

# **Análise de Impacto da Regulação do Setor Elétrico Brasileiro com Ênfase na Efetividade de Promover a Redução de Perdas na Distribuição**

R. Brandão, A. Tavares, M. Miranda, A. C. Catolico, P. Mendes and J. Alvares

*Abstract*-- In recent years, Brazilian electricity distributors have been struggling to achieve the regulatory goals of non-technical losses (NTL), often leading to financial losses for companies in the sector. Considering the presence of structural problems in the NTL regulatory methodology, this article aims to analyze the effectiveness of the regulation of NTL in Brazil. This study carries out an evolution of the economic performance of the distribution companies from 2009 to 2017 and a measure of the effectiveness of the regulatory losses policy, since 2009. The research found a significant deterioration in the average economic performance of the distributors over the period, with results that are far below the regulatory targets. Against this background, it was evident that the losses contributed to the deterioration of the distributors' performance. In this regard, it was found that the regulation by incentive for losses recognized on the average losses lower than those realized.

*Key words*—Electric losses; Regulation; Electric Distribution Sector

## I. INTRODUÇÃO

As chamadas perdas não técnicas (PNT) na distribuição de energia elétrica envolvem todas as perdas de energia que não estão associadas a fatores técnicos durante a operação de suprimento das unidades consumidoras, ou seja, perdas por furtos de energia, erros na apuração dos medidores ou geração de faturamento, ausência de equipamentos para medição, entre outros.

De maneira geral, a metodologia de regulação de PNT busca estabelecer uma trajetória

factível de redução de perdas para as distribuidoras. Com esse objetivo, uma parcela das PNT é reconhecida pelo regulador para cada distribuidora e repassada para as tarifas de eletricidade das mesmas. Os custos relacionados à parcela não reconhecida são arcados pela própria distribuidora.

Entretanto, a metodologia possui problemas estruturais que podem estar reduzindo sua efetividade. Existe uma elevada média de distribuidoras que não conseguem atingir as metas regulatórias de PNT, e conseqüentemente, são altos os prejuízos financeiros nas empresas do setor por conta das PNT. Portanto, a efetividade da regulação no incentivo à redução de PNT é um tema caro às distribuidoras de eletricidade, o qual questiona-se sua efetividade em incentivar a redução de perdas e em promover a melhoria na prestação do serviço.

Posto isto, o presente artigo tem como objetivo analisar a efetividade da regulação de perdas não técnicas aplicada ao setor elétrico brasileiro. Para tal, inicialmente, foi realizada uma avaliação do desempenho econômico das empresas de distribuição no período de 2009 a 2017 e, em seguida, foi mensurado o impacto da política de perdas, bem como de outros determinantes do resultado das empresas de distribuição. Em um segundo momento, foi feita uma avaliação da efetividade da política de fixação das perdas regulatórias desde 2009, procurando avaliar em que medida a regulação efetivamente contribuiu para induzir maior eficiência no combate a perdas.

## II. AVALIAÇÃO DO DESEMPENHO ECONÔMICO DO SETOR DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

No Brasil, a tarifa das empresas de distribuição de energia elétrica é fixada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e resulta do somatório dos custos de aquisição de energia e outros custos não gerenciáveis, também conhecidos como Parcela A, e dos custos gerenciáveis associados à atividade de operação e manutenção das redes

de distribuição, a remuneração dos investimentos efetuados pelas distribuidoras, que compõe a chamada Parcela B. Para obtenção de lucros extraordinários – superiores aos compatíveis com o custo de capital e com a base de ativos da empresa – as distribuidoras precisam auferir uma receita superior ao que foi estimado (algo que pode ocorrer em anos de forte crescimento do mercado) ou ser mais eficientes do que as estimativas do regulador ao calcular a tarifa.

Para fazer a avaliação do desempenho econômico do segmento de distribuição de energia foram definidos dois indicadores de rentabilidade: o Índice de Eficiência Operacional (IEO) e o Índice de Lucratividade (IL). Ambos comparam os resultados econômicos obtidos pelas empresas com as estimativas projetadas pelo regulador e implícitas na tarifa de distribuição.

