



GESEL

Grupo de Estudos do Setor Elétrico

UFRJ

Análise das propostas de alterações metodológica, para determinação das metas regulatórias das perdas não técnicas, na distribuição de energia elétrica – NT46/2020

Nivalde de Castro
Ana Carolina Chaves
Daniel Viana Ferreira
Francesco Tommaso
Luiz Ozorio
Marcelo Maestrini
Murilo de Miranda
Roberto Brandão
Jairo Eduardo
Priscila Mendes

TDSE

Texto de Discussão do Setor Elétrico

Nº 94

outubro de 2020
Rio de Janeiro

**Análise das propostas de alterações, metodológicas,
para a determinação das metas regulatórias
das perdas não técnicas na distribuição
de energia elétrica - NT 46/2020**

TDSE N° 94

Nivalde de Castro
Ana Carolina Chaves
Daniel Viana Ferreira
Francesco Tommaso
Luiz Ozorio
Marcelo Maestrini
Murilo de Miranda
Roberto Brandão
Jairo Eduardo
Priscila Mendes

ISBN: 978-65-86614-17-6

Outubro de 2020

Sumário

Sumário Executivo.....	3
1 Contextualização.....	6
1.1 Metodologia vigente.....	9
1.2 Metodologia proposta na NT 46/2020.....	12
2 Avaliação Crítica da Nova Metodologia.....	19
2.1 Escolha pelo modelo de painel com efeitos aleatórios.	19
2.2 Escolha das variáveis.....	20
2.3 Variáveis omitidas	24
2.4 Uso da meta do último ano no ponto de partida	26
2.5 Novo tratamento para Áreas de Severas Restrições Operativas.....	27
2.6 Limites eficientes.....	28
2.7 Mecanismo de flexibilização de metas.....	29
3 Conclusão.....	31
4 Referências.....	33

Sumário Executivo¹

O presente Texto de Discussão faz parte de um esforço realizado pelo GESEL-UFRJ para suscitar o debate acerca da metodologia de determinação das metas de perdas não técnicas (PNT). Este tema ganha especial relevância devido à abertura de consulta pública, em 2020, para tratar da revisão metodológica e atualização dos parâmetros dos Submódulos 2.2/2.2A (Receitas Irrecuperáveis) e 2.6 (Perdas de Energia) dos Procedimentos de Revisão Tarifária (PRORET), aplicados às distribuidoras de energia elétrica. Adicionalmente, o cenário de forte recessão atual contribui para que este tema, permeado por questões socioeconômicas, ganhe ainda mais importância.

No intuito de minimizar análises arbitrárias para identificar as empresas de referência, a regulação brasileira de definição das metas de PNT estabelece estratégias de avaliação comparativa entre as companhias. Assim, o desempenho do melhor agente se torna referência para as demais empresas comparáveis.

Esta metodologia tem como objetivos os seguintes pontos:

- i. Especificação de um modelo de comparação que possibilite avaliar o desempenho das empresas de acordo com contexto enfrentado por cada uma;
- ii. Atribuição de metas condizentes com a complexidade de combate às PNT intrínsecos às áreas de concessão;
- iii. Estabelecimento de um ponto de partida de acordo com o tamanho, o histórico e a saturação no combate às perdas; e
- iv. Estabelecimento de limites de velocidade de redução, considerando o porte da empresa.

¹ Este estudo foi desenvolvido no âmbito do Programa de P&D da ANEEL (PD- 02937-3040/2018) com o apoio do Grupo CPFL. As opiniões e posições apresentadas são de exclusiva responsabilidade dos autores, não refletindo, necessariamente, a posição das instituições citadas.

Atualmente, a ANEEL utiliza estimadores provindos de análises econométricas para determinar o nível de complexidade no combate às PNT de cada área de concessão. Para isso, a Agência recorre a informações relacionadas ao mercado e às características da rede das distribuidoras, indicadores gerais de eficiência operacional da empresa e, principalmente, informações socioeconômicas das áreas de concessão.

Ainda neste ano, a ANEEL propôs mudar a metodologia estatística de seleção das variáveis socioeconômicas que explicam o comportamento das PNT e os limites de eficiência que determinam a velocidade de redução de suas metas regulatórias.

Embora a atualização da metodologia estatística que determina o índice de complexidade das empresas seja necessária, a Agência incorre em novos e antigos problemas técnicos que podem impactar na qualidade de seus resultados. O próprio uso direto dos estimadores econométricos para a definição das metas pode ser questionado, tendo em vista a atual configuração do modelo estatístico utilizado, por conta de variáveis que ainda não são consideradas, como o esforço no combate às PNT.

Adicionalmente, a opção por reduzir em, aproximadamente, 34% o nível de PNT considerado eficiente para as empresas grandes, em um momento no qual estas já não têm, de maneira geral, cumprido as metas estabelecidas pela Agência e em meio a um cenário de forte deterioração socioeconômica, também pode ser questionada.

Por fim, o uso de parâmetros estimados em modelos já superados no modelo atual pela ANEEL, por meio da meta estabelecida em ciclos anteriores, pode gerar um descolamento ainda maior do nível de PNT regulatório e daquele efetivamente praticado pelas distribuidoras, especialmente em um momento em que a dificuldade no combate ao furto de energia deve aumentar em razão do cenário recessivo.

O texto está organizado da seguinte forma. Inicialmente, é apresentada uma contextualização, na qual se discute o problema enfrentado pela ANEEL na determinação das metas de PNT, a metodologia vigente e a nova metodologia proposta pelo regulador.

Na sequência, são realizadas uma avaliação crítica da metodologia atual e contribuições que visam identificar e superar os problemas da proposta de aperfeiçoamento regulatório da ANEEL. Por fim, apresenta-se a conclusão, seguida do referencial bibliográfico utilizado como embasamento para este trabalho.

1 Contextualização

Atualmente, estão em curso estudos para o aprimoramento dos novos ciclos de revisão tarifária das distribuidoras. No primeiro ciclo, ocorrido no período de 2003 a 2006, ainda não existia uma metodologia para definir os níveis regulatórios de PNT e seu referencial se baseou na média histórica da própria concessionária, assegurando uma cobertura tarifária para o período limitada aos patamares de PNT históricos. Portanto, somente a partir do segundo ciclo de revisão tarifária (2007 a 2010), estabeleceu-se uma metodologia mais sofisticada para tratar esta questão.

O regulador dispõe de instrumentos que permitem a avaliação comparativa do desempenho das distribuidoras. Essa comparação busca incentivar a eficiência das empresas reguladas por meio da verificação e do estabelecimento das práticas e dos desempenhos entre os agentes, a partir de determinadas características equiparáveis (CYRILLO, 2011).

Neste contexto, em 2008, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 342/2008-SRE/ANEEL, que estabeleceu uma metodologia específica para o tratamento regulatório das PNT, com a implementação do modelo *Yardstick Competition*, proposto por Shleifer (1985). Este modelo é caracterizado pela utilização dos custos de uma empresa semelhante na determinação da meta de custo que será utilizada pela companhia examinada. O “custo referência” pode ser tanto a média dos custos de um grupo de empresas com características parecidas, quanto aquele de menor valor.

