média dos últimos três anos realizada pela empresa para o mercado medido:

$$P.P_{(i)} = 87,5\% * P_{CicloAnterior}(i) + 12,5\% P_{(i)}$$

Onde:

$P.P_{(i)}$: Ponto de Partida de perdas não técnicas da empresa i [%];

$P_{CicloAnterior}(i)$: Meta de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão definida na revisão tarifárias anterior da empresa i ; e

$P_{(i)}$: Média do percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i nos últimos 3 (três) anos civis, conforme referência do parágrafo 5.

DISTRIBUIDORA	PROB _(i)	META _(i)	DISTRIBUIDORA	PROB _(i)	META _(i)
Energisa MG	75,22%	1,68%	Enel SP	94,78%	12,52%
Energisa TO	91,72%	2,68%	Energisa AC	100,00%	13,43%
Cosern	95,52%	4,40%	EDP SP	90,52%	13,57%
Energisa SS	22,68%	5,22%	Coelba	100,00%	13,62%
Enel GO	78,70%	5,24%	Equatorial MA	100,00%	14,60%
Nova Sta Cruz	25,91%	6,01%	Equatorial PI	99,64%	16,11%
Copel	87,78%	6,26%	Enel CE	100,00%	16,34%
Energisa MS	62,38%	6,48%	RREnergia	87,67%	16,86%
Celesc	50,00%	6,60%	Celpe	100,00%	23,35%
Energisa SE	99,51%	7,14%	CEEE	95,54%	23,45%
Elektro	86,61%	7,29%	Energisa RO	100,00%	28,47%
Energisa PB	100,00%	8,71%	Equatorial AL	99,59%	28,66%
CPFL Paulista	48,93%	9,08%	Enel Rio	100,00%	35,63%
CEB	94,40%	9,13%	Equatorial PA	100,00%	39,94%
CPFL Piratininga.	92,71%	10,56%	Light	99,75%	62,22%
RGE Sul	70,89%	10,72%	CEA	100,00%	108,10%
Energisa MT	97,39%	11,93%	Ame	100,00%	130,64%
Cemig	92,24%	12,48%			

Tabela 1 - Probabilidade e meta de cada Distribuidora para *benchmark*

Além disso, caso a meta referencial do benchmark seja superior ao ponto de partida, considera-se a meta referencial como ponto de partida e, ainda, não haverá trajetória de redução.

No caso da Celesc, temos que a meta definida para a Celesc no ciclo anterior foi de 6,26% para o mercado faturado. Entretanto, visto que a metodologia considera o mercado medido, para fins de definição do $P_{CicloAnterior}(i)$, considera-se a mediana da diferença dos três últimos anos entre perdas não técnicas medidas e faturada, conforme fórmula abaixo:

$$PNT/MBTfat = PNT/MBTmed + Ajuste (8)$$

Onde:

$PNT/MBTfat$ = % de perda não técnica calculado sobre o mercado de baixa tensão faturado da concessionária;

$PNT/MBTmed$: % de perda não técnica calculado sobre o mercado de baixa tensão medido na concessionária;

Ajuste: percentual resultante da mediana das diferenças entre %PNT/MBTfat e %PNT/MBTmed da concessionária dos últimos 3 (três) anos civis, conforme parágrafo 5.

O valor de ajuste atual da Celesc (mediana das diferenças dos últimos três anos) é de 1,15%, dessa forma, a meta do ciclo anterior medido da Celesc, atualmente, é de 7,41%.

Conforme já explicitado anteriormente, a média dos últimos três anos realizado pela Celesc, é de 6,60%, logo, o ponto de partida calculado para a Celesc é de:

$$7,31\% = 87,5\% * 7,41\% + 12,5\% * 6,60\%$$

3.6 Trajetória de Redução

A trajetória de redução é calculada a partir da diferença entre a meta referencial do *benchmark* e o ponto de partida calculado, avaliando-se em relação ao limite de redução.