O primeiro deles, o Índice de Eficiência Operacional (IEO), mede a capacidade de uma distribuidora de superar ou não a remuneração total (capital próprio e dívidas) contemplada na tarifa. Ele corresponde à razão entre o resultado operacional (EBIT) da empresa e a rentabilidade regulatória (EBIT regulatório) implícita na tarifa, no período em questão, onde  $IEO = \frac{EBIT_{\text{realizado ajustado}}}{EBIT_{\text{regulatório}}}$ . O numerador da equação é o resultado operacional (EBIT) realizado pela empresa e disponível na Demonstração de Resultados do Exercício (DRE) regulatória, ajustado para refletir a depreciação regulatória. O denominador refere-se à soma da remuneração do capital investido em ativos elétricos e à remuneração do capital investido em ativos não elétricos. Um  $IEO > 1$  significa que a distribuidora está superando a rentabilidade regulatória. Em termos simplificados, isto quer dizer que ela tem maior eficiência em termos de custos do que o considerado como adequado pelo regulador ao definir a tarifa de distribuição, o que se traduz em um resultado operacional (EBIT) maior do que o regulatório. Já um  $IEO < 1$  significa que a distribuidora está desempenhando abaixo da meta regulatória,

provavelmente devido a uma menor eficiência e com isso não consegue remunerar adequadamente o capital aplicado na empresa.

O segundo indicador é o Índice de Lucratividade (IL), que mede a capacidade da empresa gerar resultado para os acionistas, através da comparação entre o lucro antes de impostos sobre a renda (LAIR) realizado, obtido a partir da DRE regulatória e o LAIR regulatório, onde  $IL = \text{LAIR}_{\text{realizado ajustado}} / \text{LAIR}_{\text{regulatório}}$ . O numerador é o lucro antes de impostos sobre a renda (LAIR) da DRE regulatória, ajustado à depreciação regulatória. Já o denominador, o LAIR regulatório, é o EBIT regulatório subtraído do resultado financeiro regulatório. A diferença desse indicador (IL) em relação ao indicador anterior (IEO) é a dedução do resultado financeiro tanto do numerador (realizado), como do denominador (regulatório). O LAIR realizado ajustado é o EBIT realizado ajustado, deduzido do resultado financeiro verificado, enquanto o LAIR regulatório deduz do EBIT regulatório o resultado financeiro construído regulatoriamente.

Os indicadores IEO e IL foram calculados para as empresas de distribuição entre 2009 e 2017 para todas as distribuidoras com ativos regulatórios superiores a R\$ 200 milhões, sendo excluídas da análise apenas as empresas da Eletrobrás Distribuição. Nas tabelas 1 e 2, as distribuidoras estão agrupadas por tipo de propriedade do capital. A Tabela 1 mostra o desempenho médio anual das distribuidoras medido pelo IEO para empresas estaduais, estaduais e privadas (isto é, todas as empresas analisadas) e somente para empresas privadas. O índice em cada ano é uma média do índice de cada uma das distribuidoras ponderado pela Base de Remuneração Líquida (BRL) da distribuidora naquele ano. Assim, as empresas de maior porte têm maior peso do que as empresas pequenas.

**TABELA 1: ÍNDICE DE EFICIÊNCIA OPERACIONAL (IEO), MÉDIA ANUAL POR PROPRIEDADE DE CAPITAL, DE 2009 A 2017**

<b>ANO</b>	<b>ESTADUA IS</b>	<b>TODAS</b>	<b>PRIVADA S</b>
<b>2009</b>	1,79	1,54	1,46
<b>2010</b>	0,49	1,34	1,60
<b>2011</b>	0,80	1,20	1,31
<b>2012</b>	0,13	0,75	0,94
<b>2013</b>	0,04	0,80	1,03
<b>2014</b>	0,03	0,90	1,14
<b>2015</b>	-0,00	0,66	0,83
<b>2016</b>	-0,61	0,41	0,69
<b>2017</b>	0,22	0,68	0,81

**Fonte: Elaboração própria com base no banco de dados das empresas de distribuição do Gesel-UFRJ.**

A análise dos dados da Tabela 1 permite constatar que entre 2009 a 2017 houve uma clara piora do desempenho operacional das distribuidoras de energia elétrica em todos os agrupamentos apresentados. Ou seja, ao longo desse período o resultado operacional auferido pelas distribuidoras tornou-se menor quando comparado com o resultado operacional implícito no cálculo da tarifa pelo regulador.

Embora a piora relativa dos resultados operacionais tenha abrangido todo o setor de distribuição, essa piora é muito mais acentuada para as empresas estaduais. Em todo o período, à exceção de 2009, as empresas estaduais tiveram resultado operacional menor que o regulatório, sendo que a partir de 2012 o desempenho se degrada acentuadamente (IEO médio de 0,21 entre 2012 e 2017). O ápice desta degradação é 2016, quando o resultado operacional das empresas estaduais foi negativo (-0,61).