A aplicação deste modelo exige algumas adaptações para garantir a adequada definição dos níveis eficientes a serem exigidos. Afinal, a diversidade de desafios intrínsecos às diferentes áreas de concessão no país impõe ponderações sobre as comparações de eficiência entre as distribuidoras. Neste sentido, primeiramente, é preciso avaliar se as empresas atuam em ambientes homogêneos, ou seja, se todas as companhias são diretamente comparáveis. Caso contrário, será necessário identificar as empresas que possam servir de referência para as demais.

No intuito de minimizar análises arbitrárias para identificar as empresas de referência, a regulação brasileira estabelece estratégias de avaliação por *benchmarking*, elaboradas para cada caso, em composição com o modelo *Yardstick Competition*. No método de *Benchmark*, o desempenho do melhor agente se torna referência para os demais, já no *Yardstick Competition*, é definido um valor de referência para cada empresa baseado na verificação dos melhores desempenhos dentre as outras companhias (CYRILLO, 2011).

Com base nesses objetivos, a Tabela 1 sintetiza os avanços implementados em cada processo tarifário e, posteriormente, o texto irá detalhar as alterações de cada frente. Em uma visão geral da evolução da metodologia, pode-se destacar os avanços consideráveis observados ao longo dos ciclos de revisão tarifária, passando-se a adotar critérios mais específicos para melhor segregar e coordenar o processo de minimização de PNT. Na próxima seção, a metodologia vigente será detalhada.

Tabela 1 - Principais Características dos Ciclos de Revisão Tarifária

Período de Revisão Tarifária	1ª RTP (2003 a 2006)	2ª RTP (2007 a 2010)	3ª RTP (2011 a 2014)	4ª RTP (2015 a 2018)
Nota Técnica ANEEL	NT nº 030/2003	NT nº 342/2008	NT nº 298/2011	NT nº 106 2015
Modelo	Análise de Dados Históricos	<ul style="list-style-type: none"> - Modelo de Complexidade - Painel com efeitos aleatórios - <i>Benchmarking</i> - um modelo com cinco variáveis 	<ul style="list-style-type: none"> - Modelo de Complexidade - Painel com efeitos aleatórios - <i>Benchmarking</i> - três modelos com cinco variáveis cada 	<ul style="list-style-type: none"> - Modelo de Complexidade - Painel com efeitos aleatórios - <i>Benchmarking</i> - dois modelos com cinco variáveis cada e um com quatro variáveis
Metas	Média histórica da concessionária	Média ponderada entre o <i>benchmark</i> e o histórico da empresa	Média entre as metas dos três modelos (C, G e K)	Média entre as metas dos três modelos (C, G e K)
Pontos de Partida	Média histórica (Perda Total)	Mínimo histórico do ciclo anterior	Com algumas exceções, calcula-se o mínimo entre a meta do ciclo anterior e o mínimo dos quatro anos anteriores	Regra considerando porte da empresa
Velocidade de Redução	-	Trajectoria linear decrescente ou fixa, sem limitador de redução	Criação de cinco <i>clusters</i> com trajetórias diferentes	Regras específicas de acordo com o tamanho da empresa

Fonte: Elaboração Própria.

1.1 Metodologia vigente

A avaliação do modelo adotado para comparação das distribuidoras mostra que a essência metodológica desenvolvida no segundo ciclo de revisão tarifária é preservada ao longo dos demais períodos de revisão. Sendo assim, a metodologia vigente nos processos tarifários da ANEEL segue com a proposta de utilizar um modelo de *benchmarking* baseado no modelo de complexidade das variáveis socioeconômicas para ponderar as comparações entre as áreas de concessão.

Entretanto, no terceiro ciclo de revisão tarifária, foram realizadas evoluções consideráveis na metodologia, como a utilização de três modelos econométricos (denominados C, G e K) como forma de aprimorar a captura das diferenças socioeconômicas entre as áreas de concessão no índice de complexidade. A utilização dos modelos C, G e K manteve-se no quarto período de revisão, mas com alteração nas variáveis selecionadas.

Para explicar a lógica de desenvolvimento do modelo de complexidade, as PNT podem ser pensadas, de modo simplificado, como sendo uma função de duas variáveis: aspectos gerenciáveis e aspectos não gerenciáveis pela distribuidora. A partir deste último ponto, o estudo do contexto das áreas de concessão se desenvolve, tendo como principal objetivo investigar quais são os fatores não gerenciáveis enfrentados pelas empresas. A equação 1 se refere a este modelo teórico que visa explicar as PNT (ANEEL, 2015):

$$PNT_i = C_i + X_i\beta + IG_i \quad 1$$

Onde:

- C_i = variáveis específicas da empresa “i” que influenciam no seu nível de perdas não técnicas não consideradas (e não observáveis) nos demais termos;
- $X_i\beta$ = característica socioeconômica da área de concessão; e
- IG_i = parcela das perdas não técnicas da empresa “i” devido à ineficiência gerencial.

Ainda que o modelo teórico apresentado contenha as variáveis C_i e IG_i , que representam a ineficiência das empresas, a adaptação proposta pela ANEEL para gerar o modelo de complexidade é estimada através da regressão econométrica apenas dos fatores socioeconômicos (vetor X_i) contra as $PNT_{i,t}$. Hoje, a formulação do modelo econométrico é realizada mediante a criação de três modelos diferentes (C, G e K), conforme descrito nas equações 2, 3 e 4:

Modelo C

$$PNT_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 sub2_{i,t} + \beta_2 lixo.u_{i,t} + \beta_3 pob2_{i,t} + \beta_4 Mbr.Mb1Mbr_{i,t} + \beta_5 inad_{i,t} + u \quad 2$$

Modelo G

$$PNT_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 sub2_{i,t} + \beta_2 lixo.u_{i,t} + \beta_3 gini_{i,t} + \beta_4 inad_{i,t} + u \quad 3$$

Modelo K

$$PNT_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 sub2_{i,t} + \beta_2 lixo.u_{i,t} + \beta_3 pob2_{i,t} + \beta_4 Mbr.Mbt_{i,t} + \beta_5 vio_{i,t} + u \quad 4$$

Onde:

- PNT = perdas não técnicas sobre o Mercado BT total medido na área “i” e tempo “t” (SAMP);
- vio = violência - Óbitos por Agressão na área “i” e tempo “t” (DATASUS);
- pob2 = % de pessoas com renda *per capita* inferior a ½ salário mínimo na área “i” e tempo “t” (IBGE/IPEA);
- gini = gini na área “i” e tempo “t” (IBGE);
- sub2 = precariedade - % de pessoas em domicílios subnormais na área “i” e tempo “t” (Censo 2010, IBGE);
- lixo.u = coleta de lixo urbano na área “i” e tempo “t” (IBGE);
- inad = inadimplência do setor de crédito na área “i” e tempo “t” (BACEN);
- Mbr.Mb1Mbr = Mercado Baixa Renda sobre o Mercado Residencial Total na área “i” e tempo “t” (SAMP); e
- Mbr.Mbt = Mercado Baixa Renda sobre o Mercado Baixa Tensão total na área “i” e tempo “t” (SAMP).