Os limites de redução anual das perdas não técnicas medidas são definidas conforme a tabela abaixo:

PORTE	CONDIÇÃO ANALISADA	REGRA APLICADA
Grupo 1	PNT_Reg maior que 6%	$Limite = \% \frac{3 * PNT_{Reg}}{26} - \frac{9}{13}$
Grupo 2	PNT_Reg menor ou igual a 6%	Sem Trajetória
Grupo 3	PNT_Reg maior que 2%	$Limite = \% \frac{3 * PNT_{Reg}}{26} - \frac{6}{23}$
Grupo 4	PNT_Reg menor ou igual a 2%	Sem Trajetória

Quadro 2 - Regras de definição dos limites de redução anual das PNT

No caso da Celesc D, que faz parte do cluster de Grupo 1 (Mercado de baixa tensão maior que 700 GWh/ano), caso as perdas não técnicas medidas sejam inferiores a 6%, não deverá ser observada uma trajetória de redução no ciclo.

Utilizando-se os valores de meta referencial de *benchmark* e ponto de partida calculados de, respectivamente, 1,68% e 7,31% temos que a trajetória de redução é dada por:

$$Trajetória: 1,13\% = (7,31\% - 1,68\%) / 5$$

Já o limite de redução, para o caso em tela, em que o ponto de partida (A-1) é superior à 6%:

$$Limite de Redução: 0,15\% = (3 * 7,31\%) / 26 - 9 / 13$$

Tendo em vista que a trajetória é superior ao limite, considera-se o limite para fins de definição da meta para o próximo ano (A).

Ponto de Partida	7,31%	Ciclo				
Mediana Difer.	1,15%	2023	2024	2025	2026	2027
Trajetória		0,15%	0,13%	0,12%	0,10%	0,09%
PNT_Reg_Medida		7,16%	7,02%	6,91%	6,80%	6,71%
PNT_Reg_Faturada		6,01%	5,88%	5,76%	5,66%	5,56%

Quadro 3 - Valores simulados para a Celesc - Revisão em 2023

Para cada ano, considera-se a meta estabelecida para o ano anterior (A-1), ao invés do ponto de partida. Logo, no caso do terceiro ano do ciclo, considera-se a meta definida do segundo ano do ciclo, e assim sucessivamente.

No exemplo disposto para a Celesc, caso a revisão ocorresse em 2023, teríamos os seguintes valores de metas de perdas não técnicas medidas e faturadas, conforme consta no Quadro 3.

4. SIMULAÇÕES DE COBERTURA TARIFÁRIA EM DIFERENTES CENÁRIOS

Com a finalidade de definir a meta, são utilizadas uma série de informações levantadas pela a ANEEL, por exemplo: mercado de baixa tensão; fornecimento cativo faturado e medido; suprimento faturado e medido; consumo próprio faturado e medido; energia recuperada por meio de procedimentos de apuração de irregularidade; perdas totais faturadas e medidas; perdas técnicas calculadas; perdas não técnicas faturadas e medidas; energia injetadas; e, dados relativos à geração distribuída.

Para verificar a dinâmica de alteração da meta regulatória para cada ano do ciclo em caso de mudança dos valores que afetam as perdas, energia injetada, mercado de baixa tensão, entre outros fatores; simulou-se cinco cenários diferentes adotando-se as seguintes premissas:

- Dados Celesc:
 - Valores reais até 2022;
 - Regressão linear de todos os dados até 2030; e
 - Replicação dos resultados do ano de 2030 até 2050.
- *Benchmark*:
 - Mantido com parâmetros atuais (Energisa MG).

Cenários simulados:

- Cenário 1:
 - Utilizado os dados padrões estimados até 2050.



Gráfico 1 - Cenário 1 de simulação de perdas não técnicas regulatórias

- Resultados:
 - Cobertura líquida no período de 5.424,12 GW.
- Cenário 2:
 - Perdas Não Técnicas Faturadas (2023 até 2050): Seu valor é igual a metade do valor da meta para aquele período;
 - Perdas Não Técnicas Medidas (2023 até 2050): Mantém-se a proporção em relação às PNT faturadas de 2022 para todo o período.

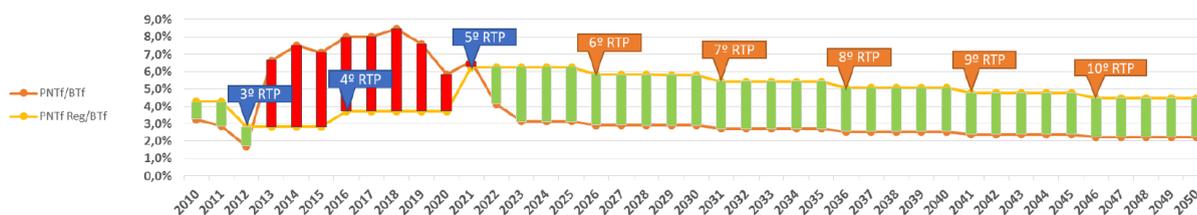


Gráfico 2 - Cenário 2 de simulação de perdas não técnicas regulatórias

○ Resultados:

- Cobertura líquida no período de 7.090,16 GW.