No caso das empresas privadas, entre 2009 e 2014, o resultado operacional auferido ultrapassou o resultado regulatório em todos os anos menos em 2012. A partir de 2015, as empresas privadas não conseguiram mais atingir, na média, o resultado regulatório. No pior ano, 2016, o IEO foi de 0,69. A Tabela 2 exhibe o Índice de Lucratividade (IL) médio, por tipo de empresa.

O IL teve uma evolução semelhante ao IEO: uma piora generalizada entre 2009 e 2017. Mas, adotando o ponto de vista do acionista, as variações são mais acentuadas. No caso

das empresas estaduais, o IL já assume valores negativos em 2014, o que quer dizer que na média ponderada das cinco empresas estaduais o LAIR passou a ser negativo. Por outro lado, as distribuidoras privadas tiveram resultados favoráveis até 2014 ( $IL > 1$ ), com exceção do ano de 2012. A partir de 2015 elas passaram a atingir índices de lucratividade médios bastante fracos.

**TABELA 2: ÍNDICE DE LUCRATIVIDADE (IL), MÉDIA ANUAL POR PROPRIEDADE DE CAPITAL, DE 2009 A 2016**

ANO	ESTADUAIS	TODAS	PRIVADAS
2009	3,59	2,79	2,55
2010	0,77	1,98	2,34
2011	0,93	1,34	1,46
2012	0,22	0,75	0,92
2013	0,07	0,79	1,01
2014	-0,58	0,83	1,22
2015	-1,20	0,10	0,43
2016	-1,46	-0,13	0,23
2017	-0,23	0,09	0,18

**Fonte: Elaboração própria com base no banco de dados das empresas de distribuição do Gesel-UFRJ.**

### III. QUANTIFICAÇÃO DOS DETERMINANTES DO DESEMPENHO ECONÔMICO

Foi desenvolvida em [1] uma metodologia para explicar desempenho econômico de cada uma das distribuidoras, ano a ano. Trata-se de uma evolução em relação a um estudo anterior dos mesmos autores [2]. As bases de dados e as metodologias para aquele estudo foram estendidas em [1] para permitir explicar rentabilidade verificada das distribuidoras. O princípio básico adotado foi que, em um dado ano, o desempenho econômico de uma distribuidora é explicado pela diferença entre os componentes de receita e custos realizados (isto é, verificados na DRE regulatória) e os valores para estes mesmos componentes usados pelo regulador, de forma explícita ou não, no cálculo das tarifas.

Para o presente trabalho, a metodologia desenvolvida em [1] foi aperfeiçoada, com a introdução de novos determinantes do resultado das empresas de distribuição e com a revisão da construção das séries regulatórias. Os determinantes do resultado são:

- Mercado: efeito das variações do mercado no resultado da distribuidora no ano;

- Perdas técnicas: efeito de perdas técnicas realizadas acima ou abaixo das perdas técnicas regulatórias sobre o resultado da distribuidora no ano;
- Perdas não-técnicas: efeito de perdas não técnicas realizadas acima ou abaixo das perdas não técnicas regulatórias sobre o resultado da distribuidora no ano;
- Outras receitas: efeito de outras receitas não capturadas para a modicidade tarifária no resultado da distribuidora no ano;
- Q: efeito da bonificação ou penalização, por ocasião do reajuste anual ou revisão tarifária, pela melhora ou piora dos indicadores de técnicos e comerciais do serviço no resultado da distribuidora no ano;
- PMSSA: efeito no resultado da distribuidora da variação dos valores contabilizados nas contas Pessoal, Material, Serviços de Terceiros, Seguros e Aluguéis da Parcela B da DRE regulatória em relação à referência regulatória para estes custos;
- Outros COR<sup>1</sup>: efeito no resultado da distribuidora de variações nas contas de Gastos Diversos, Tributos e Provisões, subcontas do “Outros” da Parcela B da DRE regulatória em relação à referência regulatória definida para estes custos. Estas contas integram a base de cálculo dos custos operacionais regulatórios das empresas de distribuição;
- Outros S/ COR: efeito no resultado da distribuidora de variações nas contas Recuperação de Despesas, Outras Despesas Operacionais, Outras Receitas Operacionais (esta líquida de subcontas capturadas no processo tarifário) em relação à referência regulatória definida para estes custos. Tais contas estão compreendidas na conta “Outros” da Parcela B da DRE regulatória e não integram a base de cálculo dos custos operacionais regulatórios das empresas de distribuição;
- Depreciação: efeito no resultado da distribuidora em um determinado ano da