A estimação através da regressão econométrica é realizada utilizando dados em painel de efeitos aleatórios. Ademais, antes da construção dos rankings, as empresas são segregadas em dois grupos (pequenas e grandes), de acordo com os seguintes critérios:

- i. Grupo 1: empresas com mercado maior do que 1.000 GWh/ano e que atendam 500 mil unidades consumidoras ou possuam 15.000 km de rede;
e
- ii. Grupo 2: demais empresas.

A partir dos três modelos propostos (C, G e K) e da utilização da equação 5, apresentada abaixo, são construídos três rankings, classificando as empresas pelo índice de complexidade de modo ordinal e cardinal, do maior para o menor, sendo que as empresas com maior pontuação são aquelas que se deparam com maior dificuldade no combate às PNT em sua área de concessão.

$$\sum_{i=1}^n X_i^A * \beta_i \quad 5$$

Onde:

- X_i^A = valor da variável “i” para a empresa “A”; e
- β_i = valor do coeficiente de regressão estimado para a variável “i”.

Na próxima seção, serão discutidas as alterações propostas recentemente pela ANEEL à metodologia de determinação das metas regulatórias de PNT.

1.2 Metodologia proposta na NT 46/2020

A ANEEL, durante a etapa de consulta pública, entendeu que seria necessário revisar a metodologia vigente para determinar as metas regulatórias de PNT, devido a uma série de problemas metodológicos apontados por agentes do setor elétrico e especialistas. Essa proposta pode ser encontrada na Nota Técnica nº 46/2020 (ANEEL, 2020). Dentre os questionamentos, destacaram-se:

- i. A não captura das áreas de risco;
- ii. A necessidade de uma variável de controle (eficiência operacional);
- iii. A necessidade de definição de um critério mais objetivo para a seleção de variáveis (LASSO);
- iv. Contribuições no sentido de evitar a espera do Censo; e
- v. A necessidade de evitar variáveis relacionadas à violência apresentadas, por exemplo, pela ENEL, Light e EDP, que busquem retratar as áreas de risco.

A Agência utilizou uma base dados de aproximadamente 30 variáveis, composta por variáveis já utilizadas e testadas em discussões anteriores e por variáveis trazidas pelos agentes no âmbito da Consulta Pública nº 18/2010, principalmente relacionadas à violência.

Tendo em vista a correlação entre as variáveis independentes utilizadas na construção desses modelos (multicolinearidade), utilizou-se o método estatístico denominado LASSO (*Least Absolute Shrinkage and Selection Operator*) para a realização de uma seleção prévia das variáveis mais importantes. Assim, a ANEEL selecionou cinco variáveis: homicídios por 100 mil habitantes, domicílios com renda até $\frac{1}{2}$ salário-mínimo, pessoas em domicílios subnormais, inadimplência do setor de crédito e alta densidade de morador por dormitório.

Em seguida, testaram-se todos os modelos possíveis com estas cinco variáveis e outras duas variáveis que foram julgadas importantes para o processo: PIB *per*

capita (PIB.PC) e Eficiência Operacional, esta advinda do Relatório de Indicadores de Sustentabilidade Econômico-Financeira das Distribuidoras.

A Agência optou pelo modelo em dados em painel de efeitos aleatórios, pois, apesar de persistirem os problemas de correlação entre as variáveis omitidas e as variáveis que compõe o índice, o problema seria “*reduzido com a introdução de uma importante variável omitida*” (sic.), a gestão da empresa no combate às perdas, tendo como *proxy* o indicador de eficiência operacional da concessão². Apesar do algoritmo LASSO não ter selecionado a variável PIB.PC, muitas contribuições defenderam a sua influência da economia nas perdas.

Dos 127 modelos possíveis com as sete variáveis acima, a ANEEL adotou o critério de seleção conforme Tabela 2:

Tabela 2 - Processo de Seleção dos Modelos

Modelos Selecionados	Critérios Utilizados
1° Filtro - 90	Poder Explicativo $R^2 > 0,10$
2 ° Filtro - 31	Significância Estatística p-valor $< 0,10$
3° Filtro - 14	Sinal do Coeficiente coerente
Final: 3 (X, Y, Z)	Ranking (R^2)

Fonte: Nota Técnica n ° 46/2020.

Destaca-se que a variável inadimplência do setor de crédito apresentou sinal incoerente e foi excluída.

Com base no último filtro, R^2 , a Agência selecionou três modelos, apresentados na Tabela 3, a seguir.

² É interessante notar que a inclusão desta variável não se relaciona com a escolha pelo modelo de efeitos aleatórios, como o texto dá a entender.

Tabela 3 - Síntese dos Resultados dos Três Modelos com Maior R² Ajustados

Variável	Coefficiente	Erro Padrão	Valor Z	Valor P	Signifância
Intercepto	0.3756	0.0887	4.2346	0.0000	***
sub2	2.9263	0.3208	9.1228	0.0000	***
admd	1.4415	0.2476	5.8213	0.0000	***
PIB.PC	-3.03E-06	1.59E-06	-1.9019	0.0572	.
EficOper	-0.4498	0.1174	-3.8316	0.0001	***
R²-Ajustado	0.3816				
Variável	Coefficiente	Erro Padrão	Valor Z	Valor P	Signifância
Intercepto	0.3214	0.0879	3.6557	0.0003	***
vio	0.0011	0.0005	2.1754	0.0296	*
sub2	2.7347	0.3376	8.0999	0.0000	***
admd	1.5022	0.2480	6.0582	0.0000	***
EficOper	-0.4541	0.1164	-3.9025	0.0001	***
R²-Ajustado	0.3763				
Variável	Coefficiente	Erro Padrão	Valor Z	Valor P	Signifância
Intercepto	0.3482	0.0880	3.9584	0.0001	***
sub2	2.9284	0.3243	9.0294	0.0000	***
admd	1.4494	0.2482	5.8401	0.0000	***
EficOper	-0.4629	0.1174	-3.9445	0.0001	***
R²-Ajustado	0.3728				

Fonte: Nota Técnica n.º 46/2020.

A variável Eficiência Operacional (EficOper) não entrou no cálculo do Índice de Complexidade Econômica (ICS), pois, segundo a nota técnica, tratava-se de uma variável de controle e de uma especificidade gerenciável.

As distribuidoras continuaram sendo comparadas conforme o porte. Diante dos agrupamentos de algumas concessões (e.g., RGE Sul e RGE, CPFL Santa Cruz, CPFL Mococa, CPFL Jaguari, CPFL Sul Paulista e CPFL Leste Paulista, Boa Vista e CERR e Caiuá, Nacional, Vale do Paranapanema, Bragantina e Oeste) ocorridos a partir de 2015, e visando a simplificação do critério de porte, a Agência o alterou, passando a considerar de maior porte as distribuidoras com mercado de baixa tensão superior a 700 GWh/ano.