● Cenário 3:

- Perdas Não Técnicas Faturadas e Medidas (2023 até 2050): Seu valor é igual a zero.

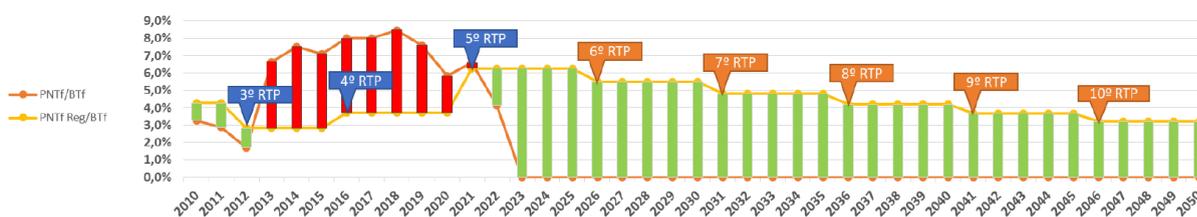


Gráfico 3 - Cenário 3 de simulação de perdas não técnicas regulatórias

○ Resultados:

- Cobertura líquida de 13.984,04 GW.

● Cenário 4:

- Perdas Não Técnicas Faturadas e Medidas (2023 até 2050):
- Nos dois primeiros anos do ciclo de revisão, seu valor é igual a zero; e
 - Nos três últimos anos do ciclo de revisão, seu valor é igual ao valor das perdas totais (não há perdas técnicas).



Gráfico 4 - Cenário 4 de simulação de perdas não técnicas regulatórias

○ Resultados:

- Cobertura líquida de -16.532,10 GW.

● Cenário 5:

- Perdas Não Técnicas Estimadas (2023 até 2050):
- Nos dois primeiros anos do ciclo de revisão, seu valor é igual a zero; e

- Nos três últimos anos do ciclo de revisão, seu valor é exatamente igual ao valor da meta.
- Perdas Não Técnicas Medidas (2023 até 2050): Mantém-se a proporção em relação às PNT faturadas de 2022 nos três últimos anos do ciclo de revisão.



Gráfico 5 - Cenário 5 de simulação de perdas não técnicas regulatórias

- Resultados:
 - Cobertura líquida no período de 5.015,45 GW.

Como resultado do estudo, apurou-se que a captura integral das perdas não técnicas pela distribuidora de energia elétrica gera o maior benefício financeiro à longo prazo para a Distribuidora. Fato esse, decorre de que a redução das metas regulatórias são inferiores à cobertura tarifária da distribuidora no ciclo tarifário, em decorrência da política de *earning share* definida pela Agência Reguladora.

No Cenário 3 as perdas não técnicas faturadas e medidas são iguais a zero, ou seja, a cobertura financeira disponibilizada para fazer frente às perdas não técnicas no ciclo tarifário é completamente capturada pela Distribuidora, sendo que no próximo ciclo sua cobertura se reduz em apenas 12,5%, gerando assim um incentivo pela manutenção das perdas não técnica iguais a zero no longo prazo.

CONCLUSÃO

Com base no arcabouço regulatório vigente, a política de *earning share* atribuída à metodologia de perdas não técnicas regulatórias provê um incentivo maior às Distribuidoras em reduzir suas perdas comerciais, diferentemente da política anteriormente implementada de neutralidade das perdas.

Dessa forma, cabe às Distribuidoras realizarem ações no sentido de mitigar as perdas não técnicas, por exemplo: fiscalização e combate à fraude; instalação de medição inteligente; instalação de sistema de medição centralizada para baixa tensão; troca de medidores antigos por novos; redução de erros de leitura (capacitação de leituristas); e, redução de erros de faturamento (capacitação de analistas e aperfeiçoamento dos sistemas utilizados no processo de faturamento).