---

<sup>1</sup> COR: Custo Operacional Regulatório

diferença entre a depreciação contábil e a depreciação regulatória;

- Diferenças contábeis: captura o efeito sobre o resultado da empresa de variações das receitas que são fruto de decisões contábeis relativas ao reconhecimento da receita, bem como captura o efeito sobre o resultado da empresa de despesas contabilizadas como parcela A, mas que não têm *pass through* para as tarifas, como por exemplo, o efeito da sub ou sobrecontratação de energia. Eventuais imprecisões na estimativa do efeito mercado e do efeito perdas também são incorporadas no efeito diferenças contábeis;
- Resultado financeiro: estima a influência da diferença entre o resultado financeiro contabilizado e o resultado financeiro regulatório sobre o resultado da empresa;

Cada um dos determinantes do desempenho econômico das distribuidoras é calculado a partir de dados da contabilidade regulatória das distribuidoras e de dados obtidos a partir das notas técnicas do processo tarifário [3] [4] [5] [6] [7] [8]. Os determinantes do resultado são sempre expressos em percentagem do resultado regulatório, que pode ser tanto o EBIT regulatório ou o LAIR regulatório. A exceção é o efeito resultado financeiro que só é calculado em relação ao LAIR regulatório. Um exemplo de como ler os determinantes do resultado é apresentado a seguir:

- Se o efeito mercado para uma distribuidora em certo ano é de 20%, isso quer dizer que, naquele ano, o crescimento do mercado, tomado isoladamente, teve como efeito um aumento de 20% no resultado da empresa em relação ao resultado regulatório. Se o efeito de mercado for o único diferente de zero, o IEO, será 1,2.

Foi feita uma separação entre por um lado, os fatores que são de responsabilidade da empresa, seja por estarem sob sua gestão (ex. parte do efeito perdas e efeito PMSSA), seja por corresponderem a um risco que na regulação atual é claramente atribuído à



distribuidora (ex. efeito mercado), e por outro lado, fatores que têm um perfil fortemente volátil (ex. efeito outros s/cor), puramente contábil (ex. efeito depreciação) ou que reúnem fatores diversos não mapeados (ex. efeito diferenças contábeis). Somando-se apenas os fatores que estão sob gestão ou que são risco da atividade de distribuição, chega-se ao IEO Ajustado, que é bem menos volátil que o IEO e tende a capturar melhor a rentabilidade recorrente da empresa. Somando todos os determinantes, tem-se o próprio IEO. Para o IL, a construção é análoga ao IEO, salvo pela inclusão do efeito resultado financeiro entre os determinantes e o uso do LAIR regulatório como denominador no cálculo de todos os determinantes.

A metodologia desenvolvida para este texto explica integralmente os resultados obtidos pelas distribuidoras. Foi feito um extenso trabalho de depuração dos dados e das fórmulas para construção de séries com as diversas variáveis explicativas, de forma que ao final não restou qualquer imprecisão matemática na determinação de resultados das empresas de porte médio e grande, aqui retratadas.

#### *A. Análise dos determinantes do resultado*

De acordo com a aplicação da metodologia, observa-se que, em 2009, a variação do mercado, isoladamente, aumentou o resultado real das empresas em 2% do LAIR regulatório. Isso quer dizer que, se o efeito mercado fosse o único diferente de zero, o IL teria sido de 1,02 (LAIR real igual a 102% do LAIR regulatório). Somando os efeitos Mercado, Perdas Técnicas, Perdas Não Técnicas, Outras Receitas, Q (qualidade), PMSSA, Outros COR e resultado financeiro, o resultado em 2009 é um IL Ajustado de 0,26, o que significa que as distribuidoras estaduais teriam, considerando apenas fatores que estão sob gestão direta das empresas ou que correspondem a riscos que estão claramente atribuídos a elas, um lucro antes de impostos sobre a renda de 26% do LAIR regulatório. Acrescentando o efeito de Outros s/COR (Subcontas da parcela B da

contabilidade regulatória que não são reconhecidos pelo regulador no cálculo dos custos operacionais regulatórios), depreciação e diferenças contábeis, chega-se a um IL de 3,59, ou seja, as distribuidoras em 2009 tiveram um LAIR em suas DREs que foi mais do que três vezes e meia o LAIR Regulatório.