A nova regra do ponto de partida passou a considerar o menor resultado entre a média dos três últimos anos e a meta do ciclo anterior. As regras vigentes e propostas são apresentadas nas Tabela 4 e Tabela 5, respectivamente.

Tabela 4 - Regra do Ponto de Partida (Vigente)

Porte	Condição Analisada	Regra Aplicada
Todas	Meta Ciclo > Meta Ciclo Anterior	P.P. = Meta Ciclo
Grandes	Média quatro anos (PNT_{Real}) > 7,5%	P.P. = Máximo [7,50%; Mínimo (Meta Ciclo Anterior, Média dos últimos 4 anos)]
	Média quatro anos (PNT_{Real}) ≤ 7,5%	P.P. = Média de Perdas Não Técnicas dos últimos quatro anos
Pequenas	Média quatro anos (PNT_{Real}) > 2,5%	P.P. = Máximo [2,50%; Mínimo (Meta Ciclo Anterior, Média dos últimos quatro anos)]
	Média quatro anos (PNT_{Real}) ≤ 2,5%	P.P. = Média de Perdas Não Técnicas dos últimos quatro anos

Fonte: Nota Técnica n° 46/2020.

Tabela 5 - Regra do Ponto de Partida (Proposta)

Porte	Condição Analisada	Regra Aplicada
Todas	Meta Ciclo > Meta Ciclo Anterior	P.P. = Meta Ciclo
Grandes e Pequenas	Média três anos	P.P. = Mínimo (Meta Ciclo Anterior ¹⁶ , Média dos últimos três anos)

Fonte: Nota Técnica n° 46/2020.

A ANEEL justificou a alteração da média de quatro para três anos a partir da análise das contribuições dos agentes à Consulta Pública n° 18/2019. As contribuições indicaram a preferência por um período médio superior a dois anos, mas também apontaram que quatro anos poderia não refletir adequadamente o cenário mais recente. Diante disso, a Agência optou por utilizar valores médios de três anos.

Na nova metodologia, a meta de perdas da distribuidora sob avaliação continuou sendo definida a partir da análise do modelo comparativo por *benchmarking*. Assim, o potencial de redução das perdas não técnicas é definido pelos *benchmarks* que possuem o menor índice de perdas não técnicas atuando em áreas de concessão comparáveis sob o ponto de vista de complexidade socioeconômica.

A meta calculada a partir de cada ranking continuou sendo obtida por meio de uma ponderação que considera as perdas praticadas pela concessionária e pelo seu *benchmark*, o que gera o valor de referência para todos os *benchmarks* potenciais da concessionária, sendo escolhido o menor valor de perdas não técnicas.

Na proposta da nota técnica, averiguou-se que, das 52 distribuidoras que passaram por revisão no último ciclo tarifário, nove concessionárias de grande porte e duas de pequeno porte tiveram a meta baseada no resultado dos modelos econométricos.

Dessa forma, a ANEEL considerou que apenas um ano de referência para a comparação das empresas, além de ser passível de sofrer com valores anômalos, não estaria em consonância com o critério do ponto de partida (média de três anos na atual proposta), o que poderia gerar inconsistências na definição da trajetória. Por essa razão, a Agência entendeu ser mais adequado utilizar, para a meta, a mesma referência temporal do ponto de partida.

A nota técnica também propôs a alteração da metodologia de limites de redução, que estabelece o percentual máximo de redução das perdas não técnicas dado o patamar para cada um dos pontos da trajetória determinada pelo *benchmark* (meta).

Para o estabelecimento da curva dos limites de redução, a ANEEL analisou o histórico de redução de perdas das concessionárias de grande porte entre 2011 e 2018, retirando os *outliers* via método *boxplot* a cada ano. A partir desta amostra, foi definido que não haveria trajetória de redução para as empresas situadas abaixo da média anual dos primeiros decis, de 5,0%, e a trajetória seria máxima

a partir do nono decil, 30,0%, sendo estabelecida em 3,5%. Diante disso, a ANEEL propôs as regras de limites de redução, conforme apresentado na Tabela 6, abaixo.

Tabela 3 - Regras de Limite de Redução

Porte	Condição Analisada	Regra Aplicada
Grandes	$PNT_{Reg} > 5,0\%$	$Limite = \% \frac{7PNT_{Reg}}{50} - \frac{7}{10}$
	$PNT_{Reg} \leq 5,0\%$	<i>Sem Trajetória</i>
Pequenas	$PNT_{Reg} > 8,6\%$	$Limite = \% \frac{7PNT_{Reg}}{50} - \frac{7}{10}$
	$2,5\% < PNT_{Reg} < 8,6\%$	$Limite = 0,5\%$
	$PNT_{Reg} \leq 2,5\%$	<i>Sem Trajetória</i>

Fonte: Nota Técnica n° 46/2020.

Já com relação às áreas de risco, a Agência passou a adotar um novo tratamento para lidar com a crítica acerca da incapacidade de o modelo refletir o efeito dessas localidades no Índice de Complexidade Socioeconômica das empresas. Assim, a nota técnica define áreas de risco como aquelas com altos índices de violência e a presença de grupos armados (milícias e traficantes), onde as equipes da distribuidora sofrem impedimentos operativos.

Em resposta a um ofício circular encaminhado pela ANEEL, as distribuidoras enviaram, em 2019, informações a respeito dessas localidades, no entanto a Agência verificou problemas quanto à adequação das áreas apontadas, dando a entender que a assimetria das informações poderia gerar resultados diferentes dos reais para as concessionárias.

Adicionalmente, a ANEEL propôs um tratamento distinto para empresas do terceiro quartil, que comprovadamente se encontram em áreas de risco. Nesse caso as PNT passariam a ser reconhecidas nas tarifas de energia elétrica na proporção máxima de 50%, visando uma alocação mais justa entre as distribuidoras de energia elétrica e os consumidores de energia elétrica.

Este limite máximo foi estabelecido pela Agência por esta acreditar não ser razoável que consumidores adimplentes com suas obrigações compartilhem o

risco de áreas sujeitas a severas restrições operacionais em proporção superior a 50%, competindo aos acionistas arcar com a proporção restante.

Após a segregação da parcela das perdas não técnicas oriundas das áreas consideradas como sujeitas a severas restrições operacionais, a meta da empresa a ser considerada no processo tarifário para as demais áreas também passaria por análises complementares, ou seja, não precisará se restringir às regras definidas no PRORET.

2 Avaliação Crítica da Nova Metodologia

2.1 Escolha pelo modelo de painel com efeitos aleatórios

Embora a opção pelo modelo de efeitos aleatórios permita o isolamento de efeitos relacionados à área de concessão que não variam no tempo, é importante se averiguar a existência de correlação entre efeitos individuais e outras variáveis presentes no modelo.