Tais ações, visando reduzir o nível de perdas na distribuição, acarretam em uma captura líquida igual à diferença entre a meta regulatória e as perdas realizadas. Logo, os custos envolvidos nas ações mitigadoras das perdas devem ser inferiores à captura líquida no período.

Sob a ótica econômica, entende-se que a Distribuidora deverá investir em ações mitigadoras até o ponto em que o valor investido ocasione o mesmo montante de benefício, ou seja: custo marginal da ação mitigadora seja igual ao benefício financeiro gerado. Dito isso, para se definir o nível ideal de perdas não técnicas, deve-se observar o lado dos custos da equação, o qual não foi tema de discussão no presente estudo.

Para identificar o ponto ótimo das perdas não técnicas, é necessário estimar os custos de investimento de *CAPEX* e *OPEX* e seu impacto sobre as diferentes variáveis que compõem o cálculo de perdas não técnicas. Logo, sugere-se que, como forma de aprofundamento do estudo, avalie-se os custos envolvendo cada ação mitigadora e seus impactos nas variáveis que afetam a concessão, como mercado faturado e medido, perdas não técnicas, entre outras.

Uma das limitações deste trabalho reside no fato de que com as rápidas alterações técnicas que o setor de distribuição de energia passa atualmente, o agente regulador precisa atuar nas metodologias com a mesma velocidade das alterações do setor. Com o fim do mercado cativo de energia elétrica para os consumidores residenciais e com o advento de novos métodos de medição, como os medidores eletrônicos que a Celesc Distribuição já está a implementar, emergirá um mais novo cenário tarifário, completamente diverso dos atualmente conhecidos.

REFERÊNCIAS

- ANEEL. Nota Técnica nº 99/2021 - SRM/SGT/ANEEL, de 6 de outubro de 2021. Recuperado de https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/consultas-publicas?p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=2&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_cacheability=cacheLevelPage&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideDocumento=44968&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_tipoFaseReuniao=fase&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_jspPage=%2Fhtml%2Fpp%2Fvisualizar.jsp
- Baron, D. P.; & Myerson, R. B. (1982) Regulating a Monopolist with Unknown Costs, *Econometrica*, 50(4), 911–930.
- Baumol, W. J. (1977) On the proper cost tests for Natural Monopoly in a multiproduct industry. *The American Economic Review*, 67(5), 809-822.
- Biggar, D. (2009) Is protecting sunk investments by consumers a key rationale for natural monopoly regulation? *Review of Network Economics*, 8(2).
- Brasil. *Constituição da República Federalista do Brasil*. Brasília: Presidência da República, 1988. Recuperado de: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm
- _____. Decreto nº 24.643, de 10 de julho de 1934. Recuperado de: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/d24643compilado.htm
- _____. Lei nº 8.031, de 12 de abril de 1990. Recuperado de: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8031.htm
- _____. Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996. Recuperado de: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Leis/L9427cons.htm
- _____. Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993. Recuperado de: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/L8631.htm
- Bu, L. L.; Kopsakangas-Savolainen.; M. Xie, B. C.; Li, H. Z.; & Liu, Y. M. (2024). Has benchmarking improved the performance of the Australian electricity distribution utilities? A meta-frontier model. *Utilities Policy*, 88, 101734.
- Estache, A; & Serebrisky, T. (2020) Updating infrastructure regulation for the 21st century in Latin America and the Caribbean. *Inter-American Development Bank Technical Note n° 01856*.
- Gomes, J. P. P.; & Vieira, M. M. F. (2009) O campo da energia elétrica no Brasil de 1880 a 2002. *Rev. Adm. Pública*, 43(2).
- Kahn, A. (1970). *The Economics of Regulation: Principles and Institutions*. New York: Wiley.
- Marques, R. C.; Simões, P.; & Pires, J. S. (2011) Performance benchmarking in utility regulation: the worldwide experience. *Polish J. of Environ. Stud.*, 20(1), 125-132.

- Mirrlees, J. A. (1971) An Exploration in the Theory of Optimum Income Taxation. *Review of Economic Studies*, 38(2), 175–208.
- Musgrave, R. A. (1959). *The theory of public finance: a study in public Economy*. New York: McGraw Hill,.
- Schmalensee, R. (1979). *The control of Natural Monopoly*, Lexington: D. C. Heath.
- Shleifer, A.(1985). A Theory of yardstick competition. *Rand Journal of Economics*, 16(3).