Como um todo, observa-se que as empresas estaduais sempre viram o resultado diminuído em função de perdas acima das reconhecidas na tarifa e que seus custos operacionais (PMSSA) ultrapassaram, em muito, as referências regulatórias. Na verdade, computando apenas os fatores que estão sob gestão mais próxima das distribuidoras – perdas e PMSSA – as distribuidoras estaduais teriam, em média, prejuízo em todos os anos da série, o que caracteriza uma situação problemática. O efeito mercado contribuiu negativamente para o resultado nos anos de crise econômica (2014 a 2016) e positivamente nos demais anos. Do lado positivo, o efeito resultado financeiro frequentemente contribuiu para aumentar o resultado e outras receitas, não capturadas para a modicidade tarifária, contribuíram positivamente com em média 14% do resultado, porém importante reforçar que esse efeito de outras receitas não considera os custos com pessoal e material necessário para execução dessas atividades, pois o mesmo não é declarado separadamente nas demonstrações das distribuidoras, sendo esses efeitos então visualizado nas demais comparações.

No que diz respeito ao impacto das perdas no resultado das distribuidoras estaduais, ele foi menos pronunciado nos primeiros anos do período analisado: perdas técnicas e não técnicas contribuíram para reduzir o LAIR das empresas em 8% do LAIR regulatório entre 2009 e 2013. Já no período entre 2014 e 2017, o impacto negativo das perdas no resultado foi de 41% do LAIR regulatório.

Para as empresas privadas, percebe-se que as perdas (somando perdas técnicas e não técnicas) quase sempre contribuem para que o resultado efetivo fique abaixo do

considerado pela regulação no cálculo da tarifa, embora com intensidade menor do que nas empresas estaduais. As perdas impactaram negativamente o resultado nos anos recentes de forma mais intensa do que no início do período analisado: o impacto médio sobre o resultado foi de -7% do LAIR regulatório entre 2009 e 2013, passando a -17% do LAIR regulatório entre 2014 e 2017.

Por outro lado, as empresas privadas, frequentemente batem os custos operacionais estabelecidos pelo regulador (efeito PMSSA, contribuiu positivamente para o resultado em 1% do resultado regulatório, em média). Finalmente o efeito resultado financeiro jogou fortemente a favor nos primeiros anos (o setor estava pouco alavancado) e negativamente nos últimos anos, sobretudo a partir de 2015 (maior alavancagem e juros nominais maiores). Vale destacar que, conforme mencionado para as empresas estaduais, o efeito das outras receitas não considera os custos das distribuidoras para realização dessas atividades, pois o mesmo está considerado nos demais componentes de avaliação

Na análise conjunta das empresas estaduais e privadas, observa-se que, na média ponderada pelos ativos de cada empresa, os resultados do setor são prejudicados tanto com perdas acima das reconhecidas como com custos operacionais maiores que a referência estabelecida pelo regulador (tanto PMSSA como outros COR). Por outro lado, a depreciação sempre infla os resultados, haja vista que, como mencionado, a depreciação contábil tende a ser sistematicamente menor que a regulatória (ver nota de pé de página nº 16). O resultado final é uma lucratividade cadente, que se tornou muito baixa a partir de 2015.

Outro aspecto importante para completar o quadro é captar o grau de risco a que o desempenho econômico das empresas está sujeito. Uma medida simples e intuitiva para medir esse risco é a frequência que as empresas estudadas operaram com prejuízo. Ao analisar a proporção das empresas que operaram com prejuízo em cada ano entre 2010 e

2017, isto é, a percentagem das empresas que apresentaram IL negativo em cada ano em relação ao total de empresas do grupo, chama a atenção que em qualquer agrupamento que se analise os dados, sempre há empresas apresentando resultado antes de impostos negativos. Por exemplo, nos últimos três anos, mais de 20% das empresas privadas apresentaram prejuízo (cinco a oito empresas em um universo de 22 ou 23 empresas). No mesmo período, pelo menos 60% das empresas estaduais apresentaram prejuízos (três a cinco de um universo de cinco empresas).