O modelo de efeitos aleatórios somente deve ser considerado na hipótese em que não existe esta correlação. No caso do modelo utilizado atualmente pela ANEEL, a existência desta correlação fica evidenciada pelo Teste de Hausman (HAUSMAN,1978), devendo-se optar pelo modelo de efeitos fixos, sob a pena de se obter estimadores inconsistentes. Portanto, entende-se ser necessário utilizar o Teste de Hausman para futuras opções entre modelos de efeitos fixos e de efeitos aleatórios, ou apresentar argumentos adicionais que justifiquem, do ponto de vista estatístico, tal escolha.

Para ilustrar este problema, foram selecionados os modelos utilizados pela Agência, assim como sua base de dados, para avaliar a existência de vieses relacionados à má especificação do modelo. Os resultados foram realizados utilizando o pacote “PLM” do R. Destaca-se que a hipótese nula do teste é a de que o vetor de coeficiente dos modelos de efeitos aleatórios não é diferente daquele do modelo de efeitos fixos. Porém, foi verificado que esta hipótese é rejeitada para todos os modelos propostos.

Embora a ANEEL reconheça esse problema, o mesmo modelo continua sendo utilizado, reduzindo a confiabilidade acerca da consistência dos estimadores por ele gerados. Mesmo sob uma ótica mais intuitiva, não é razoável pensar que não existem características individuais das áreas de concessão fixas no tempo (como questões culturais) que afetam o nível de perdas, o que é a premissa adotada pelo regulador. Essa questão deve ser considerada pela Agência e, ao contrário do que a Nota Técnica nº 46/2020 apresenta, a inclusão da variável de Eficiência Operacional em nada muda essa constatação.

2.2 Escolha das variáveis

Uma melhoria do modelo atual da ANEEL foi a consideração do uso de técnicas estatísticas para a seleção de variáveis mais aderentes ao problema das PNT e, para isso, a Agência utilizou o modelo LASSO. Primeiramente, a metodologia LASSO será apresentada e, em seguida, os problemas na aplicação proposta pela ANEEL serão analisados.

A equação 6 descreve um modelo tradicional de regressão linear:

$$Y_i = \beta_0 + \sum_{j=1}^p X_{ij}\beta_j + \varepsilon_i, \quad i = 1, \dots, n, \quad 6$$

Onde:

- p = número de preditores;
- n = número de observações;
- Y_i = valor observado da variável dependente na i -ésima observação;
- β_0 = intercepto;
- X_{ij} = valores do regressor “ j ” na observação “ i ”;
- β_j = coeficiente angular do j -ésimo regressor; e
- ε_i = termo de erro estocástico.

Segundo Tibshirani (1996), existem dois motivos pelos quais o analista de dados pode não estar satisfeito com os resultados de um modelo de regressão tradicional, quais sejam, (i) a acurácia preditiva, posto que esses modelos podem ter alto poder explicativo, porém alta variância; e (ii) a interpretação dos resultados em modelos com um grande número de variáveis explicativas. Neste sentido, Radchenko *et al.* (2011) argumentam que muitos métodos de seleção de variáveis foram propostos de maneira a minimizar a soma dos quadrados conjuntamente com a penalização para o número de coeficientes. Esses métodos são especialmente úteis quando o número de regressores é relativamente grande em relação ao número de observações.

O modelo LASSO é um desses métodos e, mais recentemente, tem ganhado projeção ao se tornar amplamente utilizado para seleção de variáveis, especialmente por sua eficiência computacional. De fato, isto é importante, pois torna factível a aplicação de métodos automatizados de seleção.

Assim, o uso do modelo LASSO neste estudo é especialmente relevante pela necessidade de redução do número de variáveis explicativas, o que contribui para a interpretação dos resultados por meio da seleção de variáveis que mais contribuem para a explicação das PNT nas diferentes áreas de concessão, facilitando o consenso na sua escolha.

Nota-se que existe uma correlação entre o número de variáveis incluídas em um modelo e a sua complexidade. Quanto maior o número de variáveis incluídas, menor seu viés e maior sua variância, levando a problemas como o *overfitting* (quando os estimadores se ajustam bem para períodos passados, mas não para observações futuras).

Dois métodos são utilizados para mitigação desse problema. O primeiro é a redução da complexidade do modelo e o segundo é a regularização do mesmo. Na regularização, os coeficientes são reduzidos, podendo chegar até a zero no caso dos modelos LASSO. Este método é denominado *feature selection* e permite a remoção de algumas variáveis explicativas. A fórmula matemática por trás da regressão LASSO é descrita pela equação 7:

$$\hat{\beta}_{lasso} = \operatorname{argmin} \frac{1}{2n} \|y - X\beta\|_2^2 + \lambda |\beta|_1 \quad 7$$

Onde:

- n = número de observações;
- y = valor observado da variável dependente;
- X = variáveis independentes;
- β = valor estimado dos coeficientes; e
- λ = coeficiente de penalização.

Entretanto, sob configurações mais esparsas, o modelo LASSO tende a reduzir demasiadamente os coeficientes. Uma série de alternativas e extensões foram sugeridas para endereçar este problema, dentre as quais cabe destacar os métodos Elastic Net, seletor de Dantzig, VISA, Double Dantzig, Relaxed LASSO e Adaptive LASSO (Radchenko *et al.*, 2011).

Para permitir uma melhor identificação do parâmetro λ , de forma a evitar que coeficientes relativamente grandes sejam penalizados por meio de um vetor estimado de pesos adaptativos, que serve para realizar uma regularização diferente para cada coeficiente, sugere-se o uso da versão adaptativa do LASSO (Adaptive LASSO). Esse vetor é dado pela aplicação da equação 8.

$$\hat{\omega}_j = \frac{1}{(|\hat{\beta}_j|)^\gamma} \quad 8$$

Onde:

- $\hat{\omega}_j$ = vetor de pesos adaptativos;
- $\hat{\beta}_j^{ini}$ = estimativa inicial dos coeficientes; e
- γ = constante positiva que ajusta o valor do vetor de pesos adaptativos.

Além disso, o uso do modelo LASSO pode gerar vieses e, portanto, se recomenda a aplicação de um modelo de mínimos quadrados ordinários para os preditores selecionados pelo primeiro estágio de seleção de variáveis. Belloni *et al.* (2013) mostraram que os estimadores pós-LASSO, sob determinadas condições, apresentam um desempenho pelo menos tão bom quanto o LASSO tradicional. Desta forma, é possível superar algumas limitações do modelo LASSO tradicional e obter melhores resultados.

No que diz respeito ao critério de seleção de modelo, sugere-se o uso Akaike corrigido (Aicc) como estimador de qualidade estatística dos modelos testados. Este critério é aconselhado para modelos com número de preditores relativamente grande em relação ao número de observações (AHRENS *et al.*, 2019).

Os coeficientes obtidos após a seleção pelo método Adaptive LASSO podem ser entendidos como o efeito de uma variação dessas variáveis sobre a variável dependente (perdas não técnicas ou perdas totais das distribuidoras), da mesma forma que o modelo proposto pela ANEEL.

É interessante notar que o modelo Adaptive LASSO costuma possuir melhores resultados teóricos, especialmente para a seleção de variáveis explicativas relevantes.

Outro ponto relevante é que a Agência não apresenta uma metodologia clara de pré-seleção das variáveis que posteriormente são utilizadas pelo modelo LASSO. É importante que o modelo e a base de dados com todas as variáveis cogitadas pela ANEEL sejam incluídos na metodologia. Caso uma análise mais focada em variáveis específicas seja escolhida, a Agência deve apresentar os motivos para que outras variáveis, já utilizadas em metodologias anteriores, não estejam mais sendo utilizadas.

Adicionalmente, a ANEEL, equivocadamente, utiliza o modelo LASSO apenas para a seleção de variáveis, posteriormente rodando um modelo de dados em painel para diferentes combinações das variáveis selecionadas. É interessante notar que esta etapa adicional não é necessária nem recomendada, dado que o modelo LASSO utiliza uma função de custo diferente do modelo de mínimos quadrados.

Uma questão muito relevante a ser considerada é que o modelo LASSO utilizado pela Agência não respeita a estrutura de dados em painel, com séries relativas a cada distribuidora no tempo. Portanto, o modelo utilizado pelo regulador não enxerga a qual distribuidora os dados pertencem nem o ano. Essa estrutura seria indicada caso cada observação fosse um indivíduo diferente, o que não corresponde aos dados utilizados. O resultado prático disso é que a ANEEL considera que a variância relativa a indivíduos específicos ou períodos específicos é zero.

Outro problema verificado é que, mesmo utilizando o modelo LASSO apenas para a seleção de variáveis e não para a estimação dos coeficientes, a Agência inclui e remove variáveis explicativas do modelo após rodá-lo, sem maiores embasamentos estatísticos, colocando em dúvida a qualidade dos resultados obtidos. Caso se acredite que determinada variável não deva ser testada, ela deve ser excluída antes de se realizar a regressão LASSO e os motivos dessa exclusão devem ser explicitados.

Portanto, conclui-se que, embora a consideração do uso do modelo LASSO pela ANEEL para solucionar o problema de seleção das variáveis mais relevantes para explicação da problemática das PNT seja coerente, a sua aplicação incorre em equívocos que precisam ser solucionados.

2.3 Variáveis omitidas

De fato, o uso de modelos econométricos para estimar o Índice de Complexidade envolve diversas complicações metodológicas, especialmente quanto a disponibilidade de dados que contemplem variáveis que reflitam o esforço e a eficiência das empresas no combate às perdas.

Como o que se busca averiguar é o impacto de variáveis socioeconômicas sobre as PNT, é importante que, previamente, se estabeleça um modelo geral de perdas. Neste sentido, entende-se que a participação das PNT sobre o mercado esteja associada aos seguintes fatores: (i) esforço em seu combate; (ii) eficiência em seu combate; (iii) características socioeconômicas da área de concessão; (iv) fatores associados à composição e ao nível do consumo de energia; e (v) configuração da rede.

Atualmente, o modelo da ANEEL considera apenas as variáveis representadas nos itens iii, iv e v, acima. O viés de variável omitida surge da interação entre variáveis representadas pelos itens iii, iv e v, incluídas no modelo, e pelas dos itens i e ii contidas no erro. Caso haja interação entre essas variáveis, as estimativas do modelo e, portanto, o Índice de Complexidade, estarão viesadas,

assim como os estimadores de significância dessas variáveis. Entende-se que existe interação entre as variáveis no modelo e no erro, por isso a solução mais efetiva para esse problema seria a inclusão das variáveis que representem o esforço e a eficiência da empresa no combate às perdas.

Em sua nova proposta, a ANEEL buscou incluir uma variável de eficiência operacional, para contribuir para a mitigação desse problema. O esforço é importante, mas é necessário considerar que um dos componentes da eficiência operacional é o próprio resultado do sucesso no combate às PNT. No estudo, não ficou claro se os componentes relacionados às PNT foram removidos da variável Eficiência Operacional.

Além disso, nenhuma variável no modelo pondera as perdas pelo esforço de combate às PNT, fazendo com que o modelo permaneça incompleto por construção. Isso poderia ser contornado incluindo variáveis de esforço no combate às perdas, equipes despachadas com esse fim em um ano, cortes de energia realizados e outras variáveis que estão associadas a este esforço.

O uso da metodologia LASSO, embora contribua para a seleção de variáveis relevantes, mesmo em um contexto em que existem variáveis omitidas (ZOU, 2006), não é capaz de evitar que os estimadores dos modelos sejam contaminados por esses vieses, o que coloca em dúvida a confiabilidade dos resultados. Portanto, sugere-se que a ANEEL utilize esta seleção de variáveis para criar grupos de empresas com situação socioeconômica similares, evitando depender da estimativa dos coeficientes, como verificado no modelo vigente, ou realize um amplo esforço para obter novas variáveis explicativas, especialmente relacionadas ao esforço e à eficiência no combate às PNT.

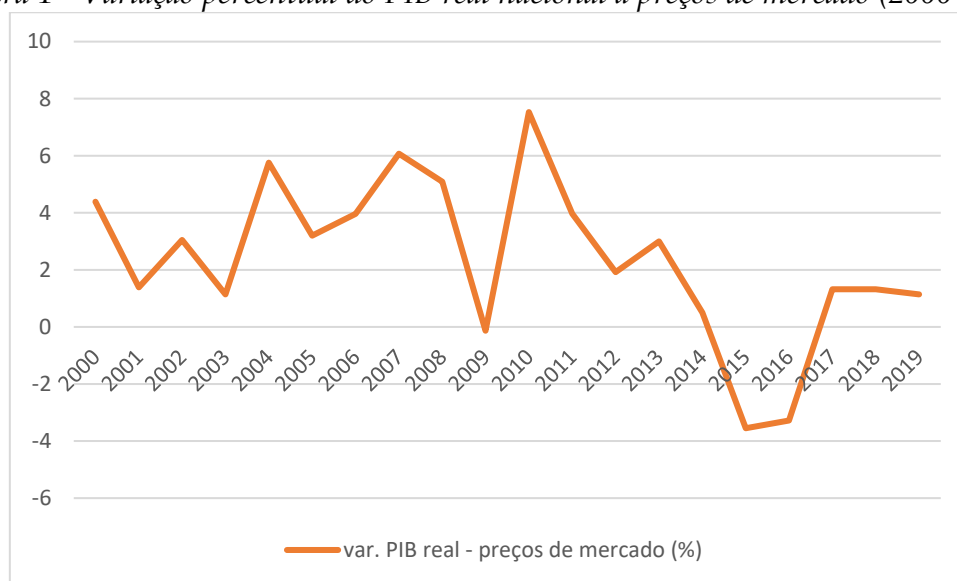
Por fim, é sabido que o não tratamento de autocorrelação serial faz com que o modelo LASSO não selecione variáveis adequadamente (WANG *et al.*, 2007). Por isso, é importante que a ANEEL solucione este problema sob o risco de que a seleção de variáveis também não seja confiável.