## II. RELAÇÃO ENTRE PERDAS REGULATÓRIAS E PERDAS REALIZADAS

As perdas regulatórias são utilizadas pelo regulador no cálculo das tarifas das empresas de distribuição de energia elétrica. O estabelecimento de um nível de perdas reconhecidas nas tarifas é feito em um contexto de regulação por incentivo. A concessionária de distribuição que obtiver perdas maiores que as regulatórias terão que arcar com os custos relacionados, não havendo qualquer repasse de tais custos para o consumidor. Caso ocorra o contrário, isto é, caso as perdas sejam menores que as estabelecidas pelo regulador, a empresa conseguirá aumentar seu resultado. Assim, um gestor racional, na busca de maximizar o resultado da empresa terá forte incentivo econômico para reduzir o nível de perdas e o fará sempre que o custo de reduzir perdas for inferior ao impacto financeiro das perdas no resultado da empresa. O objetivo do regulador ao estabelecer este incentivo para a redução de perdas é a promoção de um maior nível de eficiência na atividade de distribuição, o que, em um ambiente como o brasileiro em que muitas empresas apresentam perdas elevadas, levará a uma redução de custos com perdas que se traduzirão mais à frente em tarifas menores para os consumidores.

Neste contexto, pretende-se avaliar, com base em métodos quantitativos, em que medida a regulação por incentivo relativa a perdas tem sido efetiva, ou seja, em que medida ela tem realmente estimulado as empresas a atingirem o objetivo do regulador,

isto é, a obtenção de um nível de perdas adequado. O estudo abrange os anos entre 2009 e 2017, e os dados de 27 distribuidoras de maior porte. A evolução nas metodologias utilizadas pela Aneel para perdas regulatórias foi levada em consideração. Uma restrição para o estudo é a necessidade de avaliar uma política sem que exista qualquer grupo de controle (não existe um grupo de empresas que não foi sujeito a metas de perdas para que se possa comparar seu desempenho com outro grupo de empresas sujeito a metas).

Alguns ajustes nas séries de dados disponíveis sobre perdas se fizeram necessários. Nota-se que em ano calendário (janeiro a dezembro) a perda e as perdas realizadas ocorrem em parte dentro do mesmo ano, o que dificulta a realização do estudo. Para contornar este problema, o primeiro ajuste foi analisar dados em anos tarifários, ou seja, as perdas regulatórias são comparadas com as perdas realizadas nos doze meses seguintes a uma revisão/reajuste. Assim, quando o estudo se refere à perda regulatória para o ano T está se referindo à perda regulatória estabelecida no processo tarifário da empresa no processo tarifário do ano T. Por outro lado, quando se fala em perdas realizadas no ano T, isto se refere ao desempenho em termos de perdas entre a data do processo tarifário do ano T e a data do processo tarifário do ano T+1.

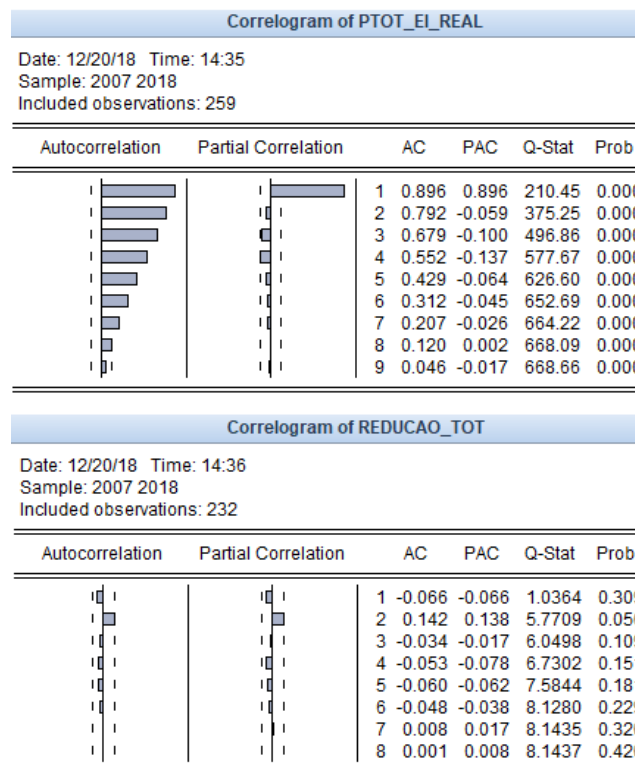
Outra questão deriva do fato dos dados disponíveis para perdas regulatórias e perdas realizadas estarem em taxas, seja em relação ao mercado BT seja em relação à energia injetada. Uma questão que se apresenta é o comportamento autoregressivo das perdas em taxa, ou seja, a perda realizada em T está correlacionada com a perda realizada em T-1, pois saber qual foi a realização de perda em T-1 afeta sua expectativa para as perdas em T. Note-se que apesar do ajuste para ano tarifário ter eliminado o efeito contemporâneo das perdas realizadas e perdas regulatórias, o efeito autoregressivo ainda persiste. O efeito autoregressivo pode ser constatado na primeira parte da primeira tabela da Figura 1. Esta tabela exibe um correlograma da série de perdas realizada em taxa com ela mesma, com

defasagem de um a nove anos. Observa-se uma expressiva correlação entre os dados de perdas de um ano com os dados dos anos anteriores.