2.4 Uso da meta do último ano no ponto de partida

Embora a ANEEL tenha adotado medidas importantes para a definição dos pontos de partidas das distribuidoras, o uso da meta regulatória definida para o último ano como piso para as metas futuras foi mantido. Essa opção é questionável, pois faz com que a meta definida pelos modelos futuros da Agência esteja sempre ancorada em resultados de metodologias já consideradas inadequadas por ela. Além de carregar estimativas passadas para modelos recentes, favorece-se o descolamento entre o ponto de partida regulatório e o nível de perdas no qual as empresas de fato se encontram.

Por mudanças no cenário socioeconômico, é possível que níveis verificados no passado não mais se reflitam nos níveis que podem ser alcançados no futuro, gerando problemas no nível dos incentivos. Assim, o ideal é que o ponto de partida do modelo seja baseado apenas em dados históricos reais e preferencialmente dentro de um horizonte temporal que reflita o estado atual das distribuidoras. Muitas concessionária passaram por um processo de aumento contínuo das perdas na última década, favorecido pela deterioração do cenário macroeconômico nacional, observado na Figura 1.

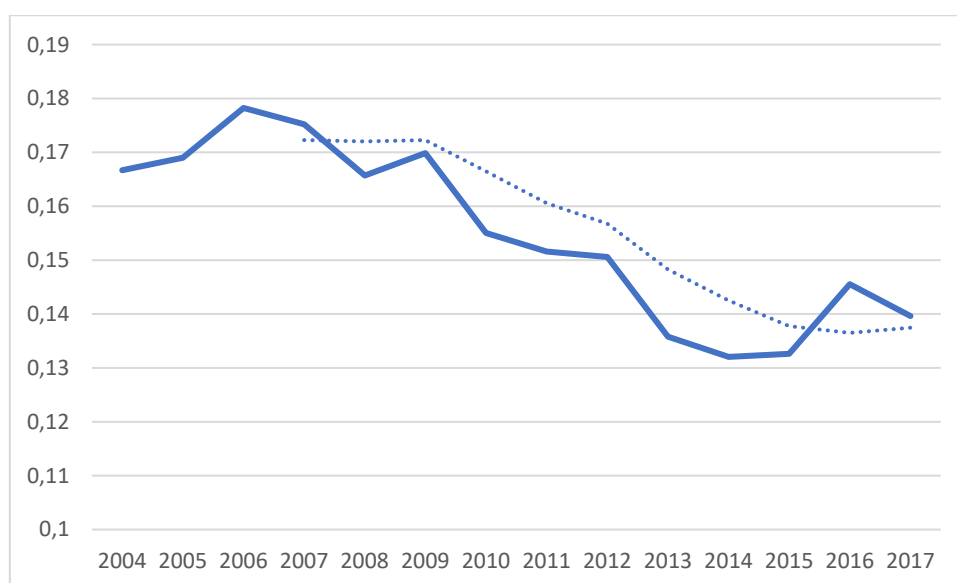
Figura 1 - Variação percentual do PIB real nacional a preços de mercado (2000-2019)



Fonte: Ipeadata.

Essa tendência no arrefecimento do combate às perdas também pode ser observada para o país como um todo, evidenciando que a deterioração do cenário socioeconômico tem impactado de forma negativa o sucesso em seu enfrentamento, o qual vinha apresentando bons resultados até 2013, conforme apresentado na Figura 2.

Figura 2 - PNT/BT realizadas e tendência (tracejada) das distribuidoras brasileiras (média móvel de 4 períodos)



Fonte: Elaboração própria, com base em dados da Nota Técnica nº 46/2020.

Portanto, a ancoragem das metas de perdas a períodos anteriores, além de não ser recomendável do ponto de vista de atualização do modelo, também pode implicar em riscos para a estabilidade do equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras.

2.5 Novo tratamento para Áreas de Severas Restrições Operativas

A ANEEL dá um passo importante ao reconhecer de maneira mais explícita que existem regiões dentro das áreas de concessão que não são passíveis de gerência por parte das distribuidoras, denominadas Áreas de Severas Restrições Operativas. Entretanto, a escolha realizada pela Agência de que apenas as empresas com os 25% maiores níveis de PNT possam recorrer a esse mecanismo

carece de um maior embasamento. Ademais, a definição do percentual de PNT dentro dessas áreas a serem reconhecidas (50%) também carece de uma melhor justificativa.

Deste modo, sugere-se que o grupo de empresas que pode fazer jus a este mecanismo seja expandido, a depender da qualidade das informações prestadas e da entrega de dados que corroborem o fato de que aquelas áreas não são passíveis de ação por parte das distribuidoras.

2.6 Limites eficientes

A ANEEL optou por reduzir o limite eficiente das empresas de grande porte de 7,5% para 5%. Embora essa ação possa ser justificada do ponto de vista da evolução do combate às PNT e dos aumentos de eficiência associados, nada indica que essa mudança irá ter sucesso em acelerar o processo de redução de perdas. De maneira geral, destaca-se que as distribuidoras já perdem recursos com as perdas. Essa mudança cria trajetórias de redução ainda mais agressivas do que aquela estabelecida no ciclo anterior, um ciclo no qual a grande maioria das empresas fracassou no atendimento às metas de PNT regulatórias definidas pela ANEEL.

Dado o baixíssimo desempenho recente do PIB, apresentado na Figura 1, acima, e a perspectiva de agravamento da já deteriorada situação socioeconômica nacional com o advento da crise do Covid-19, a população e as distribuidoras estarão em grandes dificuldades financeiras, o que, por si só, deverá reduzir o desempenho no combate às PNT em relação a outros ciclos. Portanto, entende-se que essa mudança, embora justificável, não ocorre no momento ideal.

A Tabela 7, a seguir, apresenta o baixo sucesso histórico das distribuidoras no combate às PNT regulatórias estabelecidas.

Tabela 4 - Diferença entre Perdas Não Técnicas Realizadas e Meta (Mercado PNT/BT - Medido) – Empresas Grandes e Pequenas – Modelo Atual

Ano	Média de Dif. Meta e Realizado Medido - ANEEL
2011	-4,1%
2012	-5,0%
2013	-4,6%
2014	-3,7%
2015	-3,3%
2016	-6,2%
2017	-1,3%
Média	-4,0%

Fonte: ANEEL

Portanto, sugere-se que a ANEEL não realize essa mudança sem antes considerar o cenário socioeconômico previsto para os próximos anos, no qual as distribuidoras já passarão por um aumento de dificuldade no combate às PNT, tendo em vista o agravamento do contexto social e econômico nacional.

2.7 Mecanismo de flexibilização de metas

Como fica claro pela análise da regulação atual e pela proposta de alteração regulatória realizada pela ANEEL, a criação de mecanismos internos ao modelo de determinação de metas de PNT não foi tratado adequadamente pelo regulador.