A forma utilizada para tratar este problema foi alterar o ponto de vista a partir do qual as variáveis foram definidas matematicamente. Ao invés de lidar com perda realizada e a perda regulatória, optou-se por em trabalhar com dados expressos como redução de perdas, através da criação de uma série que expressa o quanto a perda regulatória estabelecida para um ano implica em termos de esforço de redução de perdas por parte da empresa com relação às perdas observadas nos doze meses anteriores. Matematicamente esta série é a diferença entre a perda realizada em T-1 e a perda regulatória estabelecidas na revisão ou reajuste para o ano T, ambas em taxa. Em segundo lugar, ao invés de utilizar na regressão a série de perdas realizadas, utilizou-se uma série de redução efetiva de perdas (diferença entre as perdas realizadas em T-1 e T). Ao adotar esta abordagem não temos o efeito autoregressivo para a variável dependente como pode ser visto na segunda tabela da Figura 1. Enquanto o correlograma da primeira tabela, traçado a partir da série de perdas totais apresenta elevadíssima autocorreção, mesmo com defasagem de mais de um ano, o correlograma da segunda tabela, que é traçado a partir da série redução da perda total não apresenta autocorrelação, o que mostra que o efeito autoregressivo foi eliminado.

Como não há razão aparente para acreditar que a redução de perdas em T é explicada pela redução de perdas em T-1, é possível utilizar uma metodologia comum de dados em Painel. Por outro lado, é sabido que há empresas com um nível de eficiência gerencial superior a outras. Isso equivale a dizer que existem características idiossincráticas das empresas que são constantes no tempo e que podem ter relação com a eficácia em atingir ou não as reduções dos níveis de perdas implícitas nas perdas regulatórias, por exemplo, a cultura empresarial ou a qualidade da administração. Sendo assim, o modelo mais

apropriado é o Painel de Efeitos Fixos. Neste tipo de painel o modelo estima para cada grupo de dados (no caso, dados relativos a perdas de uma empresa em diversos anos) um intercepto distinto, o que equivale a dizer que algumas empresas podem ter sistematicamente maior capacidade de atingir metas regulatórias de redução de perdas fixadas para elas enquanto outras empresas podem ter sistematicamente maior dificuldade em atingir tais metas.



**Fig. 1. Correlograma Taxa Perda Total vs Redução de Perda Total**

Adicionalmente, um possível fator que explica a redução ou aumento de perdas esteja relacionado ao desempenho econômico de cada área de concessão. Para capturar o efeito do desempenho da economia sobre o desempenho da empresa e fazer o devido controle, foi utilizado o crescimento percentual do mercado de baixa tensão ou da energia injetada (mercado verificado em MWh).

Foi realizada também uma regressão utilizando dados para redução de perdas totais, isto é, sem separar perdas técnicas e não técnicas. Os resultados mostram que para cada ponto percentual a mais em termos de expectativa de redução de perdas, calculada a partir

da comparação das perdas regulatórias com as perdas observadas nos doze meses anteriores à última revisão ou reajuste tarifário, há uma redução de 0,25 p.p. na redução de perdas realizadas com relação às perdas dos doze meses anteriores. Tanto o coeficiente da meta, quanto do crescimento do mercado são significativos estatisticamente. Lembrando que as perdas totais estão em % da energia injetada.

Como a metodologia para o estabelecimento das perdas regulatórias vem sendo atualizada ao longo dos sucessivos ciclos tarifários, um teste possível é avaliar a sensibilidade do coeficiente de metas em cada um dos ciclos, por meio da regressão, incluindo a sensibilidade ao ciclo tarifário corrente.

A conclusão é de que é significativa a sensibilidade do efeito da meta de redução de perdas ao ciclo tarifário. Porém, não é possível afirmar a partir do modelo apresentado qual a causa dessa sensibilidade. Não se pode afirmar, por exemplo, que a maior sensibilidade das empresas a responder a metas de redução de perdas é resultado das diferentes metodologias aplicadas na definição das perdas regulatórias. No entanto, pode-se perceber que esse cenário pode mostrar uma metodologia eficiente quanto a sua expectativa para empresas que apresentam elevados índices de perdas e que ainda não atingiram níveis eficientes.