Nos últimos anos, foram evidenciadas algumas situações de crise econômica no país. Em função disso, as regras estabelecidas nas revisões tarifárias não previam o cenário de reversão das expectativas socioeconômicas vivenciado no Brasil durante os anos seguintes. A crise do país fez com que as distribuidoras se mostrassem cada vez mais pressionadas pelas metas regulatórias, as quais rapidamente se tornaram “obsoletas” frente ao aumento das práticas ilegais de furto de energia por conta de fatores que transcendem o setor elétrico. Deste

modo, entende-se que a metodologia regulatória não pode ser anacrônica quanto às questões socioeconômicas nacionais.

O impacto de mudanças no cenário econômico sobre as distribuidoras pode ter base na própria formulação do modelo atual, que define as variáveis socioeconômicas *a priori*, colocando sobre as distribuidoras tal risco. Neste sentido, uma deterioração no cenário econômico que influencia variáveis socioeconômicas pode estar aumentando a dificuldade no atendimento às metas. Essa visão está presente em ACENDE (2017), no qual foi realizado um estudo de caso a respeito da Enel Distribuição Rio. Esta distribuidora, mesmo apresentando um bom desempenho no combate às perdas entre 2003 e 2015, era afetada por questões externas, como o aumento da tarifa de fornecimento e o aumento de Áreas de Severas Restrições Operativas.

Dado este contexto, a metodologia desenvolvida não considera a possibilidade de recessão econômica e a piora no índice de perdas por distribuidoras eficientes, sendo mais uma fragilidade do modelo vigente. Isso evidencia a necessidade de um modelo regulatório que considere a inserção de instrumentos de reação rápida frente a cenários de crise.

Portanto, sugere-se que a ANEEL realize, para situações de grande mudança no cenário socioeconômico, tanto melhoras quanto pioras anômalas, um reajuste automático das metas de perdas para o período considerado. Este reajuste poderia ser realizado com base em uma mudança percentual sobre todas as metas de todas as distribuidoras e o gatilho seria a verificação de mudanças significativas no cenário socioeconômico, por exemplo a variação de um percentual específico do PIB determinado pela avaliação das séries históricas.

3 Conclusão

Seguindo o seu compromisso com o aperfeiçoamento contínuo da regulação do setor elétrico, a ANEEL apresentou, recentemente, propostas para alterar a metodologia de definição das metas de perdas não técnicas das distribuidoras de energia elétrica.

Dentre as principais melhorias sugeridas, destacam-se:

- i. A consideração de Áreas de Severas Restrições Operativas;
- ii. A inclusão de uma metodologia para selecionar variáveis relacionadas ao nível de dificuldade no combate às PNT;
- iii. A inclusão de variável de eficiência operacional; e
- iv. O uso da média dos últimos três anos ao invés do nível de perdas do último ano.

Entretanto, identificaram-se, neste estudo, diversos problemas que ainda persistem na metodologia e erros na aplicação das metodologias propostas pela própria ANEEL.

Dentre os principais problemas verificados, destacam-se

- i. o uso equivocado da metodologia LASSO, tanto para determinação das variáveis relevantes quanto para a estimação de seus efeitos;
- ii. a não consideração da estrutura de dados em painel, mesmo com a existência de claros efeitos relacionados às distribuidoras consideradas; e
- iii. a persistência do uso de um modelo de efeitos aleatórios, mesmo contra todas as recomendações realizadas anteriormente, criando um problema claro de vieses nos estimadores utilizados.

A ANEEL reconhece em sua proposta a existência de variáveis omitidas que geram vieses nos estimadores do modelo de complexidade e buscou contornar esta questão com a inclusão de uma variável de eficiência operacional. Entretanto, não ficou claro se, nos componentes que geram o índice, foram removidos aqueles relacionados às PNT, o que poderia gerar um problema de endogeneidade no modelo e afetar seus estimadores.

Adicionalmente, o uso da meta histórica para definir os limites atuais gera um problema relacionado à manutenção de metodologias já superadas na definição das metas atuais, além de provocar um claro descasamento entre o contexto socioeconômico atual do país e as metas definidas. Para superar esta questão, sugere-se o uso exclusivo de dados históricos para determinação do ponto de partida das metas.

Por fim, para superar problemas relacionados às variações bruscas e imprevisíveis no cenário socioeconômico, aconselha-se o uso de um mecanismo de gatilho que flexibilize, de maneira generalizada, as metas das distribuidoras em períodos excepcionais.

4 Referências

AHRENS, A.; HANSEN, C. B.; SCHAFFER, M. E. Lassopack: Model selection and prediction with regularized regression in Stata. **arXiv preprint arXiv:1901.05397**, 2019.

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. **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), SER**. Brasília, 2008a.

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. **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), SER**. Brasília, 2015.

ANEEL, Agência Nacional de Energia Elétrica. Nota Técnica nº 46/2020. Proposta de Consulta Pública para revisão da metodologia e atualização dos parâmetros dos Submódulos 2.2/2.2A (Receitas Irrecuperáveis) e 2.6 (Perdas de Energia) dos Procedimentos de Revisão Tarifária - PRORET. **Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), SRM/SGT**. Brasília, 2020.

CYRILLO, O. I. Estabelecimento de Metas de Qualidade na Distribuição de Energia Elétrica por Otimização da Rede e do Nível Tarifário. Dissertação M.Sc. **Universidade de São Paulo**, São Paulo, 2011.

BELLONI, A. *et al.* Least squares after model selection in high-dimensional sparse models. **Bernoulli**, v. 19, n. 2, pp. 521-547, 2013.

HAUSMAN, J. A. Specification Tests in Econometrics. **Econométrica** 46, pp. 1251-1271, 1978.

GESEL, Grupo de Estudos do Setor Elétrico. Avaliação da Metodologia de Definição de Metas para Perdas Não Técnicas e Proposição de Aperfeiçoamentos Regulatórios. Relatório Técnico Bloco 9: Avaliação crítica da proposta de alteração da metodologia de determinação de metas de Perdas Não Técnicas. **Projeto de P&D ANEEL - CPFL - GESEL**, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2019.

RADCHENKO, P. *et al.* Improved variable selection with forward-lasso adaptive shrinkage. **The Annals of Applied Statistics**, v. 5, n. 1, p. 427-448, 2011.

WANG, H.; LI, G.; TSAI, C.. Regression coefficient and autoregressive order shrinkage and selection via the LASSO. **Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Statistical Methodology)**, v. 69, n. 1, pp. 63-78, 2007.

ZOU, H. The adaptive LASSO and its oracle properties. **Journal of the American Statistical Association**, v. 101, n. 476, pp. 1418-1429, 2006.

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: 978-65-86614-17-6

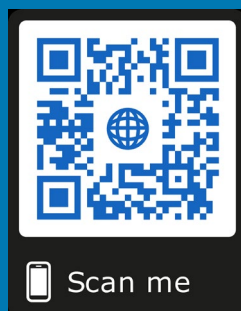
SITE: gesel.ie.ufrj.br

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

TWITTER: twitter.com/geselufrj

E-MAIL: 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