A mesma metodologia foi aplicada apenas às perdas não técnicas (e não mais às perdas totais), definidas em redução esperada das perdas não técnicas regulatórias como percentagem do mercado de baixa tensão (BT), em comparação com as perdas não técnicas, calculadas na mesma base, para os doze meses anteriores ao último reajuste ou revisão tarifária. As conclusões encontradas são similares, porém o poder explicativo da regressão é menor. O R<sup>2</sup> da regressão de redução das perdas totais levando em conta os ciclos tarifários é de 0,41, enquanto o R<sup>2</sup> da regressão análoga para redução de perdas não técnicas é de apenas 0,29.



Percebe-se, assim, que a regulação por incentivo para perdas tem estabelecido perdas regulatórias que implicam em redução das perdas das distribuidoras em relação ao período imediatamente anterior, porém cabe observar que as empresas respondem ao incentivo do regulador, porém não no montante esperado por ele. Além disso, os testes utilizando perdas totais apresentaram poder explicativo maior do que os testes utilizando perdas não técnicas.

#### IV. CONCLUSÕES

Em um primeiro momento, foi possível observar que o setor de distribuição experimentou ao longo do período 2009 a 2017 uma significativa deterioração na performance econômica média, passando de uma situação em que as empresas conseguiam obter resultados na média superiores à remuneração regulatória implícita na tarifa para, em período mais recente, passarem a obter resultados que estão, na média, muito aquém do resultado regulatório. Este quadro é agudo nas empresas de distribuição estaduais, que com frequência têm apresentado prejuízo nos últimos anos. Quando as empresas privadas são analisadas isoladamente, o quadro é menos severo, mas a tendência é a mesma: uma redução na rentabilidade que passou de muito boa no início do período analisado para fraca a partir de 2015.

Em seguida foi avaliado o papel das perdas e de outros fatores na determinação do resultado das empresas de distribuição. As perdas contribuíram para a deterioração da performance das distribuidoras nos últimos anos. Entre 2014 e 2017, em média, o não atendimento das perdas regulatórias diminuiu o lucro antes de impostos (LAIR) em 23% do LAIR regulatório. No início do período analisado, entre 2009 e 2013, as perdas não reconhecidas na tarifa também prejudicaram o resultado, mas o impacto foi bem menor: 7% do LAIR regulatório.

A segunda parte do estudo permitiu constatar que a regulação por incentivo para perdas

foi, a despeito de reconhecer na média perdas inferiores às realizadas, o que, implicou em impacto financeiro adverso para as distribuidoras razoavelmente aderente à capacidade das empresas em reduzir o nível de perdas. Constatou-se também um maior poder explicativo quando analisada a perda total e não apenas a perda não técnica, o que mostra ainda a incerteza quanto aos fatores dessa redução.

## V. AGRADECIMENTO

Os autores gostariam de agradecer ao grupo CPFL pelo apoio técnico e financeiro, através do projeto de Pesquisa e Desenvolvimento com recursos de P & D da ANEEL.

## VI. REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] R. Brandão, L. d. M. Ozório, M. Tolmasquin, N. Castro, A. F. Tavares, A. C. Católico e M. Maestrini, “Determinantes do Desempenho Econômico das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica -- P&D Tarifa Moderna,” Gesel-UFRJ, Rio de Janeiro, 2018
- [2] N. Castro, R. Brandão, L. Ozorio, M. Macedo, A. Torres Filho, C. Rufín, R. Gomes, R. Scalzer, A. Tavares, N. Martins, K. Braga. “Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Empresas de Distribuição de Energia Elétrica”. Publít Soluções Editoriais, 2018.
- [3] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 342/2008. Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica, segundo ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica – Resultado Final. Superintendência de regulação econômica (SER). Brasília, 2008.
- [4] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 271/2010. Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica, terceiro ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica – Audiência Pública. Superintendência de regulação econômica (SER). Brasília, 2010.
- [5] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 298/2011. Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica, terceiro ciclo de revisão tarifária periódica das concessionárias de distribuição de energia elétrica – Final. Superintendência de regulação econômica (SER). Brasília, 2011.
- [6] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 188/2014. Atualização do índice de Complexidade Socioeconômico adotado para definição do nível regulatório de perdas não técnicas na distribuição - Audiência Pública. Superintendência de regulação econômica (SER). Brasília, 2014.
- [7] ANEEL - Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 106/2015. Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica -

Audiência Pública 023/2014 Final. Superintendência de regulação econômica (SER).  
Brasília, 2015